



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

PRODESEN
2019 - 2033

ÍNDICE

I. Introducción.....	5
II. Fundamento legal	8
III. Proceso del Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD del MEM	9
Coordinación con el CENAGAS.....	15
IV. Infraestructura actual del Sistema Eléctrico Nacional.....	16
Conformación actual del Sistema Eléctrico en Gerencias de Control Regional.....	16
Capacidad de transmisión y transformación en el Sistema Eléctrico Nacional.....	17
Principales enlaces internacionales.....	19
Capacidad efectiva instalada en Centrales Eléctricas.....	27
Principales Centrales Eléctricas	29
Producción de energía eléctrica en el SEN.....	33
V. Diagnóstico operativo 2018.....	34
Por Gerencias de Control Regional.....	34
Comportamiento de la demanda y consumo del Sistema Eléctrico Nacional durante 2018.....	46
Comportamiento de la demanda máxima semanal y consumo del SIN.....	46
Comportamiento de la demanda máxima semanal y consumo del BC.....	49
Comportamiento de la demanda máxima semanal y consumo del BCS - LPZ.....	50
Comportamiento de la demanda máxima semanal y consumo del sistema Mulegé.....	52
Comportamiento de la generación hidráulica.....	53
Margen de Reserva Operativa	54
Condiciones operativas en las transferencias de potencia en los principales enlaces del Sistema Eléctrico Nacional en la demanda máxima de verano de 2018.....	56
Principales corredores de transmisión saturados.....	58
Energía de Importación y Exportación 2018.....	60
VI. Pronósticos de demanda y consumo de energía.....	62
Introducción.....	62
Correlación de la demanda y consumo con otros factores.....	62
Proceso de Pronóstico.....	63
Situación de la Industria Eléctrica.....	64
Consumo bruto 2018.....	65
Consumo final y usuarios 2018	66
Demanda máxima 2018.....	67
Entorno Económico 2018.....	68
Escenario Macroeconómico 2019 — 2033.....	69
Crecimiento poblacional y usuarios de la Industria Eléctrica 2019 — 2033.....	70
Consumo bruto 2019 — 2033.....	70
Consumo bruto regional (GWh) 2019 — 2033.....	72
Consumo final (GWh) 2019 — 2033.....	73
Demanda Máxima 2019 — 2033.....	74

Demanda máxima integrada regional (MWh/h) 2019 — 2033.....	76
VII. Características de los escenarios de estudio.....	78
Demanda máxima de verano.....	78
Demanda máxima nocturna de verano, Gerencias de Control Regional Noroeste y Norte.....	79
Demanda máxima nocturna de verano, Gerencias de Control Regional Noroeste, Norte y Noreste.....	79
Demanda máxima de verano, Sistema Baja California y Sistema Baja California Sur.....	80
Demanda máxima de invierno.....	82
Demanda mínima de invierno.....	82
Demanda media de invierno.....	82
VIII. Resultados previstos en confiabilidad	84
Referencias Generales para la Planeación.....	84
Comportamiento Operativo en la demanda máxima de verano a las 16:30 hs 2022, 2024 y 2026.....	87
Operación de la Transmisión en el verano a las 16:30 hs.....	89
Comportamiento operativo de la demanda máxima de verano a las 23:30 hs para el 2022-2026.....	93
Operación de la Transformación en el verano de 2022.....	104
Control de Voltaje en la demanda máxima de verano de las 16:30 hs.....	107
Comportamiento operativo de la demanda media de invierno a las 14:00 hs para el 2022, 2024 y 2026.....	110
Operación de la Transmisión en demanda media de invierno de las 14:00 hs.....	112
Control de Voltaje en la demanda media de invierno a las 14:00 hs.....	119
Comportamiento operativo de la demanda máxima de invierno a las 20:00 hs para el 2022, 2024 y 2026.....	119
Límites de transmisión 2018 y 2026.....	124
Estado operativo previsto para el 2025 en la Península de Yucatán.....	125
IX. Ampliación de la RNT y las RGD del MEM.....	127
Objetivo de los proyectos de ampliación.....	127
Proceso de planeación de la RNT y las RGD del MEM.....	127
Proyectos de generación que cumplen los criterios de firmeza e instruidos de la RNT para cada Gerencia de Control Regional.....	128
Proyectos de Ampliación de la RNT instruidos por la SENER hasta 2018.....	147
Proyectos Identificados de Ampliación de la RNT.....	167
Proyectos de Ampliación de las RGD del MEM instruidos por la SENER.....	416
Proyectos Identificados de Ampliación de las RGD del MEM.....	429
Proyectos indicativos de la RNT.....	501
Proyectos Legados del Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) mediante Recursos Propios (RP) y Obra Pública Financiada (OPF).....	509
Proyectos con recursos por aportaciones de CFE Distribución.....	521
X. Modernización de la RNT y las RGD del MEM.....	556
Proyectos de Modernización de la RNT instruidos por la SENER hasta 2018.....	556
Proyectos Propuestos por CFE Transmisión para la modernización de la RNT.....	557
Modernización de enlaces de transmisión requeridos para incrementar capacidad de líneas de transmisión limitadas por equipo serie.....	558

XI. Impacto económico por el diferimiento de proyectos de la RNT.....	569
Impacto económico y de confiabilidad por retraso a inicios de 2025 del proyecto de Aumento de la Capacidad de Transmisión de Valladolid-Cancún.....	569
Impacto económico y de confiabilidad por retraso de la interconexión Sureste-Peninsular a inicios de 2028	570
Impacto económico y de confiabilidad por retraso a inicios de 2028 de la Red de Transmisión en 400 kV de Tamazunchale-Jilotepec-Central	572
XII. Seguimiento de proyectos en el “PRODESEN” 2020 – 2034	574

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 responsable de formular el programa sectorial para el desarrollo de la industria eléctrica, conforme al Plan Nacional de Desarrollo. Dicho programa se denomina en el contexto de la Reforma como Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN). En este programa se plasmará la política energética del país en materia eléctrica. El PRODESEN cubrirá un horizonte de 15 años.

En el PRODESEN se reflejará la política energética y aspectos de la Ley de Transición Energética para fomentar el desarrollo de las fuentes de energía limpia, cumplimiento de metas, 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.
- Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD) del Mercado Eléctrico Mayorista.
- Programas de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución.

Por tratarse de una actividad en régimen de competencia, los Programas Indicativos para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE) no serán vinculatorios. 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 y proponer a la SENER y a la CRE para su autorización y opinión respectivamente, los Programas de Ampliación y Modernización de la RNT y los elementos de las RGD que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista.

En este documento, se presenta el Programa de Ampliación y

Modernización de la RNT y las RGD en el marco de la Reforma Energética, para el periodo 2019 – 2033.

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 2019 – 2022. 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 los PIIRCE considerados y los Programas de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD.

En una sección relevante, se presenta una síntesis del diagnóstico operativo del SEN durante el 2018. Se muestra 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, las obras instruidas por la SENER que estarían solucionando parcialmente las problemáticas operativas que se han tenido. Este diagnóstico es una referencia importante para identificar a futuro los proyectos que solucionen estas problemáticas para proponerse a

la aprobación de la SENER y opinión de la CRE.

En este documento, se incluye información detallada del sistema eléctrico existente, de los proyectos, tanto de Centrales Eléctricas, Centros de Carga y de redes eléctricas ya determinados (en distintos niveles de avance) para entrar en operación en fechas específicas y, de los pronósticos de demanda y del programa indicativo para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas que se utilizarán como insumos para determinar el Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD.

En una sección se presentará un resumen de las afectaciones previstas en el suministro de energía eléctrica por el retraso en los proyectos instruidos por la SENER a la Comisión Federal de Electricidad.

Se presentan los proyectos que se están proponiendo, distinguiendo los que ya se consideran necesarios su construcción, como los que pudieran tener cambios de características o fecha de puesta en servicio por modificaciones en el crecimiento de la demanda o en el PIIRCE, los refuerzos a cargo de los interesados en interconexiones de Centrales Eléctricas y conexiones de Centros de Carga bajo el esquema individual entre otros.

Para cumplir con las disposiciones de la Ley de Transición Energética en materia de energías renovables, se contemplan proyectos de tecnologías de Redes Eléctricas Inteligentes.

La SENER canceló la licitación del proyecto de interconexión del Sistema Baja California al Sistema Interconectado Nacional. Asimismo, la

Comisión Federal de Electricidad como una empresa productiva del estado canceló la licitación del proyecto de transmisión de corriente directa Ixtepec Potencia – Yautepec Potencia.

Se incluyen resultados de los análisis técnicos obtenidos para diferentes alternativas de cada proyecto, con el fin de justificar los mismos.

Al final una serie de proyectos que se estarán estudiando para el complemento de este programa y para el próximo.

II. Fundamento legal

"El CENACE presenta a la Secretaría de Energía (SENER) y a la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la propuesta del Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución que corresponden al Mercado Eléctrico Mayorista, para el periodo 2019 – 2033, con fundamento en los artículos 25, párrafo quinto, 27, párrafo sexto, 28, párrafos cuarto y quinto, 49, párrafo primero y 90 párrafo primero de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 1º, párrafos primero y tercero, 3º, párrafo primero, fracción I y 45, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1º, párrafo primero, 2º, 6º, párrafo primero, 14 párrafo primero, fracción I, 15, párrafo antepenúltimo de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales; 14, 108, fracciones XIV y XV de la Ley de la Industria Eléctrica 5, fracciones I, II y VI y 9, fracciones I y II de su Reglamento; 16, fracción II de la Ley de Transición Energética; PRIMERO, párrafo primero, SEGUNDO, párrafo primero, y VIGÉSIMO CUARTO del Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía".

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

Para la definición de los proyectos que integrarán el Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista, 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 Programa. 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 plazo.

Para los estudios eléctricos de mediano a largo plazo, 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 generadores necesarios 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 Red Nacional de Transmisión por restringidos márgenes de reserva de potencia reactiva; desde la fase normal de estado estable y ante contingencias sencillas (criterio universal de Confiabilidad $n-1$, excepto para transformadores), 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 Secretaría de Energía.

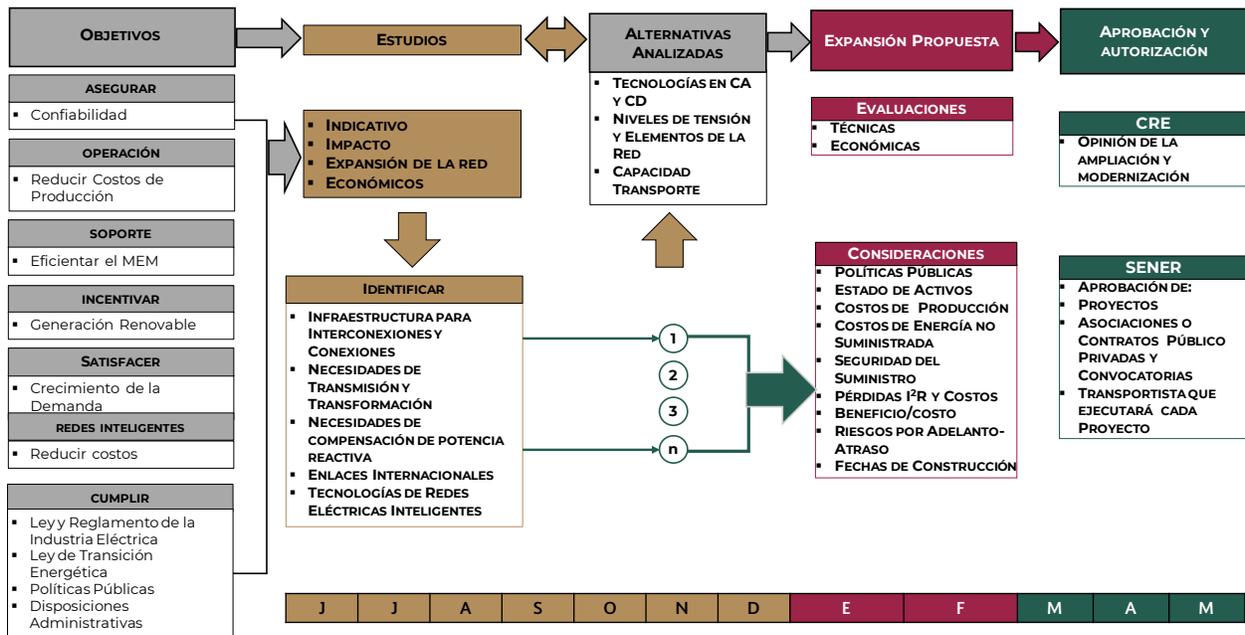
Para las adiciones de transformación, compensación de potencia reactiva y algunas líneas de la RNT, se realizan estudios probabilísticos y por la metodología de demanda incremental.

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 Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista



En la figura 3.2 se muestra el proceso para la evaluación del desempeño de la Confiabilidad en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución 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 ($\eta+2$ a $\eta+7$), 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 de los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas, la incorporación de nuevos Centros de Carga y el crecimiento de la demanda por subestación eléctrica.

El modelo en el horizonte de tiempo de corto plazo para los estudios de evaluación del desempeño de la red eléctrica está compuesto de los

componentes de secuencia positiva para flujos de carga, de secuencia cero para cálculos de corto circuito y de los modelos matemáticos y controles de las unidades de las Centrales Eléctricas de todas las tecnologías para estabilidad transitoria. En este horizonte es importante representar la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista 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 los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas, y de proyectos de interconexiones con sistemas eléctricos de otros países, entre otros.

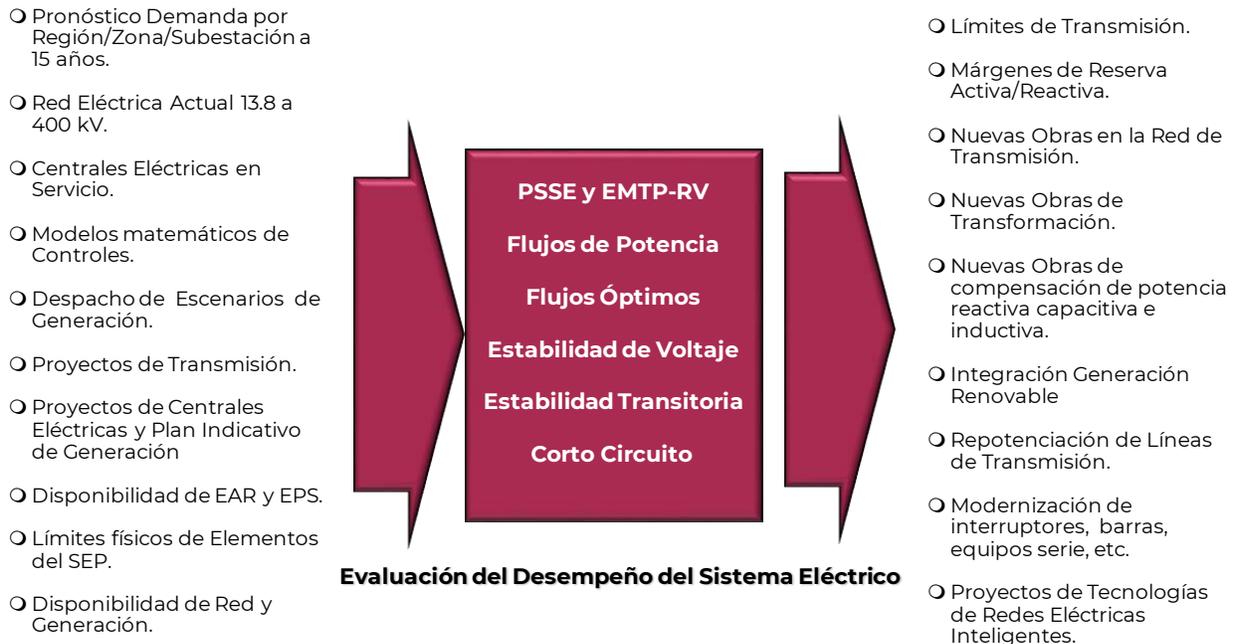
En el horizonte de tiempo de mediano y largo plazo ($\eta+6$ a $\eta+14$) como los proyectos de Centrales Eléctricas y Centros de Carga se encuentran en proceso de indefinición, por no tener solicitudes de interconexiones y conexiones, el periodo se caracteriza por un grado de incertidumbre mayor en 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 Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución 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 Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución 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, programa indicativo para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas, 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 líneas de transmisión, etc.

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

La evaluación económica o social, consiste en determinar si los beneficios al incluir un proyecto son suficientes para cubrir los costos de inversión y

operación necesarios para su realización.

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

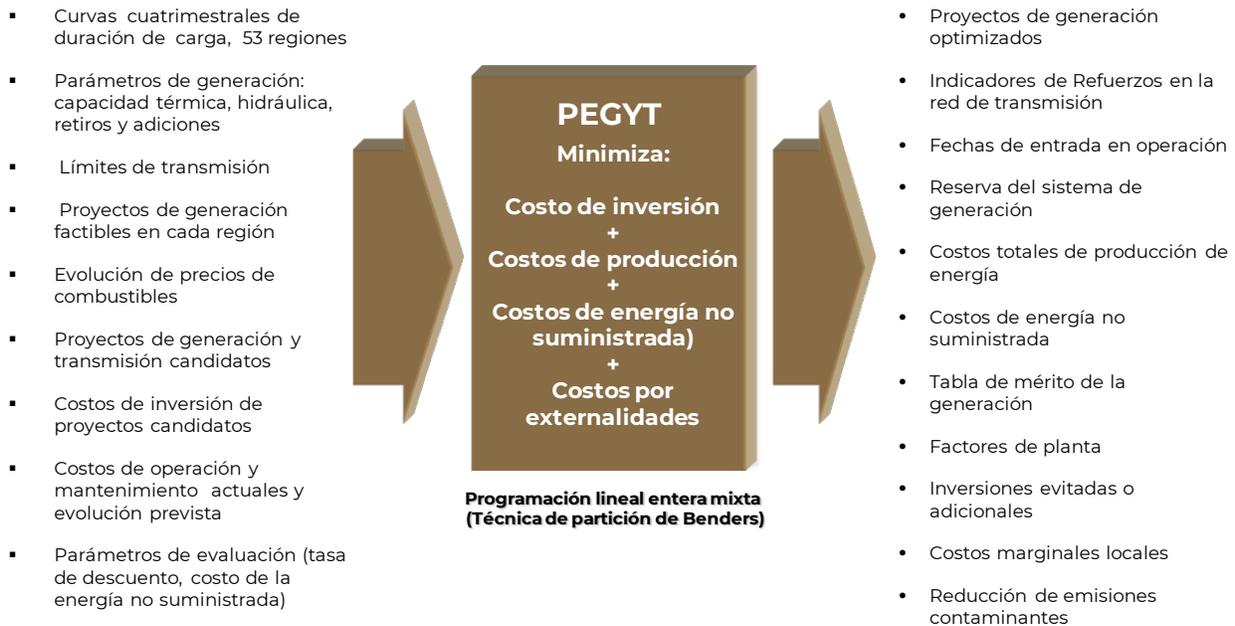
Los principales beneficios que se obtienen consisten en los ahorros de costos de producción y ahorros en el costo de la energía no suministrada. Otros beneficios que se determinan son los asociados a reducción de emisiones contaminantes.

En la figura 3.3 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 entre regiones con sus correspondientes límites de transmisión.

Los resultados permiten cuantificar los beneficios económicos de los proyectos troncales de la Red Nacional de Transmisión.

Figura 3.3. Proceso de estudios económicos y de energía de la ampliación de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista



Para confirmar las necesidades de refuerzos y evaluaciones de adiciones de transformación se realizan estudios para la expansión de la Red Nacional de Transmisión 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 ($\eta+6$ a $\eta+14$), en cada año se estructura una red eléctrica con los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas, y el crecimiento de la

demanda por Gerencia de Control Regional 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 “ $t+6$ ” al “ $t+14$ ”, y posteriormente de regreso, del año “ $t+14$ ” al “ $t+6$ ”. 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 Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución 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 CENEGAS tiene una coordinación estrecha con el área de Operación del

Sistema y el Mercado Eléctrico Mayorista.

Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE), de acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica es una facultad otorgada a la Secretaría de Energía. Esta última tiene una coordinación con el Organismo CENAGAS, para alinear las necesidades energéticas de este combustible en la planeación de mediano-largo plazo.

IV. Infraestructura actual del Sistema Eléctrico Nacional

Conformación actual del Sistema Eléctrico en Gerencias de Control Regional

El SEN está organizado en nueve regiones de control y un pequeño sistema eléctrico, como se muestra en la figura 4.1.

La operación de estas regiones está bajo la responsabilidad de 9 Centros de Control Regional ubicados en las Ciudades de México, Puebla, Guadalajara, Mérida, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey, Mexicali y La Paz, así como un pequeño centro de control en Santa Rosalía en Baja California Sur, para el Sistema Mulegé. El Centro Nacional en la Ciudad de México coordina el Mercado Eléctrico Mayorista y la operación segura y confiable del SEN, con un Centro Nacional de respaldo en la Ciudad de Puebla.

Las 7 regiones del macizo continental se encuentran interconectadas y forman el Sistema Interconectado Nacional (SIN). En ellas se comparten los recursos y reservas de capacidad ante la diversidad de demandas y situaciones operativas; esto hace posible 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 líneas de transmisión en 230 kV en corriente alterna.

Los sistemas eléctricos Baja California Sur y Mulegé están eléctricamente aislados entre sí y del resto de la red eléctrica nacional.

Figura 4.1. 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 localización 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 las energías limpias, además de garantizar los flujos de energía requeridos por el mercado eléctrico, considerando su rentabilidad económica y la Confiabilidad del sistema.

El SEN está constituido por redes eléctricas en diferentes niveles de tensión:

- **Red Nacional de Transmisión (RNT):** Sistema integrado por el conjunto de las redes eléctricas que se utilizan para transportar energía eléctrica a las Redes Generales de Distribución y al público en general, así como las interconexiones a los sistemas eléctricos extranjeros que determine la Secretaría. 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 un kV y menores o iguales a 35 kV, así como las redes en baja tensión en las cuales el suministro eléctrico se da a niveles iguales o menores a un kV.

- **Redes Particulares:** Redes eléctricas que no forman parte de la Red Nacional de Transmisión o de las Redes Generales de Distribución. No se incluyen en el documento.

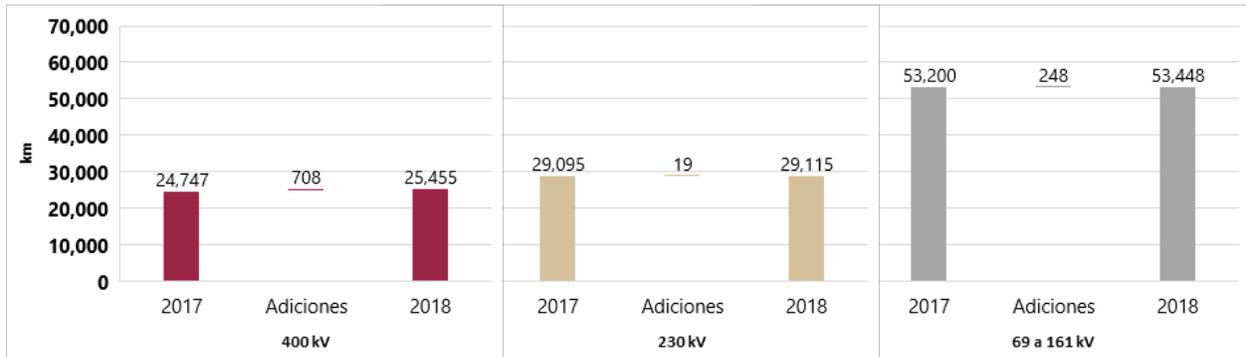
Al 31 de diciembre de 2018 en la RNT se tenían 108,018 km de líneas, 0.9% más que en 2017; de estos, 23.6% correspondía a 400 kV, 26.9.0% a 230 kV, y el 49.5% restante a tensiones entre 161 y 69 kV.

En el cuadro 4.1 y en la figura 4.2 se muestra un resumen de los kilómetros de líneas en los diferentes niveles de operación.

Cuadro 4.1. Infraestructura de líneas de transmisión por nivel de tensión

Nivel de tensión	Longitud (km) 2017	Longitud (km) 2018	TCA (%)
Transmisión 161 a 400 kV	54,361	55,088	1.3%
400 kV	24,747	25,455	2.9%
230 kV	29,095	29,115	0.1%
161 kV	519	519	0.0%
Transmisión 69 a 138 kV	52,681	52,929	0.5%
138 kV	1,691	1,779	5.2%
115 kV	47,853	48,013	0.3%
85 kV	795	795	0.0%
69 kV	2,343	2,343	0.0%
Total	107,042	108,018	0.9%

Figura 4.2. Adiciones en infraestructura de transmisión de la RNT en 2018 (km) 1/

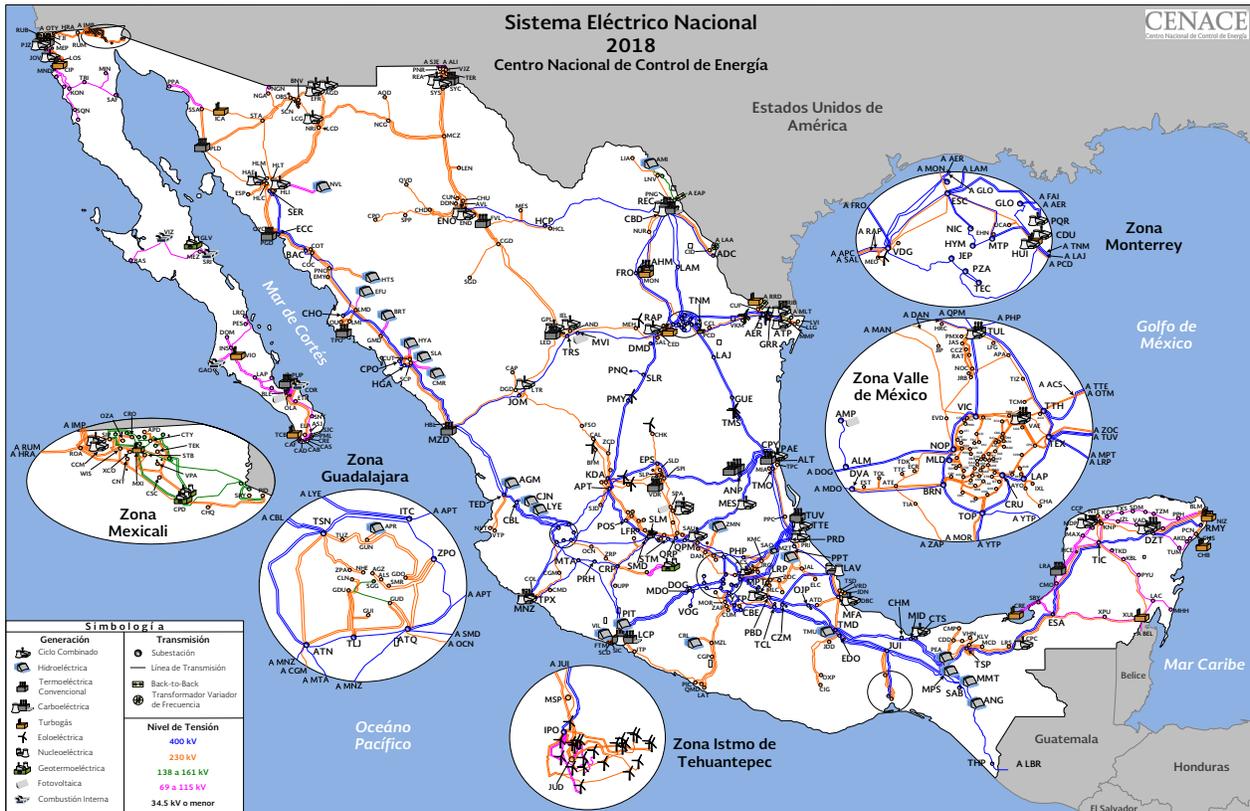


1/ Fuente: Elaborado con información de CFE.

En subestaciones eléctricas de la RNT, durante 2018 se adicionó una capacidad del orden de 3,550 MVA, con lo que a diciembre 2018 se alcanzó un valor de 113,143 MVA, 3.2% mayor que el que se tenía en 2017 (109,591 MVA).

En la figura 4.3 se muestra la red troncal de transmisión, considerando desde 115 kV hasta 400 kV. En la Península de Baja California se tienen 3 sistemas eléctricos separados eléctricamente del SIN.

Figura 4.3. Sistema Eléctrico Nacional – Red Troncal de Transmisión 2018



Principales enlaces internacionales

Los principales enlaces internacionales y sus capacidades se presentan en la figura 4.4. Con Texas, USA, se tienen 4 enlaces asíncronos con una capacidad total de 436 MW.

Durante 2017 inició oficialmente la operación comercial de una central eléctrica de generación instalada físicamente 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 Mercado Eléctrico Mayorista con permiso como Generador al amparo de la LIE. La aportación de esta Central Eléctrica en 2018 fue de 3,801.3 GWh.

Como central instalada fuera del territorio nacional y conectada directamente a la RNT es el único caso; sin embargo, en Baja California se tienen dos centrales ciclo combinado y una eólica que operan con permiso como Exportador, ubicadas en territorio nacional, y conectadas directamente al WECC.

Figura 4.4. Sistema Eléctrico Nacional
Capacidad de las Interconexiones Internacionales 2018



En el cuadro 4.2 se indican los límites máximos de transmisión de potencia entre regiones en 2018.

Cuadro 4.2. Capacidad de los enlaces entre regiones, al cierre de 2018 (MW)

Región Control/Enlace/Subestación Eléctrica		No. de circuito	Tensión (kV)	Capacidad (MW)
01-CENTRAL				
QUERÉTARO (30)	CENTRAL (31)		400 / 230	1,800
Querétaro Potencia Maniobras	Tula	A3020	400	
Querétaro Potencia Maniobras	Tula	A3290	400	
Daño	Tula	93030/93290	230	
El Sauz	Valle de México	93020/93110	230	
Daño	Jilotepec	93N20	230	
LÁZARO CÁRDENAS (29)	CENTRAL (31)		400	2,900
Pitirera	Donato Guerra	A3210	400	
Pitirera	Donato Guerra	A3220	400	
Lázaro Cárdenas	Donato Guerra	A3010	400	
POZA RICA (32)	CENTRAL (31)		400	4,100
Poza Rica	Pachuca Potencia	A3370	400	
Tuxpan	Texcoco	A3380	400	
Tuxpan	Texcoco	A3680	400	
Tuxpan	Texcoco	A3780	400	
Tres Estrellas	Teotihuacán	A3070	400	
Tres Estrellas	Teotihuacán	A3080	400	
PUEBLA (34)	CENTRAL (31)		400 / 230	3,000
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	
Zapata	Tianguistenco	93040	230	
Zocac	Texcoco	93600	230	
Zocac	Texcoco	93620	230	
LÁZARO CÁRDENAS (29)	ACAPULCO (35)		400^{1/} / 230 / 115	350
Lázaro Cárdenas Potencia	Ixtapa Potencia	93070	230	
Lázaro Cárdenas Potencia	Ixtapa Potencia	93080	400 ^{1/}	
Lázaro Cárdenas Potencia	Ixtapa Potencia	73510/73550	115	
02-ORIENTAL				
ACAPULCO (35)	PUEBLA (34)		230	300
Mezcala	Zapata	93240	230	
Mezcala	Zapata	93250	230	
VERACRUZ (33)	PUEBLA (34)		400	1,100
Laguna Verde	Puebla II	A3090	400	
Laguna Verde	Cruz Azul Maniobras	A3190	400	

1/ Línea de transmisión aislada en 400 kV, operación inicial 230 kV

... Continuación

Cuadro 4.2. Capacidad de los enlaces entre regiones, al cierre de 2018 (MW)

Región Control/Enlace/Subestación Eléctrica		No. de circuito	Tensión (kV)	Capacidad (MW)
VERACRUZ (33)	TEMASCAL (36)		230	350
Fortín	Ojo de Agua Potencia	73960	115	
Córdoba I	Ojo de Agua Potencia	73990	115	
Santa Gertrudis	Ojo de Agua Potencia	73900	115	
Orizaba	Ojo de Agua Potencia	73680	115	
Orizaba	Nogales	73500	115	
Manlio Fabio Altamirano	Temascal II	93260	230	
Manlio Fabio Altamirano	Temascal II	93360	230	
VERACRUZ (33)	POZA RICA (32)		400	750
Laguna Verde	Papantla	A3390	400	
GRIJALVA (39)	TEMASCAL (36)		400	2,800
Malpaso	Juile	A3140	400	
Manuel Moreno Torres	Juile	A3040	400	
Manuel Moreno Torres	Juile	A3T90	400	
GRIJALVA (39)	COATZACOALCOS (37)		400	2,100
Malpaso II	Minatitlán II	A3060	400	
Malpaso II	Minatitlán II	A3160	400	
Malpaso II	Coatzacoalcos II	A3250	400	
COATZACOALCOS (37)	TEMASCAL (36)		400	1,750
Minatitlán II	Temascal II	A3360	400	
Chinameca Potencia	Temascal II	A3260	400	
POZA RICA (32)	PUEBLA (34)		230	310
Mazatepec	Zocac	93020/93120	230	
Jalacingo	Zocac	93420	230	
TEMASCAL (36)	PUEBLA (34)		400	3,000
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	
IXTEPEC (40)	TEMASCAL (36)		400 / 230	2,500
Ixtepec Potencia	Juile	A3V30	400	
Ixtepec Potencia	Juile	A3V40	400	
Juchitán II	Juile	93000	230	
Matías Romero	Juile	93020	230	
Matías Romero	Juile	93950	230	
GRIJALVA (39)	TABASCO (38)		400 / 230	1,450
Malpaso II	Peñitas	93930	230	
Malpaso II	Peñitas	93940	230	
Malpaso II	Tabasco Potencia	A3U90	400	
Manuel Moreno Torres	Tabasco Potencia	A3U80	400	

... Continuación

Cuadro 4.2. Capacidad de los enlaces entre regiones, al cierre de 2018 (MW)

Región Control/Enlace/Subestación Eléctrica		No. de circuito	Tensión (kV)	Capacidad (MW)
03-OCCIDENTAL				
TEPIC (22)	GUADALAJARA (23)		400	1,178
Tepic II	Cerro Blanco	A3590	400	
Tepic II	Cerro Blanco	A3630	400	
MANZANILLO (27)	GUADALAJARA (23)		400 / 230	3,000
Manzanillo	Acatlán	A3230	400	
Manzanillo	Atequiza	A3240	400	
Tapeixtles	Mazamitla	A3J20	400	
Colima II	Ciudad Guzmán	93540	230	
GUADALAJARA (23)	AGUASCALIENTES (24)		400	1,000
Atequiza	Aguascalientes Potencia	A3250	400	
Ixtlahuacán	Aguascalientes Potencia	A3N20	400	
GUADALAJARA (23)	SALAMANCA (26)		400	700
Atequiza	Salamanca II	A3J80	400	
GUADALAJARA (23)	CARAPAN (28)		400 / 230	700
Mazamitla	Purépecha	A3470	400	
Ocotlán	Zamora	93710	230	
GUADALAJARA (23)	LÁZARO CÁRDENAS (29)		400	580
Mazamitla	Pitirera	A3110	400	
LÁZARO CÁRDENAS (29)	CARAPAN (28)		400	720
Lázaro Cárdenas	Carapan	A3200	400	
CARAPAN (28)	SALAMANCA (26)		400 / 230	700
Carapan	Salamanca II	A3J90	400	
Carapan	Abasolo II	93220	230	
AGUASCALIENTES (24)	SALAMANCA (26)		400 / 230	880
Potrerillos	Las Fresas	A3L30	400	
Potrerillos	Las Fresas	A3L40	400	
León I	Irapuato II	93420	230	
Silao Potencia	Irapuato II	93410	230	
Silao Potencia	Irapuato II	93410/93C60	230	
SAN LUIS POTOSÍ (25)	AGUASCALIENTES (24)		400 / 230	1,300
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	
QUERÉTARO (30)	SAN LUIS POTOSÍ (25)		230	425
San Luis de la Paz II	Villa de Reyes	93130	230	
San Luis de la Paz II	Villa de Reyes	93320	230	
SALAMANCA (26)	QUERÉTARO (30)		400 / 230	1,600
Salamanca	Santa María	A3330	400	
Salamanca	Santa María	A3990	400	
Salamanca Cogeneración	Celaya III	93150	230	
Salamanca Cogeneración	Celaya III	93170	230	

... Continuación

Cuadro 4.2. Capacidad de los enlaces entre regiones, al cierre de 2018 (MW)

Región Control/Enlace/Subestación Eléctrica		No. de circuito	Tensión (kV)	Capacidad (MW)
04-NOROESTE				
CANANEA (2)	MOCTEZUMA (8)		400^{1/}	400
Nacozari	Nuevo Casas Grandes	93930	400 ^{1/}	
Nacozari	Nuevo Casas Grandes	93940	400 ^{1/}	
CANANEA (2)	HERMOSILLO (1)		400^{1/} / 230	975
Cananea	Santa Ana	93150/93140	230	
Cananea	Santa Ana	93120	230	
Nacozari	Hermosillo III	93210	230	
Nacozari	Hermosillo V	93D70	400 ^{1/}	
Nacozari	Hermosillo V	93D90	400 ^{1/}	
HERMOSILLO (1)	OBREGÓN (3)		400 / 230 / 115	980
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 (3)	LOS MOCHIS (4)		400 / 230	680
Pueblo Nuevo	Los Mochis II	93630	230	
El Mayo	Los Mochis II	93610	230	
Bácum	Choacahui	A3N00	400	
LOS MOCHIS (4)	CULIACÁN (5)		400 / 230 / 115	890
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	
MAZATLÁN (6)	CULIACÁN (5)		400 / 230	1,450
El Habal	Culiacán Potencia	93810	230	
El Habal	Culiacán Potencia	93850	230	
Mazatlán II	La Higuera	A3N10	400	
Mazatlán II	La Higuera	A3N20	400	
MAZATLÁN (6)	TEPIC (22)		400	1,380
Mazatlán II	Tepic	A3600	400	
Mazatlán II	Tepic	A3J00	400	
05-NORTE				
JÚAREZ (7)	MOCTEZUMA (8)		230	640
Samalayuca	Moctezuma	93450	230	
Samalayuca	Moctezuma	93460	230	
Samalayuca	Moctezuma	93440	230	

1/ Línea de transmisión aislada en 400 kV, operación inicial 230 kV

... Continuación

Cuadro 4.2. Capacidad de los enlaces entre regiones, al cierre de 2018 (MW)

Región Control/Enlace/Subestación Eléctrica		No. de circuito	Tensión (kV)	Capacidad (MW)
MOCTEZUMA (8)	CHIHUAHUA (9)		400^{1/} / 230	640
Moctezuma	Chihuahua Norte	93240/93550	230	
Moctezuma	Chihuahua Norte	93230	230	
Moctezuma	El Encino	93420	400 ^{1/}	
CHIHUAHUA (9)	LAGUNA (11)		230	330
Camargo II	Gómez Palacio	93080	230	
Camargo II	Gómez Palacio	93040	230	
LAGUNA (11)	DURANGO (10)		400 / 230	550
Torreón Sur	Jerónimo Ortiz	A3A20	400	
Lerdo	La Trinidad	93090	230	
DURANGO (10)	AGUASCALIENTES (24)		230	300
Jerónimo Ortiz	Fresnillo Potencia	93600	230	
DURANGO (10)	MAZATLÁN (6)		400 / 230	640
Durango II	Mazatlán	93820	230	
Jerónimo Ortiz	Mazatlán	A3A30	400	
LAGUNA (11)	SALTILLO (17)		400 / 230	550
Andalucía	Saltillo	93050/93200	230	
Torreón Sur	Ramos Arizpe Potencia	A3A40/A3700	400	
RÍO ESCONDIDO (12)	CHIHUAHUA (9)		400	450
Río Escondido	El Encino	A3000/A3A100	400	
06-NORESTE				
RÍO ESCONDIDO (12)	NUEVO LAREDO (13)		400 / 230	400
Carbón II	Arroyo del Coyote	A3H30	400	
Río Escondido	Arroyo del Coyote	93530	230	
Río Escondido	Ciudad Industrial	93520	230	
REYNOSA (14)	NUEVO LAREDO (13)		138	140
Reynosa	Falcón	83630	138	
Reynosa	Falcón	83070/83030	138	
MATAMOROS (15)	REYNOSA (14)		400 / 230 / 138	1,400
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 (12)	MONTERREY (16)		400 / 230	2,100
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	

1/ Línea de transmisión aislada en 400 kV, operación inicial 230 kV

... Continuación

Cuadro 4.2. Capacidad de los enlaces entre regiones, al cierre de 2018 (MW)

Región Control/Enlace/Subestación Eléctrica		No. de circuito	Tensión (kV)	Capacidad (MW)
REYNOSA (14)	MONTERREY (16)		400 / 230	2,060
Aeropuerto	Ternium Maniobras	A3D80	400	
Aeropuerto	Villa de García	A3G20	400	
Aeropuerto	Glorias	A3G30	400	
Aeropuerto	Huinalá	93810/93170/93800/93790	230	
HUASTECA (19)	GÜÉMEZ (21)		400	1,700
Champayán	Güémez	A3170/A3120	400	
Champayán	Güémez	A3250	400	
GÜÉMEZ (21)	MONTERREY (16)		400	1,500
Cüémez	Lajas	A3140	400	
Cüémez	Lajas	A3D90	400	
SALTILLO (17)	AGUASCALIENTES (24)		400	1,290
Primero de Mayo	Cañada	A3J70	400	
Primero de Mayo	Cañada	A3K30	400	
HUASTECA (19)	POZA RICA (32)		400 / 230	1,875
Tamós	Poza Rica II	A3790	400	
Tamós	Poza Rica II	A3490	400	
Tampico	Pantepec	93150/93160	230	
VALLES (18)	SAN LUIS POTOSÍ (25)		400	1,500
Anáhuac Potencia	El Potosí	A3400	400	
Anáhuac Potencia	El Potosí	A3900	400	
TAMAZUNCHALE (20)	QUERÉTARO (30)		400	1,780
Las Mesas	Querétaro Potencia Maniobras	A3L50	400	
Las Mesas	Querétaro Potencia Maniobras	A3L60	400	
HUASTECA (19)	VALLES (18)		400	1,050
Champayán	Anáhuac Potencia	A3F40	400	
Champayán	Anáhuac Potencia	A3H00	400	
Altamira	Anáhuac Potencia	A3500	400	
HUASTECA (19)	TAMAZUNCHALE (20)		400	1,200
Champayán	Las Mesas	A3G80	400	
Champayán	Las Mesas	A3G90	400	
MONTERREY (16)	SALTILLO (17)		400 / 230	1,500
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	
07-PENINSULAR				
TABASCO (38)	LERMA (41)		400 / 230	1,200
Santa Lucía	Escárcega Potencia	93210	230	
Santa Lucía	Escárcega Potencia	93220	230	
Tabasco Potencia	Escárcega Potencia	A3Q00	400	
Tabasco Potencia	Escárcega Potencia	A3Q10	400	

... Continuación

Cuadro 4.2. Capacidad de los enlaces entre regiones, al cierre de 2018 (MW)

Región Control/Enlace/Subestación Eléctrica		No. de circuito	Tensión (kV)	Capacidad (MW)
LERMA (41)	MÉRIDA (42)		400 / 230 / 115	850
Lerma	Mérida II	73010	115	
Ah-Kim-Pech	Maxcanú	73030	115	
Lerma	Ticul Potencia	73A50/73070	115	
Lerma	Ticul Potencia	93020	230	
Escárcega Potencia	Ticul Potencia	A3Q20	400	
Escárcega Potencia	Ticul Potencia	A3Q30	400	
MÉRIDA (42)	CANCÚN (43)		400 / 230 / 115	825
Valladolid	Nizuc	73T40/73480	115	
Valladolid	Tulum	73830	115	
Tizimín	Canek	73T50/73460	115	
Valladolid	Balam	93050	230	
Valladolid	Nizuc	93070	230	
Ticul Potencia	Riviera Maya	A3Q40/A3Q60	400	
Ticul Potencia	Riviera Maya	A3Q50/A3Q70	400	
MÉRIDA (42)	CHETUMAL (44)		230 / 115	135
Ticul Potencia	Lázaro Cárdenas	73M20/73210/73220/73230	115	
Ticul Potencia	Xul-Ha	93090	230	
LERMA (41)	CHETUMAL (44)		230 / 230^{2/}	140
Escárcega Potencia	Xul-Ha	93100	230	
Escárcega Potencia	Xul-Ha	73A40/73A80	230 ^{2/}	
CANCÚN (43)	COZUMEL (45)		34.5	48
Playa del Carmen	Chankanaab II	53170	34.5	
Playa del Carmen	Chankanaab II	53180	34.5	
08-BAJA CALIFORNIA				
TIJUANA (46)	MEXICALI (48)		230	520
La Herradura	Rumorosa	93150	230	
La Herradura	La Rosita	93280	230	
TIJUANA (46)	ENSENADA (47)		230 / 115 / 69	255
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 (46)		230	408
Otay	Tijuana I	93040	230	
Imperial Valley	La Rosita	93050	230	
MEXICALI (48)	SAN LUIS RÍO COLORADO (49)		230 / 161	390
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	

2/ Línea de transmisión aislada en 230 kV, operación inicial 115 kV

... Continuación

Cuadro 4.2. Capacidad de los enlaces entre regiones, al cierre de 2018 (MW)

Región Control/Enlace/Subestación Eléctrica	No. de circuito	Tensión (kV)	Capacidad (MW)
09-BAJA CALIFORNIA SUR			
VILLA CONSTITUCIÓN (50)	LA PAZ (51)	115	80
Villa Constitución	Bledales	73350/73170	115
Villa Constitución	Olas Altas	73460/73420	115
LA PAZ (51)	LOS CABOS (52)	230 / 115	200
Olas Altas	El Palmar	93130	230
Olas Altas	El Palmar	93140	230
El Triunfo	Santiago	73130	115

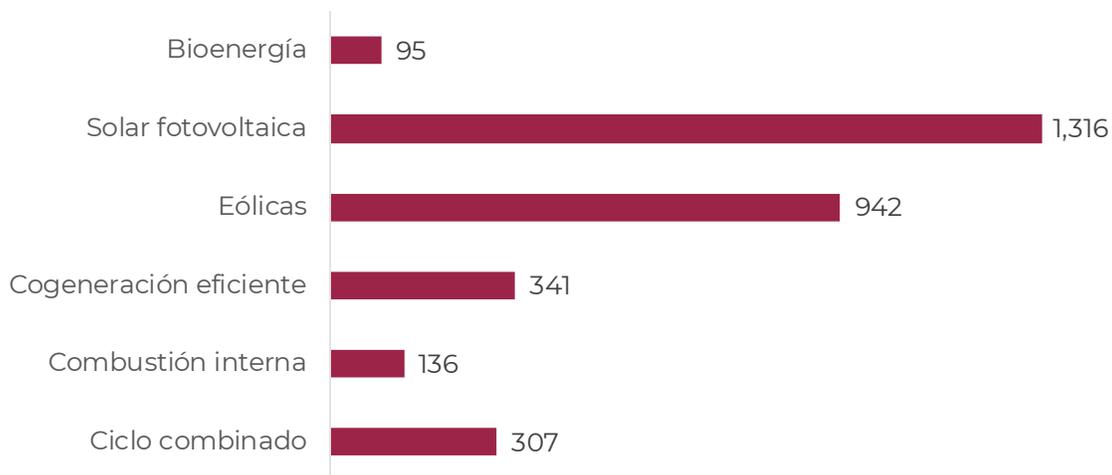
Capacidad efectiva instalada en Centrales Eléctricas

En esta sección se presentan las características de la infraestructura instalada a 2018 en Centrales Eléctricas, correspondiente a la CFE y Productores Independientes de Energía (PIE), así como, al resto de los permisionarios: Autoabastecedores (AU), Cogeneradores (COG), Pequeños Productores (PP), Importadores (IMP) y Exportadores (EXP), interconectados a la red del SEN; infraestructura construida al amparo de la anterior LSPEE. También se incluye la infraestructura que se ha instalado al amparo de la LIE, relacionada con los

Participantes del Mercado, Centrales Eléctricas con permiso como Generadores (GEN).

A diciembre de 2018 la capacidad de generación de la CFE, de los PIE y del resto de los permisionarios alcanzó un valor de 70,053 MW, lo que significó un incremento de 3.1% en relación con la de 2017 (67,958 MW). Las adiciones por tecnología se muestran en la figura 4.5 y en el cuadro 4.3 se presenta la distribución de la capacidad efectiva instalada por Gerencia de Control Regional y tipo de permiso; en las figuras 4.6 y 4.7 se muestra por tecnología y modalidad de generador.

Figura 4.5. Adiciones de capacidad efectiva instalada durante 2018



Cuadro 4.3. Capacidad efectiva instalada por Gerencia de Control Regional y tipo de permiso^{1/}

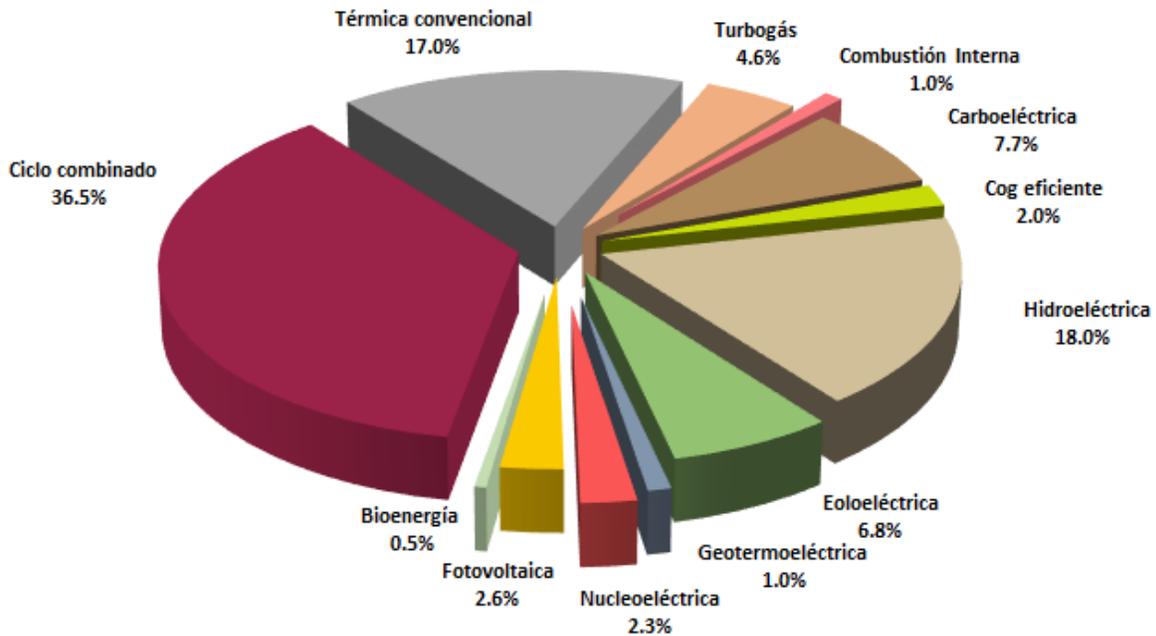
Gerencia de Control Regional	CFE	PIE ^{2/}	AU ^{2/}	COG ^{2/}	PP ^{2/}	GEN ^{2/}	Total
Central	7,815		58	185		391	8,449
Oriental	10,488	2,586	2,346	1,638	0	332	17,390
Occidental	8,611	495	1,179	215	13	763	11,277
Noroeste	3,701	528	552	17		141	4,940
Norte	2,506	1,640	157	25	17	1,105	5,450
Noreste	4,800	6,113	3,341	593		1,617	16,463
Peninsular ^{3/}	915	1,261	71	13		76	2,336
Baja California	1,842	783	90			195	2,910
Baja California Sur	684				55		739
Mulegé	98						98
Total	41,460	13,406	7,795	2,687	85	4,619	70,053

1/ Al 31 de diciembre de 2018.

2/ Considera la capacidad de contrato para los PIE, y para el resto de permisionarios es la de entrega a la red.

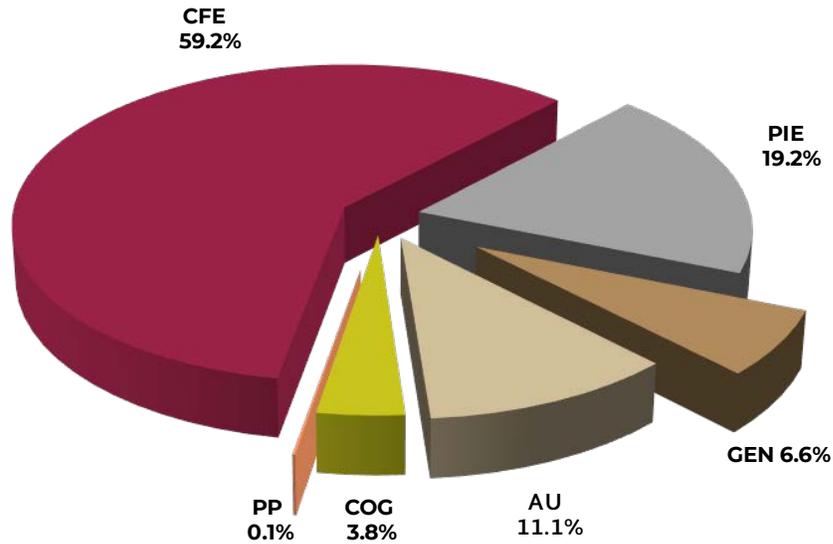
3/ Incluye 3.2 MW correspondientes a la CI Holbox (aislada).

Figura 4.6. Capacidad efectiva instalada por tipo de tecnología al 31 de diciembre de 2018 (70,053 MW^{1/})



Térmica convencional incluye Lecho fluidizado

Figura 4.7. Capacidad efectiva instalada por tipo de permiso al 31 de diciembre de 2018 (70,053 MW 1/)



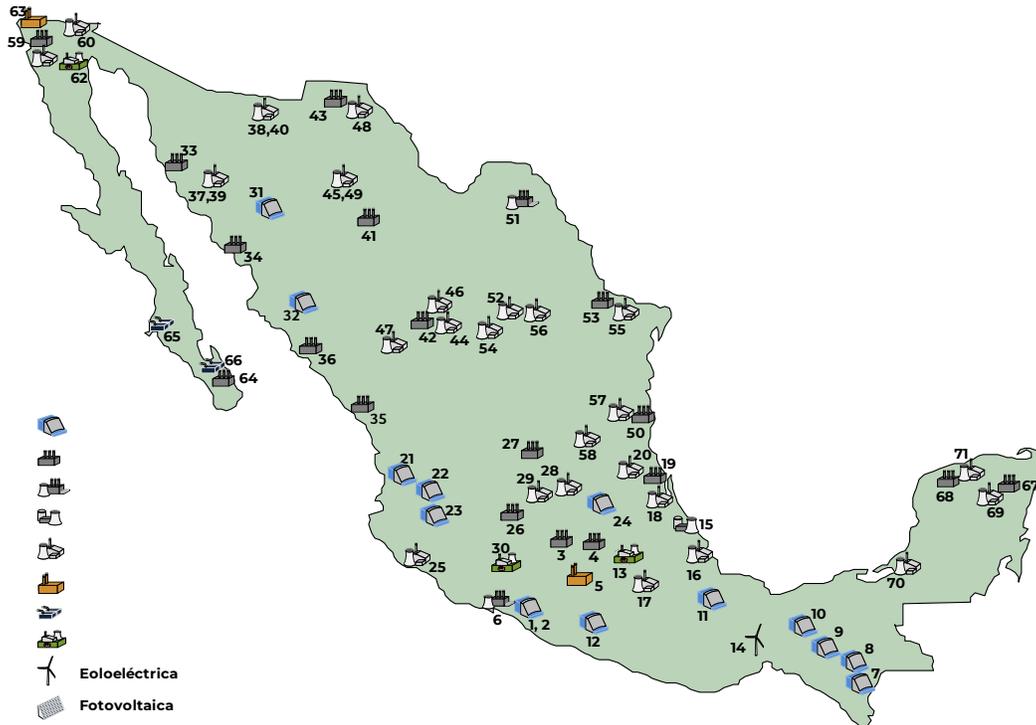
1/ Capacidad Efectiva: Las EPS de CFE se considera la capacidad instalada bruta; para los PIE y resto de permisionarios es la entregada a la red.

Principales Centrales Eléctricas

En la figura 4.8 se señala la ubicación de las Centrales Eléctricas de la Comisión Federal de Electricidad y los

Productores Independientes de Energía que destacan por su tamaño, tecnología o importancia regional. Sus nombres y sus características se presentan en el cuadro 4.4.

Figura 4.8. Principales Centrales Eléctricas en 2018
CFE y PIE



Cuadro 4.4. Capacidad efectiva y características de las principales Centrales Eléctricas de CFE y PIE a diciembre de 2018

No	Nombre de la Central	Gerencia de Control Regional	Estado	Municipio	Tecnología ^{3/}	Combustible ^{4/}	Número de		Capacidad efectiva MW ^v
							Centrales	Unidades	
1	Infiernillo	Central	Guerrero	La Unión	HID		1	6	1,200
2	La Villita (José María Morelos)	Central	Michoacán	Lázaro Cárdenas	HID		1	4	320
3	Tula (Francisco Pérez Ríos)	Central	Hidalgo	Tula	TC, CC	COM y GAS	2	11	1,881
4	Valle de México	Central	México	Acolman	TC, CC	GAS	1	7	999
5	Unidades aeroderivadas	Central	México y D F	Varios	TG	GAS	13	14	448
6	Petalcalco (Plutarco Elías Calles)	Central	Guerrero	La Unión	CAR	K	1	7	2,778
7	Angostura (Belisario Domínguez)	Oriental	Chiapas	V. Carranza	HID		1	5	900
8	Chicoasén (Manuel Moreno Torres)	Oriental	Chiapas	Chicoasén	HID		1	8	2,400
9	Malpaso	Oriental	Chiapas	Tecpatán	HID		1	6	1,080
10	Peñitas	Oriental	Chiapas	Ostuacán	HID		1	4	420
11	Temascal	Oriental	Oaxaca	San Miguel	HID		1	6	354
12	Caracol (Carlos Ramírez Ulloa)	Oriental	Guerrero	Apaxtla	HID		1	3	600
13	Humeros	Oriental	Puebla	Chignautla	GEO		1	6	69
14	Oaxaca I - IV, La Venta III y La Mata (PIE) ^{2/}	Oriental	Oaxaca	Juchitán	EO		6	410	613
15	Laguna Verde	Oriental	Veracruz	Alto Lucero	NUC	UO ₂	1	2	1,608
16	Dos Bocas	Oriental	Veracruz	Medellín	CC	GAS	1	6	226
17	San Lorenzo	Oriental	Puebla	Cuatlacingo	CC	GAS	1	3	382
18	Poza Rica	Oriental	Veracruz	Tihuatlán	CC	GAS	1	4	232
19	Tuxpan (Adolfo López Mateos)	Oriental	Veracruz	Tuxpan	TC	COM	1	6	1,750
20	Tuxpan II, III, IV y V (PIE) ^{2/}	Oriental	Veracruz	Tuxpan	CC	GAS	3	12	2,103
21	Aguamilpa Solidaridad	Occidental	Nayarit	El Nayar	HID		1	3	960
22	El Cajón (Leonardo Rodríguez Alcaine)	Occidental	Nayarit	Santa María del Oro	HID		1	2	750
23	La Yesca (Alfredo Elías Ayub)	Occidental	Guerrero	La Yesca	HID		1	2	750
24	Zimapán (Fernando Hiriart Balderrama)	Occidental	Hidalgo	Zimapán	HID		1	2	292
25	Manzanillo	Occidental	Colima	Manzanillo	TC, CC	COM y GAS	1	12	2,754
26	Salamanca TC y Cogeneración	Occidental	Guanajuato	Salamanca	TC, TG	COM y GAS	2	5	1,023
27	Villa de Reyes	Occidental	San Luis Potosí	Villa de Reyes	TC	COM	1	2	700
28	El Sauz	Occidental	Querétaro	P. Escobedo	CC	GAS	1	5	591
29	El Sauz (Bajío) (PIE) ^{2/}	Occidental	Guanajuato	S. Luis de la Paz	CC	GAS	1	4	626
30	Los Azufres	Occidental	Michoacán	Cd. Hidalgo	GEO		1	13	245
31	El Novillo (Plutarco Elías Calles)	Noroeste	Sonora	Soyopa	HID		1	3	135
32	Huites (Luis Donaldo Colosio)	Noroeste	Sinaloa	Choix	HID		1	2	422
33	Puerto Libertad	Noroeste	Sonora	Pitiquito	TC	COM y GAS	1	4	632
34	Guaymas II (Carlos Rodríguez Rivero)	Noroeste	Sonora	Guaymas	TC	COM	1	4	484
35	Mazatlán II (José Aceves Pozos)	Noroeste	Sinaloa	Mazatlán	TC	COM	1	3	616
36	Topolobampo II (Juan de Dios Bátiz)	Noroeste	Sinaloa	Ahome	TC	COM	1	2	320
37	Hermosillo	Noroeste	Sonora	Hermosillo	CC	GAS	1	2	227
38	Agua Prieta II	Noroeste	Sonora	Agua Prieta	CC	GAS	1	3	409
39	Hermosillo (PIE) ^{2/}	Noroeste	Sonora	Hermosillo	CC	GAS	1	1	284
40	Naco Nogales (PIE) ^{2/}	Noroeste	Sonora	Agua Prieta	CC	GAS	1	2	308
41	Francisco Villa	Norte	Chihuahua	Delicias	TC	COM y GAS	1	2	300
42	Lerdo (Guadalupe Victoria)	Norte	Durango	Lerdo	TC	COM	1	2	320
43	Samalayuca I y II	Norte	Chihuahua	Cd. Juárez	TC, CC	COM y GAS	2	8	838
44	Gómez Palacio	Norte	Durango	Gómez Palacio	CC	GAS	1	3	240
45	El Encino (Chihuahua II)	Norte	Chihuahua	Chihuahua	CC	GAS	1	5	619
46	La Laguna II (PIE) ^{2/}	Norte	Durango	Gómez Palacio	CC	GAS	1	3	538
47	Norte Durango (PIE) ^{2/}	Norte	Durango	Durango	CC	GAS	1	3	555
48	Chihuahua III (PIE) ^{2/}	Norte	Chihuahua	Juárez	CC	GAS	1	3	275
49	Norte II (PIE) ^{2/}	Norte	Chihuahua	Chihuahua	CC	GAS	1	3	433
50	Altamira	Noreste	Tamaulipas	Altamira	TC	COM y GAS	1	2	465
51	Río Escondido (José López Portillo) y Carbón II	Noreste	Coahuila	Río Escondido	CAR	K	2	8	2,600
52	Huinalá I y II	Noreste	Nuevo León	Pesquería	CC, TG	GAS	3	8	976
53	Río Bravo (Emilio Portes Gil)	Noreste	Tamaulipas	Río Bravo	TC, CC	COM y GAS	1	4	511
54	Saltillo (PIE) ^{2/}	Noreste	Coahuila	Ramos Arizpe	CC	GAS	1	2	298
55	Río Bravo II, III y IV (PIE) ^{2/}	Noreste	Tamaulipas	Valle Hermoso	CC	GAS	3	9	1,753
56	Monterrey III (PIE) ^{2/}	Noreste	Nuevo León	S. N. Garza	CC	GAS	1	2	489
57	Altamira II, III, IV y V (PIE) ^{2/}	Noreste	Tamaulipas	Altamira	CC	GAS	3	15	2,845
58	Tamazunchale (PIE) ^{2/}	Noreste	San Luis Potosí	Tamazunchale	CC	GAS	1	6	1,217
59	Presidente Juárez	BC	BC	Rosarito	TC, CC	COM y GAS	2	6	1,063
60	Mexicali (PIE) ^{2/}	BC	BC	Mexicali	CC	GAS	1	3	489
61	Baja California III (La Jovita)	BC	BC	Ensenada	CC	GAS	1	3	324
62	Cerro Prieto I, II, III y IV	BC	BC	Mexicali	GEO		4	9	340
63	Tijuana	BC	BC	Tijuana	TG	GAS	1	6	345
64	Punta Prieta	BCS	BCS	La Paz	TC	COM	1	3	113
65	San Carlos (Agustín Olachea A.)	BCS	BCS	San Carlos	CI	COM y DIE	1	3	104
66	Baja California Sur I	BCS	BCS	La Paz	CI	COM y DIE	1	5	210
67	Valladolid (Felipe Carrillo Puerto)	Peninsular	Yucatán	Valladolid	TC, CC	COM y GAS	2	5	295
68	Mérida II	Peninsular	Yucatán	Mérida	TC, TG	COM y GAS	2	3	198
69	Valladolid III (PIE) ^{2/}	Peninsular	Yucatán	Valladolid	CC	GAS	1	3	525
70	Campeche (PIE) ^{2/}	Peninsular	Campeche	Palizada	CC	GAS	1	1	252
71	Mérida III (PIE) ^{2/}	Peninsular	Yucatán	Mérida	CC	GAS	1	3	484
	Total						106	747	52,902

1/ Al 31 de diciembre

2/ Productor Independiente de Energía, se considera su capacidad comprometida con CFE más la de los permisos adicionales (autoabasto y/o generador).

3/ HID: Hidroeléctrica, TC: Termoeléctrica convencional (vapor), CC: Ciclo Combinado, CAR: Carboeléctrica, NUC: Nucleoeléctrica,

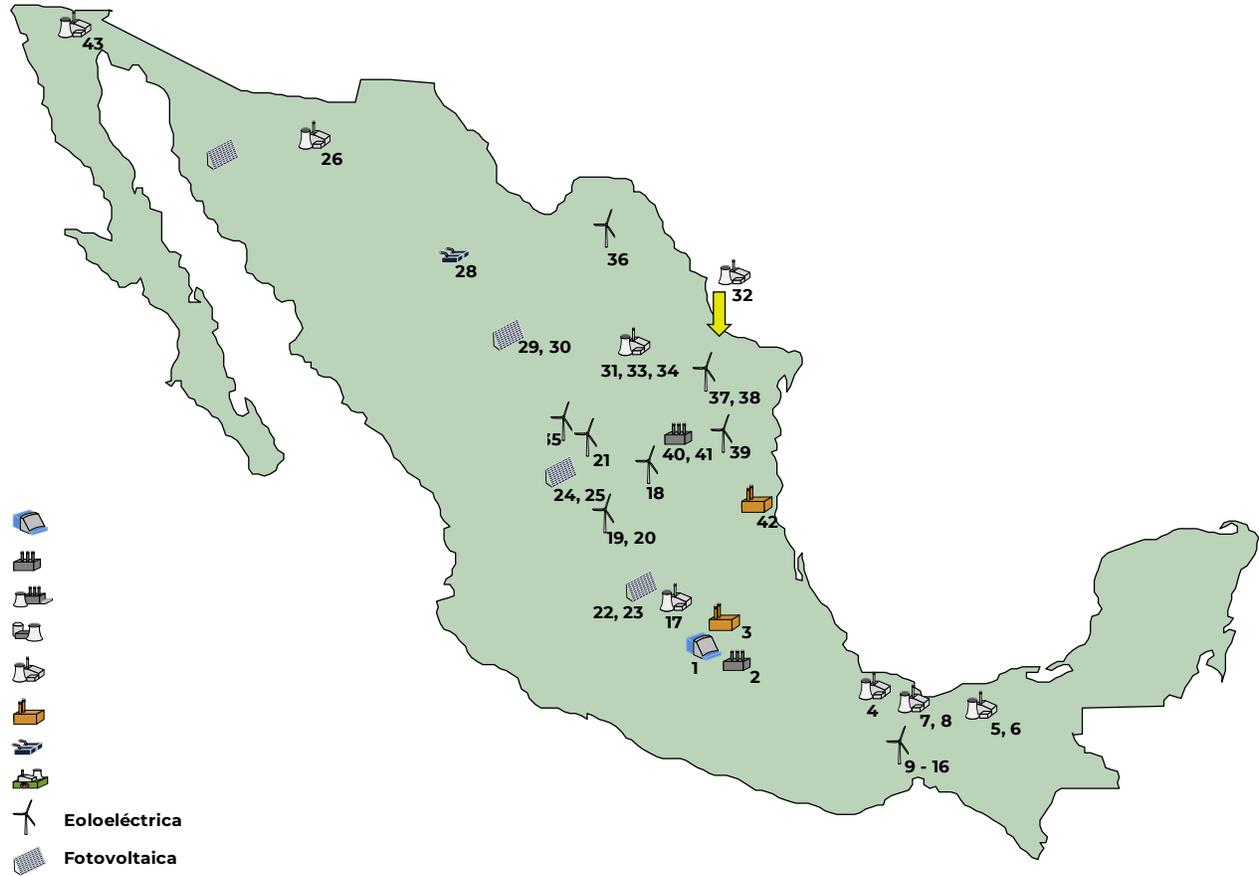
GEO: Geotermoeléctrica, TG: Turbogás, EO: Eoloeléctrica, CI: Combustión Interna, FV: Solar fotovoltaica, BIO: Bioenergía

4/ COM: Combustóleo, GAS: Gas, K: Carbón, UO₂: Óxido de Uranio, DIE: Diésel

Las características y ubicación de las principales Centrales Eléctricas privadas

se muestran en la figura 4.9 y el cuadro 4.5.

Figura 4.9. Principales Centrales Eléctricas privadas en 2018



Cuadro 4.5. Capacidad efectiva y características de las principales Centrales Eléctricas privadas a diciembre de 2018

No	Razón Social	Gerencia de Control Regional	Permiso	Tecnología ^{2/}	Capacidad Instalada (MW) ^{1/}	Capacidad Efectiva Entregada a la Red (MW) ^{1/}
1	Generadora Fénix, Necaxa	CEL	GEN	HID	109.00	109.00
2	Pemex-Refinación, Refinería Miguel Hidalgo	CEL	COG	TC	133.70	133.70
3	EVM Energía del Valle de México	CEL	GEN	TG	94.30	94.30
4	Braskem Idesa	ORI	GEN	CC	170.00	170.00
5	Pemex-Gas y Petroquímica Básica, Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex	ORI	COG	COGEF	367.40	367.40
6	ABENT 3T, S.A.P.I. de C.V.	ORI	COG	COGEF	292.89	261.76
7	Energía Infra	ORI	COG	COGEF	144.95	144.95
8	Cogeneración de Energía Limpia de Cosoleacaque	ORI	COG	COGEF	118.00	118.00
9	Eólica del Sur	ORI	AU	EO	396.00	396.00
10	Eurus, Juchitán de Zaragoza Oaxaca	ORI	AU	EO	250.50	250.00
11	Fuerza y Energía Bii Hioxo	ORI	AU	EO	234.00	227.50
12	Eoliatec del Istmo	ORI	AU	EO	164.00	164.00
13	Eoliatec del Pacífico	ORI	AU	EO	160.00	160.00
14	Desarrollos Eólicos Mexicanos de Oaxaca 2, Piedra Larga Fase 2	ORI	AU	EO	137.50	137.50
15	Parques Ecológicos de México	ORI	AU	EO	101.90	99.45
16	Desarrollos Eólicos Mexicanos de Oaxaca 1	ORI	AU	EO	90.00	90.00
17	Energía San Luis de la Paz	OCC	AU	CC	220.00	220.00
18	Dominica Energía Limpia	OCC	AU	EO	200.00	200.00
19	MPG La Bufo, S.A.P.I. de C.V.	OCC	AU	EO	130.00	130.00
20	Energía Limpia de Palo Alto	OCC	AU	EO	129.00	129.00
21	Energía Vientos del Altiplano	OCC	AU	EO	100.00	100.00
22	Parque Solar Don José S.A. de C.V.	OCC	GEN	FV	228.00	228.00
23	Iberdrola Renovables Centro S.A. de C.V.	OCC	GEN	FV	170.00	170.00
24	Cúbico Alten Aguascalientes Uno, S.A.P.I. de C.V. (SOU)	OCC	GEN	FV	150.00	150.00
25	Solar Park Viborillas, S. de R.L. de C.V. (VIB)	OCC	GEN	FV	100.00	100.00
26	México Generadora de Energía	NOR	AU y GEN	CC	525.00	525.00
27	Iberdrola Renovables Noroeste S.A. de C.V.	NOR	GEN	FV	100.00	100.00
28	Emerging Energy	NTE	GEN	CI	114.00	111.00
29	Villanueva Solar Uno	NTE	GEN	FV	362.96	362.96
30	Villanueva Solar Tres	NTE	GEN	FV	274.97	274.97
31	Techgen	NES	AU y GEN	CC	949.00	949.00
32	Fisterra Frontera II (Energía Buenavista)	NES	GEN	CC	540.00	540.00
33	Dulces Nombres I y II	NES	AU	CC	839.20	839.20
34	Tractebel Energía de Monterrey	NES	GEN	CC	320.79	284.02
35	Eólica Coahuila	NES	AU	EO	200.00	200.00
36	Energía Limpia la Amistad (LIA)	NES	AU	EO	197.51	197.51
37	El Cortijo (CJO)	NES	GEN	EO	168.00	168.00
38	Ventika I y II	NES	AU	EO	252.00	252.00
39	Eólica Tres Mesas Fase 2	NES	AU	EO	85.80	85.80
40	Termoeléctrica del Golfo	NES	AU	TC	270.00	270.00
41	Termoeléctrica Peñoles	NES	AU	TC	270.00	270.00
42	Enertek	NES	COG	TG	162.00	152.00
43	Energía Azteca X, SA de C.V.	BC	AU y GEN	CC	245.00	245.00
	Total				10,267	10,177

1/ Al 31 de diciembre

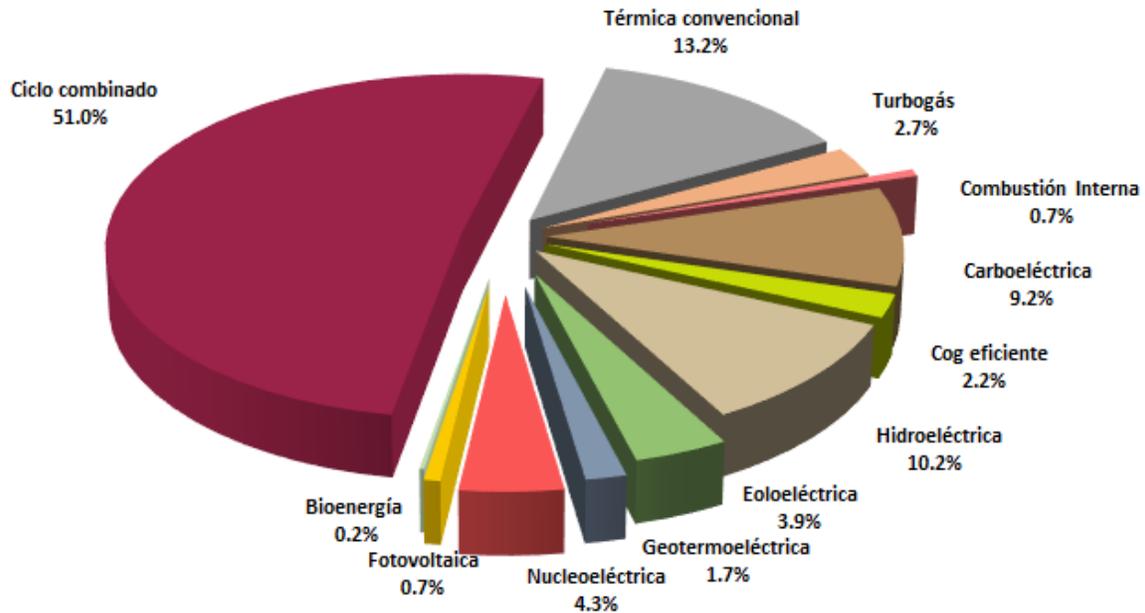
2/ HID: Hidroeléctrica, TC: Termoeléctrica convencional (vapor), CC: Ciclo Combinado, CAR: Carboeléctrica, NUC: Nucleoeléctrica, GEO: Geotermoeléctrica, TG: Turbogás, EO: Eoloeléctrica, CI: Combustión Interna, FV: Solar fotovoltaica, BIO: Bioenergía

Producción de energía eléctrica en el SEN

La producción de energía eléctrica, considerando la generación bruta de la CFE y la recibida (neta) del resto de los

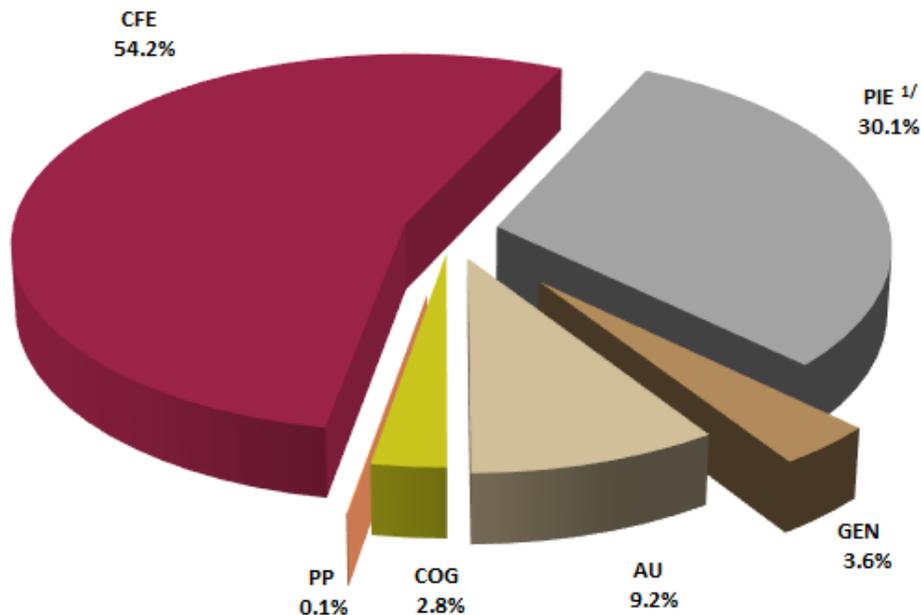
permisionarios, durante 2018, fue de 317,278 GWh. La figura 4.10 muestra su distribución por tipo de tecnología, y en la figura 4.11 se presenta por modalidad de generador.

Figura 4.10. Energía Producida durante 2018 por tecnología (317,278 GWh 1/)



Energía limpia = 23.2%

Figura 4.11. Energía producida durante 2018 por modalidad de Generador (317,278 GWh)



1/ Incluye la energía de los permisos adicionales como autoabasto y generador

V. Diagnóstico operativo 2018

Por Gerencias de Control Regional

Se presenta una evaluación del comportamiento del Sistema Eléctrico Nacional en la 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 Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución del MEM. Asimismo, se indican las obras programadas para resolver los problemas de Confiabilidad, la propuesta de nuevas obras y urgencias para que la SENER disponga de sustento e instruya a la CFE en el cumplimiento de obras del antiguo POISE.

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

<p>GENERACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> La Gerencia es deficitaria en generación, por lo cual requiere la importación de energía para atender su demanda. Durante el 2018 se han presentado dos días en los que se ha registrado la demanda máxima del año (28 de febrero a las 19:13 h y 01 de marzo a las 19:18 h), con un valor de demanda máxima de 9,121 MW; se importaron 2,710 y 2,762 MW respectivamente por enlaces de transmisión en 400, 230 y 115 kV. Es decir, se importó el 30 % de la demanda. Durante 2018 entraron en operación tres Centrales Eléctricas en media tensión de 4.3, 1.0 y 1.0 MW. Se encuentra en periodo de pruebas preoperativas la Central Ciclo Combinado (CCC) Tula de la CFE por repotenciación de 489 a 550 MW, sustitución de cuatro turbinas de gas por dos nuevas turbinas de gas.
<p>TRANSMISIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> El corredor de transmisión de Texcoco – La Paz, compuesto de dos líneas de transmisión (LT) en 400 kV, en 2018 operó en su límite de transmisión de 1,500 MW. A la fecha ya están repotenciadas a 2,217 MVA por circuito, con conductor de alta temperatura.
<p>TRANSFORMACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> En la zona de Pachuca, el Autotransformador (AT) 400/230 kV, 330 MVA de la subestación eléctrica (SE) Pachuca Potencia se ha operado por arriba del 50 % de su capacidad nominal; ante la contingencia sencilla de la LT en 400 kV Pachuca Potencia – A3W70 – Tula, se presentan sobrecargas del AT si el flujo de potencia activa a través de la LT en 400 kV Poza Rica Dos – A3370 – Pachuca es mayor de 650 MW proveniente de la región del Golfo de México. En la zona de Atacomulco, ante contingencia de la LT de 400 kV Almoloya – A3X20 – Atacomulco Potencia o del AT de 400/115 kV de la SE Atacomulco Potencia, se presentan voltajes fuera de límites permisibles operativos y se tendría la operación de Esquemas de Protección para preservar la Confiabilidad. Desde el PAMRNT2015-2029, se identificó el requerimiento del tendido del segundo circuito en 400 kV Almoloya – Atacomulco Potencia con fecha necesaria para abril de 2018, sin embargo, su construcción será factible para abril de 2021, este proyecto ya fue instruido por la SENER.
<p>COMPENSACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> En la SE Donato Guerra y red asociada en 400 kV se presentan voltajes por arriba de 420 kV en días festivos, fines de semana con baja demanda. Se tiene programado, para diciembre de 2019, el traslado de dos reactores de 31.75 MVAR cada uno de la SE Temascal, este proyecto ya fue instruido por la SENER. En la SE Atacomulco Potencia en la barra de 400 kV se han presentado voltajes por arriba de 420 kV por 63.6 horas.

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

<p>GENERACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Durante 2018 han entrado en operación once Centrales Eléctricas con capacidad total de 894.5 MW. La CCC Fuerza y Energía de Tuxpan incrementó su capacidad en 100 MW bajo contrato de Generador. • Durante 2018, la producción de energía hidráulica de las Centrales Hidroeléctricas mayores ubicadas en Caracol, Mazatepec, Temascal y cuenca del Río Grijalva, fue de 14,754 GWh. • La CCC Dos Bocas de 190 MW de capacidad (en 115 kV) continúa como “Must-Run” en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) con altos costos de producción, debido a falta de capacidad de transformación a 115 kV en la red eléctrica de Veracruz. 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 en la zona de la ciudad y puerto de Veracruz El proyecto soporta el crecimiento de la demanda de la ampliación del puerto marítimo de Veracruz.
<p>TRANSMISIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • El corredor de transmisión compuesto por dos LT's en 400 kV entre las SE Ixtepec Potencia – A3V30 y A3V40 – Juile con una capacidad de 1,100 MW cada una, presentan congestión ante contingencia N-1 con alto factor de planta de generación eólica. El CENACE solicitó adelantar el proyecto instruido por la SENER, sustituyendo elementos y equipo eléctrico en serie de cada una de las LTs Ixtepec Potencia – A3V30 y A3V40 – Juile a 1,500 MVA, considerando que son LTs de tres conductores por fase calibre 1113 kCM. • Por escasez en el suministro de gas natural a la Península de Yucatán, el límite de transmisión en el corredor de transmisión entre la región del Grijalva y Tabasco compuesto por dos LT's en 400 kV Manuel Moreno Torres – A3U80 – Tabasco Potencia, Malpaso Dos -A3U90- Tabasco Potencia, y el AT-02 de Malpaso Dos, se incrementó de 1,450 a 1,500 MW con un aumento de la carga a interrumpir con el Esquema de Acción Remedial, además de la desconexión de los reactores de línea y el bloqueo del Disparo-Recierre-Monopolar de las LT's en 400 kV. Durante 2018 el tiempo de operación por arriba de 1,500 MW fue de 115 horas, alcanzado un valor integrado de transmisión de 1,671 MWh. En el verano de 2018, por congestión se realizaron cortes de carga con una Energía No Suministrada de 807 MWh. Está en estudio por parte de la SENER el proyecto propuesto por el CENACE en los PAMRNT2017-2031 y 2018-2032 de transmisión entre las regiones Grijalva a Cancún. Nuevamente se propone el proyecto en el PAMRNT 2019-2033. • Sin solución los problemas sociales y otros para terminar la LT de 230 kV Pie de la Cuesta – Ixtapa Potencia que tiene alrededor de 10 años con esta problemática. Es una fuente de suministro hacia el puerto de Acapulco. • Incremento en el flujo de potencia activa por la interconexión México-Guatemala, LT Tapachula Potencia-A3T00-Los Brillantes. Se han presentado picos transitorios de exportación de potencia activa entre 240-300 MW. La energía integrada en una hora no ha superado 240 MWh. También se han presentado importaciones mayores a 100 MW por más de 1,039 horas. El segundo circuito Tapachula Potencia – Angostura ya fue instruido por la SENER.
<p>TRANSFORMACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • La transformación de la SE Manlio Fabio Altamirano alcanzó el 87 % de su capacidad nominal (400/230 kV, 750 MVA), en condiciones de baja transmisión de potencia activa de Temascal al Centro o flujos de potencia activa en el sentido del Centro hacia Temascal. En 2018, para evitar superar el límite, se implementó el esquema de apertura de LT en 230 kV de la zona Veracruz y descargar ambos transformadores de la SE Manlio Fabio Altamirano, degradando la Confiabilidad en la red de 230 kV de la zona de Veracruz. En julio de 2018, la SENER instruyó a CFE-Transmisión llevar a cabo el proyecto de la SE Olmeca y su red asociada en 115 y 400 kV El proyecto mejora la Calidad y Confiabilidad, y permite la incorporación de nuevos Centros de Carga (industrial, turístico, agrícola, residencial y comercial), mejorando las condiciones económicas del puerto de Veracruz. • Ante la pérdida en su operación del transformador Yautepec Potencia 400/115 kV, se espera una sobrecarga de hasta 150 % en cada uno de los AT de la SE Zapata 230/115 kV que suministran la demanda de la Cd. de Cuautla y parte de la Cd. de Cuernavaca. En julio de 2018, la SENER instruyó a CFE-Transmisión llevar a cabo el proyecto de la SE Tlaltizapán y su red asociada en 115 y 400 kV. Sin embargo, por la cancelación del proyecto de Corriente Directa Ixtepec Potencia – Yautepec Potencia, se analizarán otras alternativas de transmisión, debido a que se aprovechaba para de la infraestructura eléctrica en 400 kV. • La carga de las zonas Tapachula y San Cristóbal del estado de Chiapas se suministra a través del transformador de Angostura 400/115 kV, 225 MVA y de Tapachula Potencia 400/115 kV, 375 MVA principalmente. En el año 2018, en estado de régimen operativo permanente, el transformador de Angostura alcanzó 87 % de su capacidad nominal. Ante el disparo de la LT de 400 kV Angostura - A3T30 - Tapachula Potencia, se tiene un Esquema de Protección para preservar la Confiabilidad, que desconecta el transformador de Tapachula Potencia y la interconexión México-Guatemala, LT Tapachula Potencia-A3T00-Los Brillantes. En julio de 2018, la SENER instruyó a CFE-Transmisión llevar a cabo el proyecto del tendido del segundo circuito entre las SE Angostura y Tapachula Potencia con fecha de entrada en operación en diciembre de 2023.
<p>COMPENSACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Condiciones operativas normales en estado de régimen operativo permanente.

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

<p>GENERACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Para el día de demanda máxima de la Gerencia, 29 de mayo de 2018, se importaron 2,872 MW para una demanda total de 10,405 MW. Lo que equivale a que entre 26-28 % de la demanda de la Gerencia de Control es suministrada por los enlaces de interconexión con Gerencias de Control Regional vecinas. • Coincidentemente con la demanda máxima de la Gerencia de Control, se presentó baja reserva operativa de generación en el Sistema Interconectado Nacional. Por la redistribución de flujos de potencia entre sur y norte a través de la red del occidental se presentaron voltajes por debajo de 400 kV en la red del corredor de transmisión Potrerillos (León)-Salamanca-Querétaro, que, ante la ocurrencia de contingencia sencilla, se presentarían voltajes fuera de límites permisibles operativos. En la SE Carapan Potencia, el voltaje se degradó a 388 kV con red eléctrica completa, es decir sin contingencias. En este PAMRNT 2019- 2033, para atender esta problemática se propone compensación de potencia reactiva dinámica en la región del Bajío. • Durante 2018 han entrado en operación o en pruebas preoperativas 11 Centrales Eléctricas, para una capacidad total de 758.44 MW.
<p>TRANSMISIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se presentó sobrecarga en la LT Guadalajara Dos –63770– Parque Industrial en 69 kV, limitada por la capacidad de los puentes y barras de la SE Parque Industrial; aproximadamente 51 horas se operó con flujos de potencia activa por encima de su límite de transmisión. En abril de 2018 se realizaron trabajos de modernización por parte de CFE-Transmisión para aumentar el límite de transmisión de 64 a 71 MVA. • Ante contingencias sencillas, se tiene la necesidad de incrementar la capacidad de LT's en los niveles de tensión de 69 a 230 kV, sustituyendo elementos y equipo eléctrico en serie de las LT's. El listado de las LT's con las necesidades de sustitución, se propusieron a la SENER en el PAMRNT2018-2032. • En la zona Querétaro, derivado del incremento en la demanda que ha tenido la zona, donde destacan las empresas Bombardier, Guardian México, Delphi México y el parque industrial Aerotech y por condiciones de bajos despachos en la generación de la Central Eléctrica El Sauz, en condición normal de operación se presentan flujos superiores a los límites operativos (118.0 %) en la LT Conín-73700-El Marqués. Ante la contingencia sencilla del disparo de la línea San Ildefonso-73200-Aeroespacial, se tiene sobrecarga en la LT Querétaro–72020-Campanario (109.6 %), así como, en la LT San Ildefonso–73150-Marqués Oriente (108.0 %); ante disparo de Conín – Marqués, las problemáticas son debido a límites térmicos en barras y LT. En julio de 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto propuesto por el CENACE de las LTs: Conín – Marqués Oriente y San Ildefonso – Tepeyac. • Durante 2018, el corredor de transmisión compuesto por dos LT's en 400 kV entre las SE Cerro Blanco y Tepic Dos operó 11 horas por encima de su límite de transmisión de 1,178 MW. Se estima que las horas de operación por encima de su límite se incrementarán en los próximos años con la entrada de las Centrales de Ciclo Combinado y Fotovoltaicas en la Gerencia de Control Regional Noroeste. En julio de 2018, la SENER instruyó a CFE-Transmisión la ampliación de la capacidad de los elementos y equipo serie de las dos LT's de Cerro Blanco – Tepic II. • Durante 2018, el corredor de transmisión Las Delicias – Querétaro, formado por tres LT's en 230 kV, operó 2,322 horas por arriba de su límite de transmisión de 585 MW, por equipo serie asociado en la red de 115 kV de la zona San Luis de la Paz. CFE-Transmisión tiene previsto el cambio de elementos serie en la LT Nogales -73160- San José Iturbide y la recalibración de la LT San José Iturbide -73070– San Luis de la Paz. En este PAMRNT 2019-2033 se propone red de transmisión, la mejora la Confiabilidad y Continuidad del suministro de la demanda, así como, permite la incorporación de nuevos Centros de Carga (industrial, agrícola, residencial y comercial), mejorando las condiciones económicas de la región de San Luis de la Paz y norte del estado de Querétaro. • Durante 2018, el corredor de transmisión compuesto por dos LT's en 400 kV entre las SE Cañada y Aguascalientes Potencia operó 16 horas por encima de su límite de transmisión 1,012 MW. En el PAMRNT2018-2032 se propuso la ampliación de la capacidad de los elementos y equipo serie de las dos LT's para incrementar su límite.
<p>TRANSFORMACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • En la zona León, se presentó sobrecarga en la transformación de la SE Potrerillos 400/230 kV, 375 MVA con 15 horas operando por arriba del 100 %. La SENER instruyó un proyecto de transformación de 400/115 kV a CFE-Transmisión en 2016, para concluirse en marzo de 2020. • En la SE León Uno 230/115 kV (2x100 MVA) y en la SE León Tres 230/115 kV (2x100 MVA) se presentaron flujos superiores al 90 % de su capacidad nominal, llegando cerca de 236 horas trabajando en esta condición. Para evitar que los bancos de transformación trabajen en condiciones de sobrecarga se han aplicado estrategias operativas que implican apertura de LT's de 400 kV y 115 kV, reduciendo la Confiabilidad del sistema eléctrico de la zona. Esta problemática se solucionará con el proyecto de transformación Potrerillos propuesto por el CENACE de 400/115 kV, 375 MVA. Proyecto instruido por la SENER a CFE-Transmisión en 2016, para concluirse en marzo de 2020. En el mismo proyecto se incluye el traslado de un banco de 230/115 kV, 100 MVA de la SE Potrerillos hacia la SE León Tres. Ante retrasos en la obra, se tienen riesgos de afectación del suministro de energía a usuarios de la zona y retrasos para conectar nuevos Centros de Carga.

... Continuación

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

TRANSFORMACIÓN	<ul style="list-style-type: none"> • Durante 2018 se presentaron cargas superiores al 90 % en condiciones normales de operación en transformación: <ul style="list-style-type: none"> ○ En la SE Querétaro I, en los AT de 230/115 kV de 100 y 225 MVA se presentó durante 67 y 594 horas respectivamente. En 2017, la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto propuesto por el CENACE para la sustitución del AT de 100 MVA por uno de 225 MVA, para abril de 2021. ○ 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, 225 MVA para abril de 2022. ○ 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 con la LT Salamanca -73130-Irapuato II en 115 kV cerrada, elemento de baja confiabilidad debido a la invasión de derecho de paso, antigüedad de 61 años, aislada en 69 kV y con alta probabilidad de falla. De acuerdo con los estudios de largo plazo, aun utilizando esta LT, la transformación de Irapuato II se saturará para el 2021. Para solucionar la problemática el CENACE le propuso a la SENER en el PAMRNT2016-2030, el traslado del banco sustituido de Querétaro I hacia la SE Irapuato II. En julio de 2018, la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto propuesto por el CENACE del traslado del banco. ○ En la SE Silao Potencia, los dos AT 230/115 kV operaron con cargas mayores al 90 % durante 1,324 horas; una hora por arriba del 100 %. La problemática se solucionará con la entrada del tercer banco en esta misma SE para octubre de 2018, obra de la CFE como OPF en el paquete 2002A, que incluye además entronque de la LT Romita-73530- Silao I, tendido de los segundos circuitos entre Silao Potencia – Santa Fe II. ○ En la SE Guadalajara I, los AT 230/69 kV, durante 304 horas operaron por arriba del 90 %. En 2016, la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto propuesto por el CENACE del segundo AT en Guadalajara Industrial y red en 69 kV, obra con fecha de entrada en operación para diciembre de 2019. ○ En la SE Guadalajara II, los AT 230/69 kV, durante 840 horas operaron por arriba del 90 %. La carga de los AT se reduce con los proyectos propuestos por el CENACE e instruidos por la SENER a CFE-Transmisión de Guadalajara Industrial, instruido en 2016 con fecha de entrada en operación diciembre de 2019 y la compensación en la Zona Metropolitana de Guadalajara, instruido en julio de 2018 con fecha necesaria en operación para abril de 2020. ○ En la SE Zapopan, el banco 230/69 kV, durante 6 horas operó por arriba del 90 %. La carga del AT se reduce con los proyectos instruidos por la SENER a CFE-Transmisión de Guadalajara Industrial, instruido en 2016 con fecha de entrada en operación diciembre de 2019 y compensación en la Zona Metropolitana de Guadalajara, instruido en julio de 2018 con fecha necesaria en operación para abril de 2020. ○ En la SE Santa Fe en la zona Querétaro, el banco 230/115 kV de 225 MVA durante 31 horas operó por arriba del 90 %. La red de 115 kV de la zona Querétaro – San Luis de la Paz tiene prevista la entrada en operación de varios proyectos de generación renovable (principalmente solar) que aliviará la carga del transformador de Santa Fe durante el día. ○ En la SE La Pila en la zona San Luis Potosí, el AT de 230/115 kV de 225 MVA durante 90 horas operó por arriba del 90 %. Para seguir atendiendo el crecimiento de carga en la zona San Luis Potosí, en el PAMRNT2018-2032 se propuso el traslado del AT 230/115 kV de la SE Salamanca II a la SE San Luis Potosí, el proyecto fue instruido por la SENER en julio de 2018 a CFE-Transmisión. Se tiene en estudio la ampliación de la capacidad de transformación en la zona de San Luis Potosí. ○ En la SE Carapan Potencia, los AT de 230/115 kV (2x100 MVA), durante 3 horas operaron por arriba del 90 %. En julio de 2018, la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto propuesto por el CENACE, que incluye un AT de 400/115 kV, 225 MVA en una nueva SE denominada Parácuaro que entronca la LT Mazamitla-A3110-Pitirera, la cual incluye red de 69, 115 y 400 kV. • En la transformación 230/23 kV de la Zona Metropolitana de Guadalajara, se tiene saturación en la transformación de la SE Tuzania y Guadalajara Industrial. Ambas SE cuentan con proyectos que solventan la problemática: para la primera, la ampliación con un transformador 230/23 kV (Obra instruida en 2018) y para la segunda subestación, con un proyecto por aportaciones conocido como El Zapote Banco 1 69/23 kV por parte de CFE Distribución.
COMPENSACIÓN	<ul style="list-style-type: none"> • En la red de 69 y 115 kV, ante contingencias sencillas se pueden presentar voltajes fuera de límites permisibles operativos. Se tienen obras de compensación reactiva capacitiva ya instruidas 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, Matehuala y Zacatecas, que requieren adición de red de transmisión en lugar de compensación. Se analizarán proyectos para atender la problemática. • Con base a los estudios de largo plazo, las zonas de Uruapan – Apatzingán presentarán problemáticas de voltajes fuera de límites permisibles operativos ante contingencia sencilla de la LT Carapan -93390-Uruapan Potencia en 230 kV, fuente principal de suministro de la zona. En julio de 2018, la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto propuesto por el CENACE de expansión de las Zonas Uruapan – Apatzingán, donde se incluye transformación 400/115 kV.

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

<p>GENERACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Durante 2018 han entrado en operación o en pruebas preoperativas 3 Centrales Eléctricas: 2 fotovoltaicas con 225 MW y el Ciclo Combinado Empalme I con 784 MW. • La demanda máxima de la Gerencia de Control Regional se presentó el 25 de julio de 2018 a las 14:00 h 4,824 MWh/h de demanda y la importación neta de potencia fue de 943 MW. La condición de generación relevante: <ul style="list-style-type: none"> o La CCC Empalme I de 784 MW con aportación en pruebas entre 250-300 MW. o Las Centrales Hidroeléctricas con una capacidad de Disponibilidad de Entrega Física de 933.18 MW con una disponibilidad para despacho del 33 %. o Todo el parque térmico de la Gerencia de Control Regional sincronizado. Incluye turbogás de baja eficiencia con 46 MW.
<p>TRANSMISIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • En la condición de la demanda máxima del SIN la Gerencia de Control Regional con importación neta de 1,013 MW, equivalente al 23.2 % de la demanda. • La demanda máxima de la Gerencia de Control Regional se presentó el 25 de julio de 2018 a las 14:00 h 4,824 MWh/h de demanda y la importación neta de potencia fue de 943 MW. • En el escenario de demanda máxima de la Gerencia de Control Regional, los corredores de transmisión Mazatlán a Culiacán, formado por dos LT's en 400 kV y dos LT's en 230 kV transmitieron 1,366 MW, y Tepic Dos a Mazatlán Dos con dos LT's de 400 kV con transferencia de 1,040 MW. En ambos corredores los esquemas de acción remedial se encontraban activados. En 2018 el corredor de transmisión Mazatlán a Culiacán operó 48 horas por arriba de su límite de transmisión 1,350 MW; se realizaron cortes de carga por altos flujos con una Energía No Suministrada de 270.8 MWh. El corredor de transmisión Tepic Dos a Mazatlán Dos por condiciones operativas y altos flujos de potencia activa provocó cortes de carga con una Energía No Suministrada de 111.8 MWh. Con la entrada en operación de las Centrales de Ciclo Combinado de Empalme y Topolobampo, se reducirán las congestiones de la red en el sentido de sur a norte del país. • La congestión de los corredores de transmisión Hermosillo – Guaymas y Guaymas – Cd. Obregón, se solventó con la entrada en operación del doble circuito en 400 kV Seri-Empalme y Empalme-Bácum en agosto de 2018. A partir del invierno de 2018 se prevé congestión en el corredor de transmisión Obregón – Navojoa - Los Mochis hasta la entrada en operación del segundo circuito de Bácum – Choacahui de 400 kV programado para marzo de 2019, y la operación comercial de las Centrales de Ciclo Combinado de Empalme. • Durante 2018, el corredor de transmisión entre las SE Nacozari y Nuevo Casas Grandes, formado por dos LT's aisladas en 400 kV y operando en 230 kV, operó 157 horas por encima de su límite de transmisión de 400 MW, CFE Transmisión realizó trabajos de sustitución de equipo serie en estas LTs en el primer trimestre de 2019 para ampliar la capacidad de transmisión. Con la entrada en operación de los Ciclos Combinados del Noroeste, las Centrales Eléctricas Fotovoltáicas y Norte III en la GCR Norte se podría regular el flujo por este enlace. • Con el traspaso de activos de 115 kV de CFE-Distribución a CFE-Transmisión, esta última, actualizó oficialmente los límites térmicos en LT de 115 kV con cables subterráneos que ha originado acumulación de horas de sobrecarga en 10 cables en operación de régimen permanente (sin contingencia); ante contingencia, sobrecarga en 28 LT's. Esto está limitando la conexión de Centros de Carga. En este PAMRNT 2019-2033 se propone un proyecto para su solución.
<p>TRANSFORMACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • En la zona de Ciudad Obregón, los ATs de 230/115 kV de 100 MVA en las SE Obregón Tres (AT-01 y AT0-4) y Obregón Cuatro (AT-04) presentaron 36 y 2 horas respectivamente arriba del 90 %. Con la entrada en operación de la red de transmisión entre las regiones Guaymas y Obregón en 400 kV, se aprovechará un tramo aislado en 230 kV para que opere en 115 kV, con lo cual se construye un circuito en 115 kV entre las SE Bácum y Obregón Tres. • En la zona Hermosillo, el AT de 230/115 kV de 225 MVA, operó 39 horas por arriba del 90 %. • En la zona Mazatlán, los AT de 230/115 kV de 100 MVA en las SE El Habal AT-02 y Mazatlán Dos AT-04 y AT-05, operaron 36, 189 y 84 horas por arriba del 90 %. El CENACE propuso el traslado de un banco de 100 MVA de la SE Higuera a la SE El Habal, el proyecto lo instruyó la SENER a CFE-Transmisión en 2017.
<p>COMPENSACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • La fase B del reactor de LT A3600 Mazatlán Dos - Tepic en la SE Mazatlán Dos se encuentra fuera de servicio por falla desde el 01 de marzo de 2016 con fecha estimada de sustitución para el 31 de diciembre de 2018; por consiguiente, no se tiene disponible el Disparo-Recierre-Monopolar y se opera con tensión promedio de 416.5 kV en la barra de 400 kV de la SE Mazatlán Dos. Se han alcanzado hasta 428.5 kV. La fecha actualizada de sustitución es para noviembre de 2019.

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

<p>GENERACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Durante 2018 entraron en operación o en pruebas preoperativas 11 Centrales Eléctricas para una capacidad total de 1,138.5 MW. • La demanda máxima de la Gerencia fue de 4,792.8 MW y ocurrió el 25 de julio de 2018 a las 16:49 h. La condición de generación relevante: <ul style="list-style-type: none"> ○ En licencia una unidad de la Central Eléctrica Samalayuca (138 MW). ○ En licencia un paquete de la CCC Samalayuca Dos (172 MW). ○ Con derrateo del 50 % una unidad de la Central Francisco Villa (140 MW). ○ 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 4,578.4 MW y las condiciones de generación relevantes: <ul style="list-style-type: none"> ○ En licencia una unidad de la Central Eléctrica Samalayuca (138 MW). ○ En licencia una unidad de la Central Eléctrica Francisco Villa (140 MW). ○ En licencia un paquete de la CCC Samalayuca Dos (172 MW). ○ Con derrateo del 55 % la Central de Ciclo Combinado Gómez Palacio (202 MW).
<p>TRANSMISIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • El corredor de transmisión entre las SE Nacozari y Nuevo Casas Grandes, formado por dos LT's aisladas en 400 kV y operando en 230 kV, el día de la demanda máxima de la Gerencia de Control Regional, operó con 328 MW. Con la entrada en operación del CC Norte III de 907 MW para septiembre de 2019 en Ciudad Juárez se regulará este flujo de potencia. • En el corredor de transmisión compuesto por la LT de 400 kV Río Escondido -A3000- Hércules Potencia y las dos LT's en 230 kV Gómez Palacio -93040 y 93080 – Camargo Dos, se incrementó el límite de transmisión de 750 a 900 MW con la adecuación del Esquema de Acción Remedial en julio de 2018, además de la desconexión de los reactores de línea, el bloqueo del Disparo-Recierre-Monopolar de las LT's en 400 kV Río Escondido -A3000- Hércules Potencia y El Encino -A3A10- Hércules Potencia y seccionamiento de red de 115 kV en zona La Laguna. El corredor operó 631 horas con el Esquema de Acción Remedial armado. El tiempo entre 750-900 MW fue de 149 horas y por arriba de 900 MW de 35 horas. En el verano de 2018, aún con las horas que se operó por arriba del límite, por congestión se realizaron cortes de carga con una Energía No Suministrada de 1,258.95 MWh. Se tiene previsto la puesta en operación del Ciclo Combinado Norte III de 907 MW para cuarto trimestre de 2019. • El corredor de transmisión Noreste-Norte, compuesto por las LT's 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 69 horas por arriba de su límite de transmisión de 950 MW. El corredor operó 1,221 horas con el Esquema de Acción Remedial armado, arriba de 800 MW. El Ciclo Combinado del punto anterior contribuirá a una reducción de estas magnitudes de transmisión.

... Continuación

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

<p>TRANSFORMACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • En la zona Cuauhtémoc, los ATs de 230/100 kV de 100 MVA en las SE Quevedo AT99 y Cuauhtémoc Dos AT99 y AT98 presentaron cargas del 110, 102 y 103 % respectivamente; el tiempo que operaron por arriba de su capacidad nominal fue de 117 y 12 horas en cada SE. Se ampliaron ambas SE, cada una con un AT de 100 MVA y una LT en 230 kV entre ambas, lo cual soluciona la problemática. • En la zona Casas Grandes, los AT de 230/100 kV de 100 MVA en las SE Ascensión Dos AT99 y Nuevo Casas Grandes AT99 y AT98, presentaron cargas de 112, 108 y 112 % respectivamente; el tiempo que operaron por arriba de su capacidad nominal fue de 583 y 350 horas en cada SE. El CENACE le propuso a la SENER el traslado de un AT de 230/115 kV, 100 MVA de la SE Moctezuma a la SE Ascensión Dos y en 2017 la SENER instruyó a CFE-Transmisión con fecha programada para abril de 2019, proyecto iniciado por CFE Transmisión con obras civiles y electromecánicas. En julio de 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto propuesto por el CENACE de ampliación de la SE Nuevo Casas Grandes con un AT de 230/115 kV de 100 MVA para abril de 2021. Con el traslado del AT a la SE Ascensión Dos se solventaría la problemática de sobrecarga de las dos SE durante 2019 y 2020, ya que se tienen muchas solicitudes de Centros de Carga agrícolas en las RGD de la zona, que corren el riesgo de no conectarse sin el traslado, además de interrupciones de carga en la zona ante sobrecargas de los elementos de transformación. • La zona Chihuahua ha tenido sostenido crecimiento y se tienen solicitudes de nuevos Centros de Carga en las RGD por 125 MW. En el último año los AT de 230/115 kV de 100 MVA de la SE Chihuahua Norte AT98 y AT99 operaron 1 hora por arriba del 90 % y los AT de 230/115 kV de 100 MVA de la SE Ávalos AT98 y AT99 operaron 172 horas por arriba del 90 %. En 2018, para cubrir crecimientos de 2019 y 2020 se trasladó un transformador móvil de 230/23 kV de 45 MVA de la CDMX a la SE Chihuahua Norte. En julio de 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto propuesto por CENACE de ampliación de un AT de 300 MVA para la SE Chihuahua Norte para abril de 2021, que sustituye los dos AT de 100 MVA, los cuales se trasladarán a las SE Ávalos y Francisco Villa. • En la zona Laguna, la contingencia N-1 de la transformación de la SE Torreón Sur, con diferentes despachos de generación de la Central de Ciclo Combinado Iberdrola Laguna y demanda, origina sobrecargas en la red de 115 kV de la zona. El CENACE le propuso a la SENER el proyecto de un banco de 400/230 kV de 375 MVA que incluye dos LT's en 115 kV, el cual fue instruido por la SENER a CFE-Transmisión con entrada en operación en septiembre de 2021.
<p>COMPENSACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Para mantener un perfil de tensión con la Calidad adecuada a los usuarios de la zona Juárez, se degrada el perfil de voltaje en las barras de 230 kV. Las SE Paso del Norte y Reforma operaron el 50 % del año por debajo de la tensión nominal, dentro de los límites permisibles operativos. Con el cumplimiento del Código de Red por parte de los Centros de Carga y CFE-Distribución de un factor de potencia de 0.95 (-), así como la puesta en operación del CC Norte III, el CENACE espera una mejora en el perfil de voltaje en las RGD y RNT de la zona Juárez. En caso de incumplimiento del Código de Red, el CENACE realizarán propuestas para mejorar el voltaje de tensión, con base a las resoluciones de la CRE.

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

<p>GENERACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Durante 2018 entraron en operación o en pruebas preoperativas 11 Centrales Eléctricas: cuatro Centrales Eléctricas Eólicas para una capacidad de 1,049 MW, tres Centrales Ciclo Combinado para una capacidad de 1,266 MW, cuatro Centrales Eléctricas con unidades turbogás para una capacidad de 35.8 MW. En total 2,351 MW. • En el escenario de la demanda máxima de 9,913 MW, del 06 de junio de 2018 a las 16:24 h, se tuvieron indisponibles las siguientes unidades: <ul style="list-style-type: none"> o En la Central Eléctrica Carbón Dos una unidad con 350 MW. o En la Central Eléctrica Río Bravo, la unidad tres con 300 MW. o En la Central Eléctrica Huinalá fuera las unidades dos, tres y seis, para un total de 330 MW. o En la Central Eléctrica Altamira V, fuera el paquete uno con 600 MW. o Derrateo de 100 MW en la unidad cuatro de Río Escondido y de 75 MW de unidad uno de Carbón Dos. • En el escenario de la demanda máxima de la Gerencia de Control de 10,053 MW, del 21 de agosto de 2018 a las 15:50 h: <ul style="list-style-type: none"> o En la Central Eléctrica Huinalá fuera las unidades dos, tres y seis, para un total de 330 MW. o En la Central Eléctrica Río Bravo, la unidad tres para 300 MW o La Central Eléctrica El Águila de Altamira, con 63 MW, indisponibles 457 MW. o Derrateo de 100 MW en la unidad cuatro de Río Escondido y de 75 MW de unidad uno de Carbón Dos.
<p>TRANSMISIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • El corredor de transmisión Champayán-Güémez, compuesto por las LT's en 400 kV entre las SE Güémez y Champayán, entronque Tres Mesas Maniobras, Güémez - A3250 - Champayán y Güémez - A3170 - Tres Mesas Maniobras, su flujo de potencia activa máximo fue de 1,697.8 MWh, se alcanzaron valores por periodos de tiempo cortos, menores a 3 minutos de hasta 1,820 MW, su límite de transmisión es de 1,700 MW. En el verano de 2018, por congestión se realizaron cortes de carga con una Energía No Suministrada de 50.3 MWh. CFE-Transmisión tiene programada la entrada en operación del tercer circuito de transmisión Champayán-Güémez y Güémez-Regiomontano en el cuarto trimestre de 2019, proyecto que debió entrar desde el 2016 (proyecto legado). • El corredor de transmisión Monterrey-Salttillo, compuesto por las LT's en 400 kV entre las SE Villa de García - A3D50 y A3D60 - Ramos Arizpe Potencia, en invierno 2017/2018 presentó 29 horas por arriba de su límite de transmisión (1,500 MW). Con el proyecto de la CCC Noreste, en la SE El Fraile, entraron en operación dos LT's entre las SE El Fraile y Ramos Arizpe Potencia, las cuales solucionan la problemática de 2018. • El corredor de transmisión Tamazunchale-Querétaro, compuesto por las LT's en 400 kV entre las SE Las Mesas - A3L50 y A3L60 - Querétaro Maniobras Potencia, no alcanzó valores integrados por arriba de su límite de transmisión de 1,780 MW, pero alcanzó dos periodos de 10 y 15 minutos por arriba del límite en el invierno 2017/2018 de (1,780 MW). El corredor operó 105 horas con el Esquema de Acción Remedial armado En este PAMRNT 2019-2033 se propone el proyecto de 2 LT's de 400 kV Tamazunchale - Jilotepec - Central. • El corredor de transmisión Ramos Arizpe Potencia - Primero de Mayo, compuesto por las LT's en 400 kV entre las SE Ramos Arizpe - A3G10 - El Salero y Derramadero - A3G00 - Primero de Mayo, no alcanzó valores integrados por arriba de su límite de 1,290 MW, pero alcanzó dos periodos de 25 horas por arriba de su límite de transmisión; alcanzando valores de hasta 1,623 MW. El CENACE en el PAMRNT2018-2032 como parte del proyecto de la Macro Red propuso el entronque de la LT entre las SE Ramos Arizpe - A3G10 - El Salero en la SE Derramadero para subir límite de transmisión. En este PAMRNT 2019-2033 se propone nuevamente el entronque. • El corredor de transmisión Altamira-Tamós, compuesto por las LT's en 400 kV entre las SE Altamira - A3F80 y A3F90 - Tamós, operó 2 horas por arriba de su límite de transmisión de 1,500 MW. En este PAMRNT 2019-2033 se propone el proyecto de 2 LT's de 400 kV Tamazunchale - Jilotepec - Central.

... Continuación

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

<p>TRANSFORMACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • En la SE Nueva Rosita, 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. Para evitar el riesgo de afectación de carga por saturación de la transformación para el verano de 2019 se traslado un AT desde la SE Mezcala, cuando se tenga reparado el transformador 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 AT de 230/115 kV de 112 MVA para abril de 2023. • En la SE Cumbres Frontera, zona Reynosa, el AT-02 de 230/138 kV de 225 MVA, salió por falla de febrero a julio del 2018, ocasionando una sobrecarga en el banco paralelo AT-01 y derivando en la activación del DAG de Planta Frontera (490 MW). Posteriormente se estuvieron realizando seccionamientos de red de transmisión para evitar estas sobrecargas, con la degradación de la confiabilidad de la zona Reynosa. • En la SE Nava, zona Río Escondido, se ha tenido fallado el banco AT-02 de 40 MVA de 230/138 kV durante todo el 2018, teniendo que recurrir a seccionamientos en la red para evitar la sobrecarga del banco en paralelo AT-01 de 40 MVA, con la degradación de la Confiabilidad de la zona Río Escondido. Se tenía previsto su regreso en marzo de 2019. Con la entrada en operación SE Los Novillos con un AT de 230/128 de 225 MVA (proyecto de refuerzo asociado a Centrales Eléctricas Eólicas) ha ayudado a solventar la falta del AT de la SE Nava.
<p>COMPENSACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se presentan problemas de baja tensión en estado estable en las SE de Jiménez, Las Norias y San Fernando de la zona Victoria. La tensión en estas SE, al tener una sola fuente de suministro y estar muy alejadas de esta (163.7 km de red radial 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 para abril de 2020.

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

<p>GENERACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Durante 2018 entró en operación o en pruebas preoperativas una Central Eléctrica Eólica con una capacidad de 75,6 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 del mes de agosto de 2018, la afectación fue de 774 MW (61 %); estando fuera: <ul style="list-style-type: none"> o Ciclo Combinado de Mérida Potencia. o Ciclo Combinado de Campeche limitado por operar con Diésel.
<p>TRANSMISIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • En el corredor de transmisión de Escárcega al Sureste, compuesto por dos LT's en 400 kV entre las SE Tabasco Potencia - A3Q00 y A3Q10 - Escárcega y las dos LT's en 230 kV entre las SE Escárcega Potencia - 93210 y 93220 - Santa Lucía, se operó 10 horas por arriba del límite de transmisión de 1,240 MW. El corredor operó 255 horas con el Esquema de Acción Remedial armado. En el verano de 2018, por congestión se realizaron interrupciones de carga con una Energía No Suministrada de 462.8 MWh. En este PAMRNT 2019-2033, nuevamente se propone el proyecto Grijalva-Cancún. • Para suministrar la carga máxima de la Isla de Cozumel, se tiene implementado un Esquema de Acción Remedial para la interrupción de carga ante el disparo de un cable de 34.5 kV. Desde el PAMRNT2015 – 2029 se identificó la necesidad del proyecto de un cable submarino en 115 kV con fecha factible de entrada en operación de 2018. La vida útil de 25 años de los cables de 34.5 kV se vence en el 2024. Por lo anterior se requiere construir una LT con cable Submarino entre las SE Playacar – Chankanaab II. En julio de 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto propuesto por CENACE de ampliación de transmisión con cable submarino en 115 kV. • Para suministrar la carga de la Zona Carmen se tiene implementado un Esquema de Acción Remedial por sobrecarga de una de las LT's 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; asimismo, la sincronización de generación turbogás de baja eficiencia que ha incrementado los precios del mercado eléctrico. Desde el PAMRNT2017 – 2031 se identificó la necesidad del proyecto Puerto Real que incluye un cambio de tensión de operación de 115 a 230 kV, modernización de las torres de transmisión que cruzan la Laguna de Términos y transformación de 230/115 kV, para abril de 2022. Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro a las islas de Carmen y Aguada. En julio de 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto Puerto Real Bancos 1 y 2 propuesto por CENACE. • El corredor de transmisión de Mérida a Cancún-Rivera Maya, compuesto por dos LT's en 400 kV entre las SE Ticul - A3Q40 y Q3Q50 - Dzitnup - A3Q60 y A3Q70 - Rivera Maya, dos LT's entre las SE Valladolid - 93050 - Balam y Valladolid – 93060 - Nizuc, y tres LT's en 115 kV tiene un límite de transmisión de 825 MW; este enlace operó 18 horas por arriba de su límite de transmisión. Para mantener el flujo por debajo de su límite de transmisión se ha tenido que sincronizar turbogás de baja eficiencia en las zonas Cancún y Riviera Maya. Para el mediano plazo la problemática se agravará por lo que se requiere un refuerzo integral para la región de Cancún y Riviera Maya que permita mantener la confiabilidad de la principal zona turística del país. En este PAMRNT 2019-2033, se propone en Cancún, en una primera etapa, 2 condensadores síncronos de ± 250 MVar, 1 transformador de 400/115 kV, 375 MVA y red de 115 kV; posteriormente con el proyecto Grijalva-Cancún propuesto en este PAMRNT 2019-2033, la ampliación de la capacidad de transmisión hacia Cancún-Rivera Maya.
<p>TRANSFORMACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • La transformación de la SE Escárcega Potencia con bancos de 230/115 kV de 100 MVA operaron 25 horas por arriba del 90 %, con una hora por arriba de su capacidad nominal. En julio de 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto propuesto por CENACE de dos bancos en Puerto Real.
<p>COMPENSACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Desde 2017, en la Isla de Cozumel se ha tenido que sincronizar unidades turbogás de baja eficiencia para mantener el perfil de tensión en las condiciones de demanda máxima de la isla. En el PAMRNT2018 – 2032 se propuso a la SENER 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. Estos capacitores permitirán el suministro confiable en la isla hasta 2024. En julio de 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión este proyecto propuesto por CENACE, para abril de 2021.

Cuadro 5.8. Diagnóstico Operativo de la Gerencia de Control Regional Baja California

<p>GENERACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> El día de la demanda máxima fue el 06 de agosto de 2018. Se tuvo una importación de 411 MW de EUA con lo cual la capacidad del corredor de transmisión Path 45 compuesto por las dos LT's Imperial Valley-Rosita y Tijuana Uno -Otay Mesa operó por arriba de su límite de 408 MW. Se tuvo la generación turbogás de baja eficiencia sincronizada con 106 MW y las unidades turbogás Aero derivadas sincronizadas con 103 MW. El intercambio respecto al año pasado fue mayor debido al incremento de la demanda y a que las unidades siguientes no se encontraban disponibles: <ul style="list-style-type: none"> Presidente Juárez unidad 7 de 150 MW. Cerro Prieto III unidad 9 de 110 MW. Cerro Prieto IV unidad 3 de 27 MW. Tijuana turbogás unidad 1 de 30 MW. Para cumplir con el margen de reserva que exige el WECC, para el verano 2019 se aplicó el protocolo correctivo para compra de capacidad de Potencia en emergencia.
<p>TRANSMISIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> La LT en 161 kV entre las SE Mexicali - 83140 - Packard fuera de servicio desde el 08 de agosto de 2017 por vandalismo y no se ha corregido el problema de los conectores debido a que las licitaciones para la reparación se han declarado desiertas. CFE-Transmisión tiene previsto reparar esta línea antes de verano de 2019. La LT en 69 kV entre las SE Panamericana - 63650 - Hipódromo está fuera de servicio por vandalismo desde el 28 de mayo de 2017 en su tramo subterráneo. CFE-Transmisión tiene previsto reparar esta línea antes de verano de 2019.
<p>TRANSFORMACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> La capacidad de transformación de 230/69 kV de la zona Tijuana se encuentra limitada por la falla en la LT Panamericana - 63650 - Hipódromo, ante la contingencia del AT de 230/69 kV de 225 MVA en los periodos de demanda máxima, operan Esquemas de Protección de la transformación en las SE Panamericana y Tijuana. En julio de 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto P18-BC14 propuesto por el CENACE, para abril de 2022, con un AT de 230/115/69 kV, 225 MVA en la SE Panamericana. CFE-Transmisión tiene previsto reparar esta LT antes de verano de 2019. Asimismo, en este PAMRNT 2019-2033 se propone nueva transformación en Tijuana. En la región del Valle (Mexicali y San Luis Río Colorado) la transformación de alta a media tensión de las SE Chapultepec, Centro, Cety's, Mexicali Oriente, Parque Industrial Dos, Tecnológico, Valle de Puebla y Carranza operaron en el verano arriba del 90 %. En agosto de 2018, la SENER instruyó a CFE-Distribución los proyectos en las RGD del MEM del PAMRNT2018-2032 de transformación de las SE Carranza, Victoria Potencia y La Encantada. En la región Costa (Tijuana, Tecate, Ensenada) la transformación de alta a media tensión de las SE La Mesa, Florida, Metrópoli Potencia, Pacífico y Seminario operaron en el verano arriba del 90 %. En agosto de 2018, la SENER instruyó a CFE-Distribución los proyectos en las RGD del MEM del PAMRNT2018-2032 de transformación de las SE Pacífico y La Encantada.
<p>COMPENSACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> El compensador estático de VAR de la SE Tecnológico de 200 MVAR capacitivos operó a su capacidad nominal en verano por falta de capacidad de potencia reactiva en la región; tuvo 3 disparos. Con el cumplimiento del Código de Red del factor de potencia de 0.95 (-), se espera una mejora en el perfil de tensión en las RGD y en la RNT de la zona Mexicali y San Luis Río Colorado. En caso de incumplimiento del Código de Red y con base a las resoluciones de la CRE, en su caso el CENACE realizará los estudios para identificar proyectos para mejorar el perfil de tensión. En 2015 y 2017 la SENER instruyó a CFE-Transmisión proyectos de compensación en derivación capacitiva en Baja California, por lo que es necesario el cumplimiento de su puesta en operación por CFE-Transmisión para mejorar el perfil de tensión en la región. Ante la eventualidad de incumplimiento del Código de Red del factor de potencia de 0.95 (-) y la no entrada en operación de la compensación instruida; la contingencia sencilla de la LT Imperial Valley - 23050- Rosita, se tendrán voltajes fuera de límites permisibles operativos y operará el Esquema de Protección de Sistema. El 04 de agosto de 2018 a las 15:09 h operó el Esquema de Protección de Sistema por baja tensión en la SE Chapultepec con 54 MW, por insuficiencia del margen de reserva reactiva en las unidades de las Centrales Eléctricas de Cerro Prieto y el compensador estático de Var de la SE Tecnológico, ya que se encontraban aportando su capacidad máxima de potencia reactiva. La operación del esquema fue ante la toma de carga del Horno de Arco Eléctrico de la SE Siderúrgica.

Cuadro 5.9. Diagnóstico Operativo de la Subgerencia de Control Regional Baja California Sur

<p>GENERACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Durante 2018 entró en operación comercial una Central Fotovoltaica con 25 MW. Esta Central está acompañada con un banco de baterías de 10 MW que falló en las pruebas. En total se tiene una capacidad de 55 MW fotovoltaica. • Por desconexión súbita de generación, durante 2018, en 28 ocasiones operó el esquema automático de corte de carga por baja frecuencia, interrumpiendo una energía total de 111 MWh. • En el escenario de demanda máxima el 23 de julio de 2018 a las 16:57 h con una demanda de 504.9 MW las siguientes unidades presentaron derrateo: <ul style="list-style-type: none"> o Punta Prieta unidad 1 con 2.4 MW y unidad 4 con 9 MW. o General Olachea unidad 1 con 3.5 MW y unidad 3 con 1.5 MW.
<p>TRANSMISIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • El corredor de transmisión La Paz a Los Cabos, compuesto por dos LT's en 230 kV entre las SE Olas Altas - 93130 y 93140 - El Palmar y una LT en 115 kV entre las SE El Triunfo - 73130 - Santiago, operó 10 horas por arriba de su límite de transmisión de 200 MW. 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. • En las LT's entre las SE Gral. Agustín Olachea - 73260 y 73270 - Villa Constitución, se tiene una limitante en el ajuste de la relación de transformadores de corriente, actualmente en 300:5 Amperes, se pueden subir a 600:5 Amperes, CFE-Transmisión informó que, para cambiar la relación, es necesario cambiar la protección diferencial de barra (87B), que lo tienen en programa, sin fecha estimada. Sin estos cambios no es posible evacuar la capacidad de la Central Eléctrica con un solo circuito. Se informó a CFE-Transmisión de esta problemática para su solución.
<p>TRANSFORMACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • En la SE San José del Cabo la demanda alcanzó un valor de 54.2 MW, 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 servicio la SE Monte Real. El proyecto es con recursos propios de la CFE en el paquete 1653, el proyecto se encuentra detenido. CFE-Distribución destinará presupuesto en 2019. • En la SE Olas Altas, el AT de 230/115 kV de 100 MVA, operó 3 horas por arriba del 90 % en escenarios de la noche. Para disminuir la transmisión se realizan ajustes en el despacho por Confiabilidad.
<p>COMPENSACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 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 abril de 2021.

Cuadro 5.10. Diagnóstico Operativo de la Subgerencia del Sistema Mulegé

GENERACIÓN	<ul style="list-style-type: none"> En 2018 no entraron en operación comercial unidades de Centrales Eléctricas. Durante 2018, el Esquema de Protección de Sistema por Baja Frecuencia operó de la siguiente forma: el 1er paso a 59 Hz 22 veces, el 2º paso a 58.8 Hz 10 veces, el 4º paso a 58.4 Hz ocurrió una vez, el 6º paso a 57.8 Hz 3 veces y un colapso del sistema. En total 37 operaciones, con una afectación total de 26.62 MWh El monto de corte de carga en la demanda máxima para cada paso es el siguiente: <ul style="list-style-type: none"> Paso 1: 4.34 MW, 14.84 % de la demanda máxima. Paso 2: 1.77 MW, 6.05 % de la demanda máxima. Paso 3: 2.70 MW, 9.23 % de la demanda máxima. Paso 4: 2.71 MW, 9.27 % de la demanda máxima. Paso 5: 3.73 MW, 12.76 % de la demanda máxima. Paso 6: 2.9 MW, 9.92 % de la demanda máxima. Paso 7: 2.16 MW, 7.39 % de la demanda máxima. Paso 8: 2.01 MW, 6.87 % de la demanda máxima. Paso 9: 2.42 MW, 8.28 % de la demanda máxima. En el escenario de demanda máxima el 01 de agosto de 2018 a las 16:00 h con una demanda de 29.24 MW.
TRANSMISIÓN	<ul style="list-style-type: none"> Sin problemas en estado estacionario.
TRANSFORMACIÓN	<ul style="list-style-type: none"> La SE Santa Rosalía se tienen indisponibles dos transformadores, actualmente el transformador T40 de 13.8/2.4 kV, 4 MVA se tiene indisponible desde el 19 de noviembre de 2015 por falla de interruptor y cuchillas, así como T60 de 34.5/2.4 kV de 3 MVA por falla de interruptor, cuchillas y transformador desde el 25 de julio de 2017. La SE Santa Rosalía fue puesta en operación en 1975, por lo que CFE-Transmisión reduce la capacidad de transformación en los bancos de 34.5/2.4 kV a 4.5 MW de 6 MVA disponibles. Por la falla de los equipos asociados a la transformación, se tienen que despachar unidades diésel de baja eficiencia en la Central Eléctrica Santa Rosalía. En julio de 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto P18-MU1 propuesto por el CENACE, para abril de 2020, el cual consiste en un banco de 115/13.8 kV de 20 MVA en una nueva SE Santa Rosalía.
COMPENSACIÓN	<ul style="list-style-type: none"> Sin problemas en estado estacionario.

Comportamiento de la demanda y consumo del Sistema Eléctrico Nacional durante 2018

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN), está compuesto por cuatro sistemas eléctricos: Sistema Interconectado Nacional (SIN), que constituye la gran red eléctrica del país desde Nogales hasta Cancún; Sistema Eléctrico Baja California (BC), que se encuentra aislado eléctricamente del SIN e interconectado síncronamente al Sistema Eléctrico del Oeste de los Estados Unidos de América; Sistema Eléctrico Baja California Sur (BCS), aislado eléctricamente de los sistemas SIN y BC, con Centros de Carga principales en La Paz y Los Cabos; Sistema Eléctrico 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 5.1 se muestra el comportamiento de la demanda máxima semanal durante los últimos tres años, el trazo en color negro indica la demanda semanal del 2018. 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 2016 la demanda máxima ocurrió el 08 de julio, en 2017 la demanda máxima se presentó el 23 de junio y en 2018 se registró el 06 de junio, con una tasa incremental del 4.3% respecto a 2017. En

la época invernal se presentan los menores niveles de demanda por una reducción notable en el norte del país; para el 2018, en promedio el incremento de la demanda de invierno a verano fue del orden de 9,485 MWh/h.

En la misma figura 5.1 se indica el comportamiento de la reserva operativa instantánea de la generación, que corresponde a la escala de la derecha. Partiendo de la base que 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 y durante seis semanas se operó con márgenes de reserva operativos entre 3.3 % y 5.7 % por debajo al valor mínimo.

En la figura 5.2 se ilustra el comportamiento del consumo de energía eléctrica en 2016, 2017 y 2018 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 Norte y Occidente del país. En 2018 la tasa de crecimiento respecto a 2017 fue de 2.7%, en la misma figura se indican los porcentajes de crecimiento por Gerencia de Control Regional. A nivel SIN, en la figura 5.3 se muestra el comportamiento del consumo de energía que alcanzó un crecimiento de 2.6 % respecto a 2017.

Figura 5.1. Comportamiento de la demanda máxima semanal en 2018 del SIN

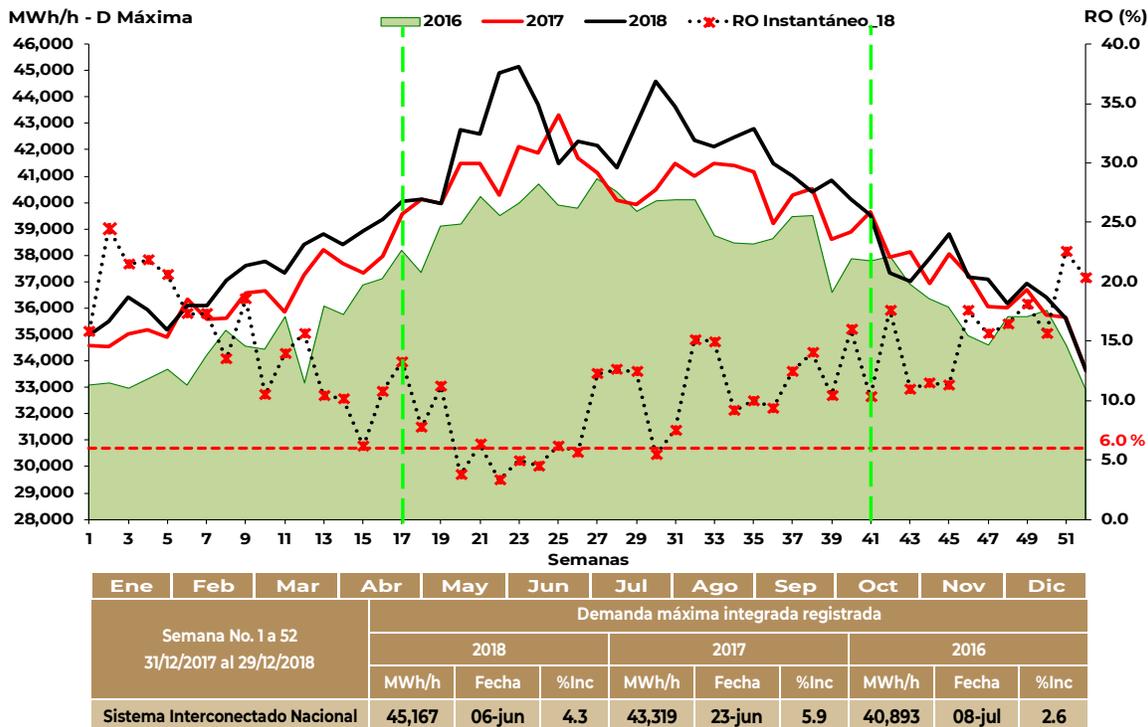


Figura 5.2. Comportamiento del consumo de energía eléctrica del SEN 2016, 2017 y 2018

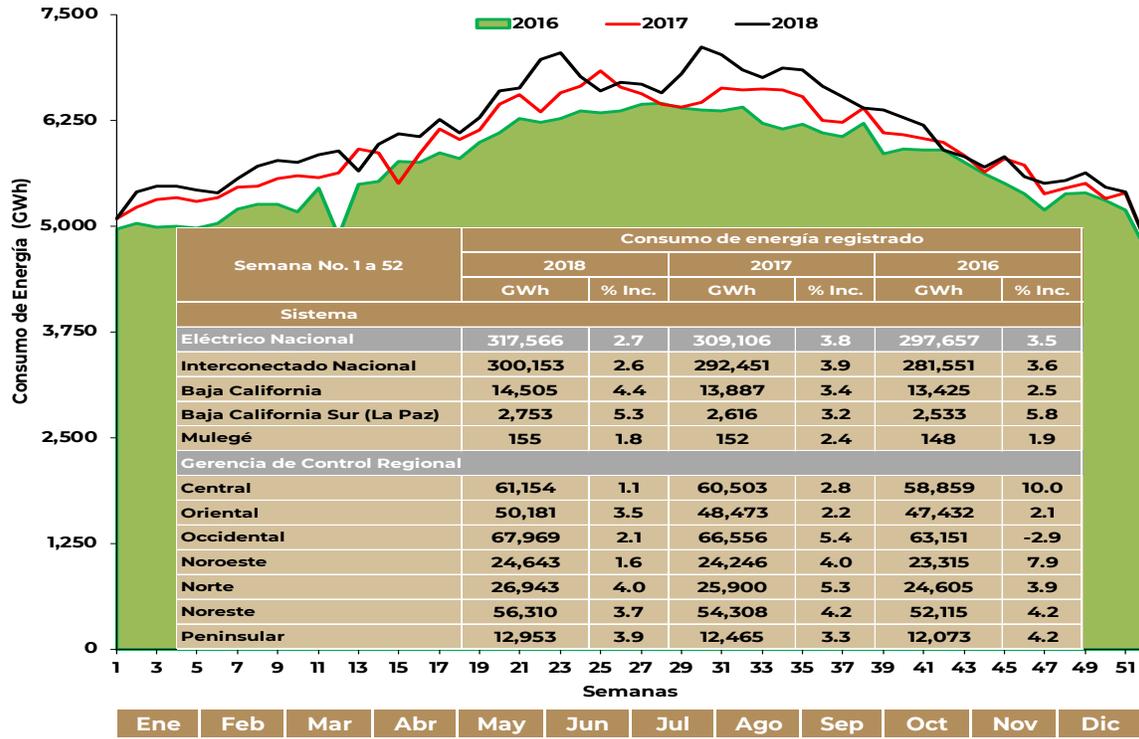
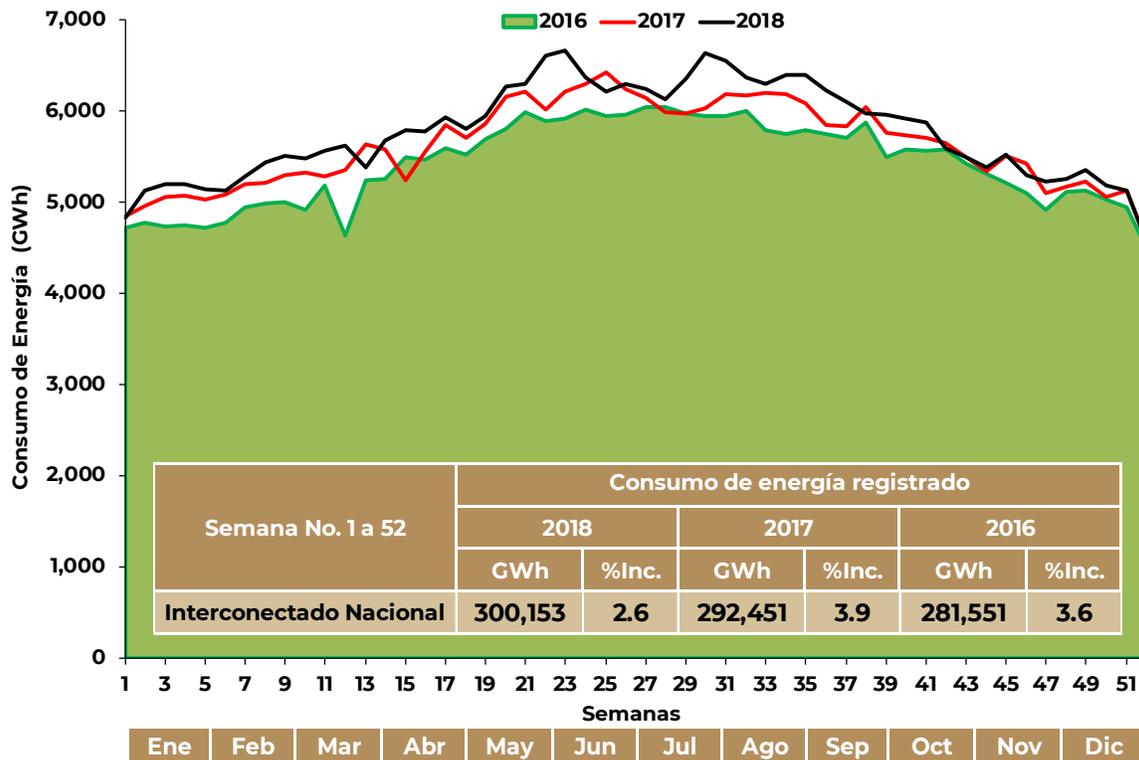


Figura 5.3. Comportamiento del consumo de energía eléctrica del SIN 2016, 2017 y 2018



Comportamiento de la demanda máxima semanal y consumo del BC

En la figura 5.4 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 agosto de 2018 se presentó la demanda máxima anual en este

sistema eléctrico. Entre la época invernal y la de verano, se tuvo un crecimiento de la demanda máxima del orden de 1,245 MWh/h.

En la figura 5.5 se muestra el comportamiento del consumo de energía eléctrica, observando el mismo perfil anualizado que la demanda. En 2018 se tuvo una tasa incremental del 4.4% respecto a 2017.

Figura 5.4. Comportamiento de la demanda integrada máxima semanal del Sistema Baja California 2016, 2017 y 2018

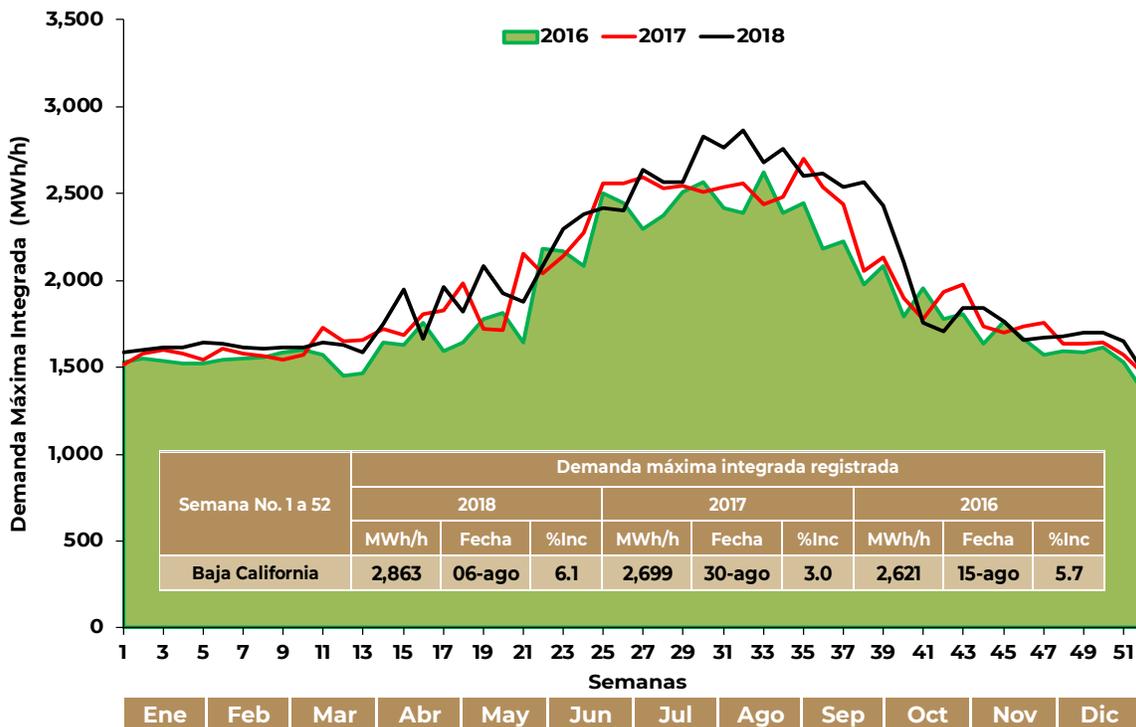
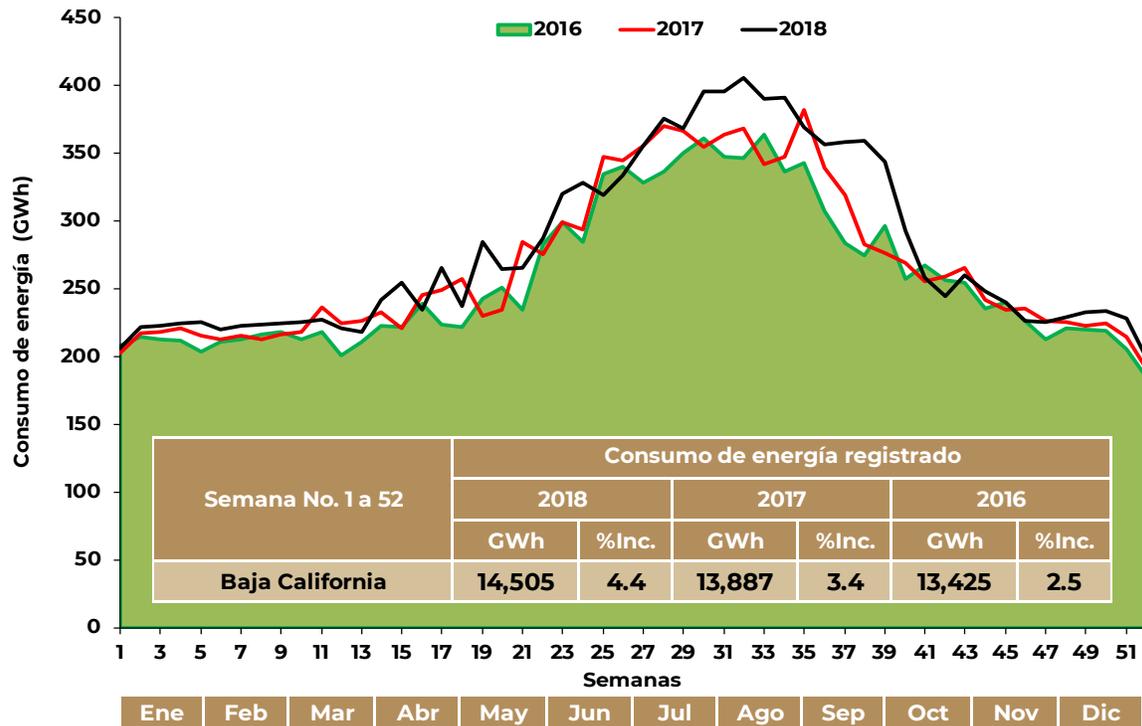


Figura 5.5. Comportamiento del consumo de energía eléctrica del BC 2016, 2017 y 2018



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

En la figura 5.6 se observa el perfil de la demanda integrada máxima semanal de 2016, 2017 y 2018 en el Sistema Baja California Sur. El trazo en color rojo corresponde a la demanda de 2017, el trazo en color verde la demanda de 2016. En 2018 la demanda máxima se

presentó en agosto, que representa un crecimiento del 3.3% con respecto a 2017.

En la figura 5.7 se muestra el comportamiento del consumo de energía eléctrica de los tres últimos años. Se observa una alineación respecto a la demanda, también se aprecia el crecimiento de 5.3% de 2018 respecto al año anterior.

Figura 5.6. Comportamiento de la demanda integrada máxima semanal del Sistema Baja California Sur 2016, 2017 y 2018

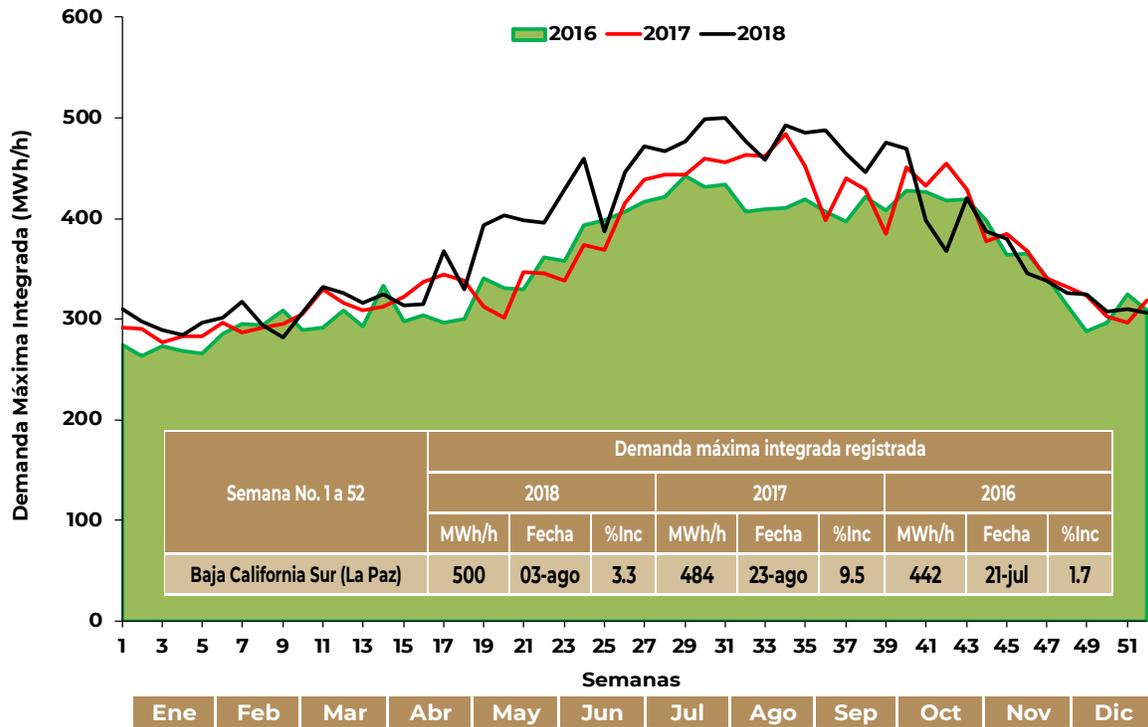
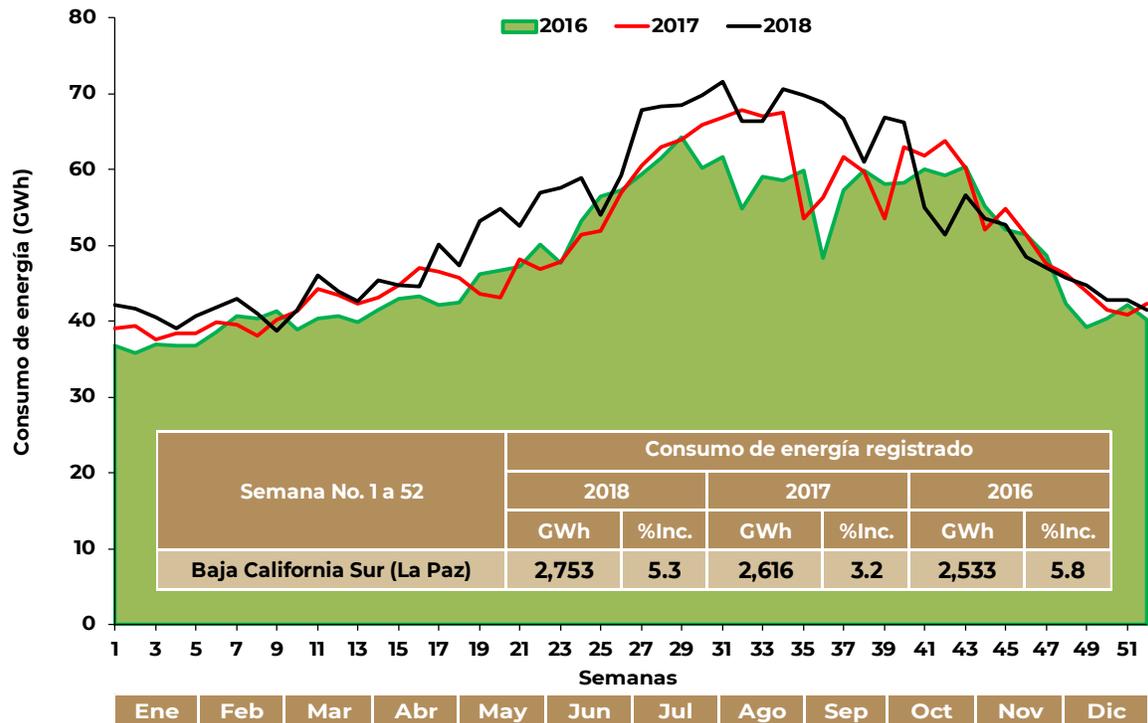


Figura 5.7. Comportamiento del consumo de energía eléctrica del Sistema Baja California Sur 2016, 2017 y 2018



Comportamiento de la demanda máxima semanal y consumo del sistema Mulegé

En las figuras 5.8 y 5.9 se presenta el comportamiento semanal de la demanda y el consumo respectivamente para 2016, 2017 y 2018.

Los perfiles son los característicos de la zona Norte del país con incrementos notables entre mayo a septiembre. Este pequeño sistema aislado alcanzó en 2018 una demanda máxima integrada en agosto con un crecimiento anual de 0.8% y de 1.8% para el consumo de energía eléctrica.

Figura 5.8. Comportamiento de la demanda integrada máxima semanal del Sistema Mulegé 2016, 2017 y 2018

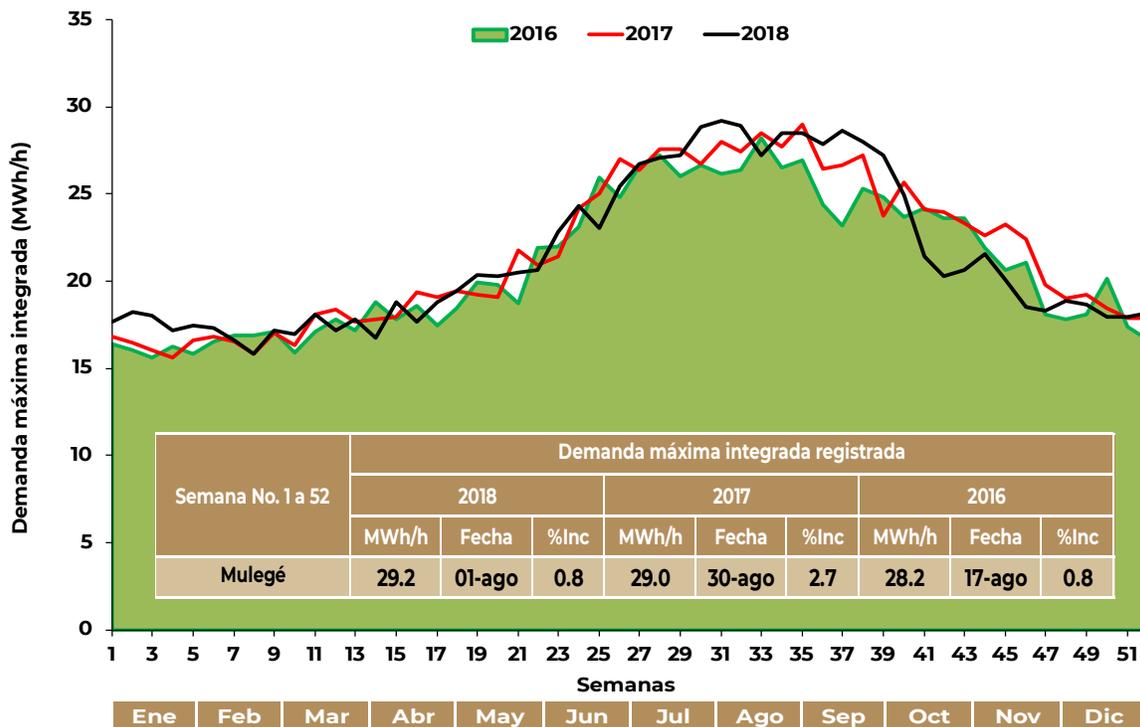
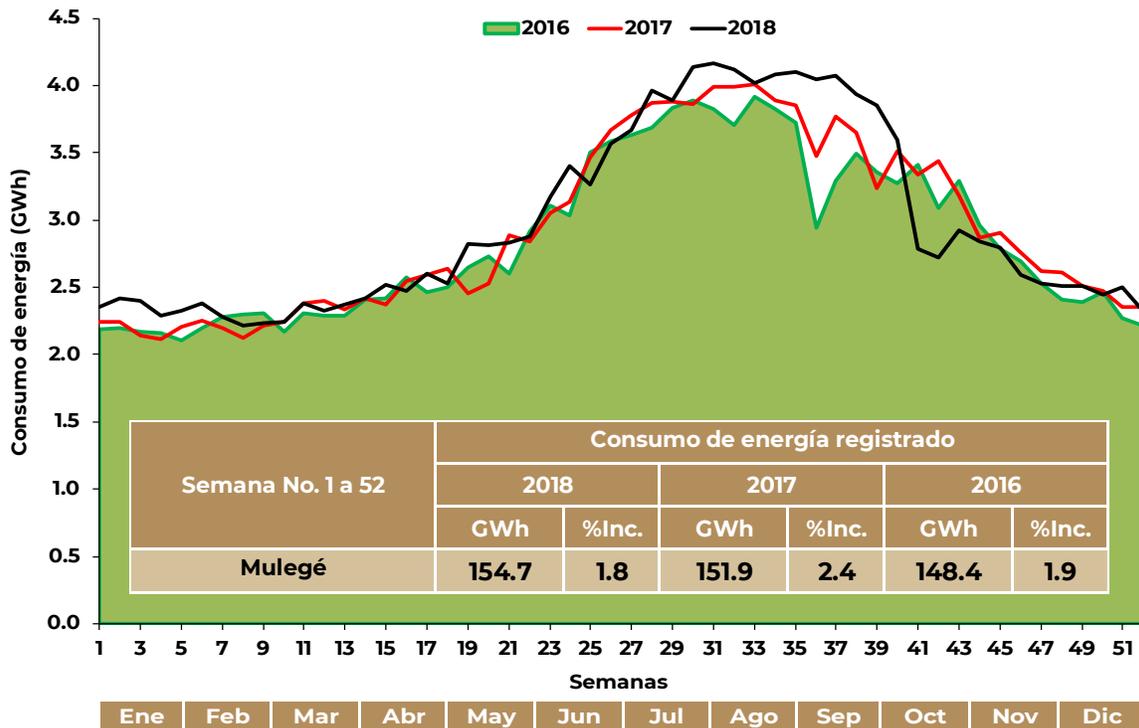


Figura 5.9. Comportamiento del consumo de energía eléctrica del Sistema Mulegé 2016, 2017 y 2018



Comportamiento de la generación hidráulica

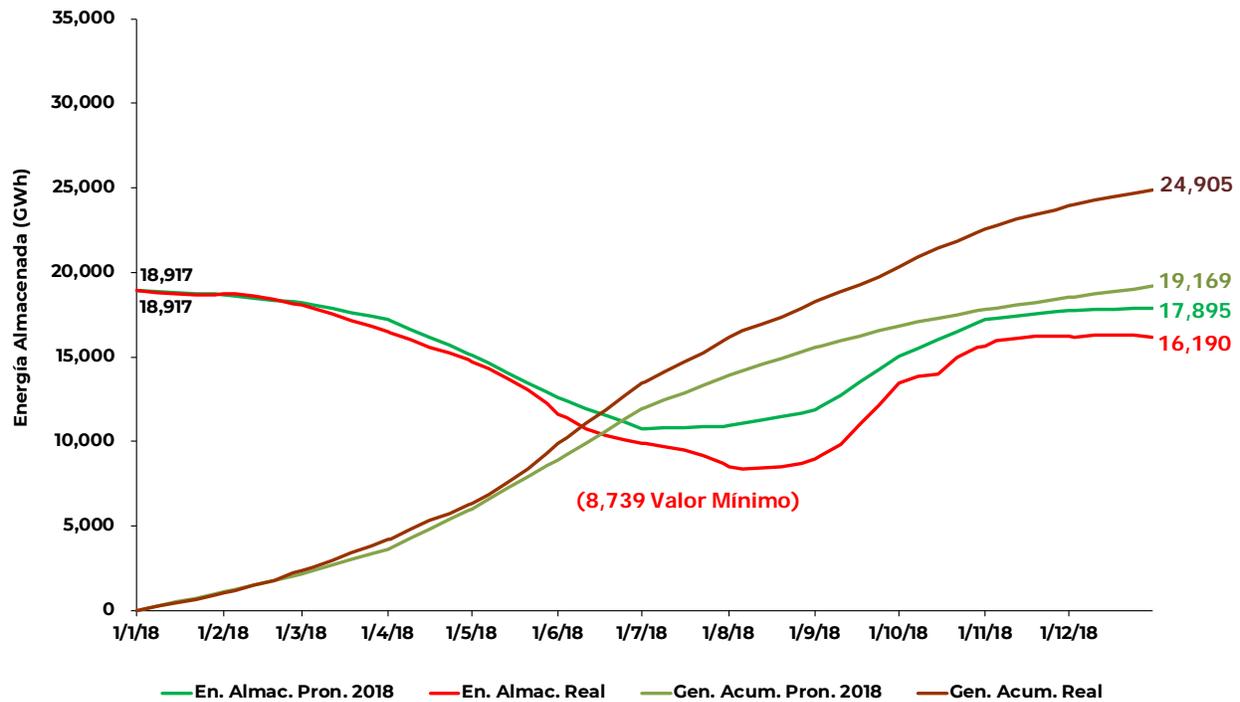
En la figura 5.10 se muestra el comportamiento del llenado y vaciado de la energía hidroeléctrica almacenada en los grandes embalses del Sistema Eléctrico Nacional 2018. Asimismo, la producción de energía hidroeléctrica en el mismo año.

A principios del año 2018 la energía almacenada se ubicó en 18,917 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 8,739 GWh ocurrido en la primera mitad de agosto.

Por presentarse aportaciones características de año medio-bajo, la recuperación de energía almacenada en el periodo pluvial alcanzó los 16,190 GWh al final del año, es decir un decremento de 2,727 GWh respecto al inicio del año y de 1,705 GWh comparado con la estimación de aportaciones de 17,985 GWh al final del periodo. Por el mismo motivo la producción de energía en 2018 fue de 24,905 GWh.

El comportamiento de este 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 (2017) a un año medio bajo (2018).

Figura 5.10. Comportamiento de energía almacenada en los grandes embalses 2018



Margen de Reserva Operativa

La Reserva Operativa (RO) en el SIN debe ser mayor o igual al 6 % para considerar al sistema en estado operativo normal; se considera al sistema en estado de alerta cuando el valor se encuentra entre $3\% \leq RO < 6\%$.

En la figura 5.11 se muestra el comportamiento de la RO y la demanda máxima instantánea semanal durante los últimos dos años y los primeros cinco meses de 2019. Se observa que a partir de la semana 17 en mayo a la semana 41 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%.

Durante el 2018 se presentó en el SIN entre las semanas 20 y 30, cinco

ocasiones con la RO menor o igual a 6.0 %, alcanzado un valor mínimo de 3.38 % en la semana 22, ver figuras 5.1 y 5.11.

El día 29 de mayo de 2018 se aplicó corte de carga manual por baja RO entre las 15:45 y 21:45 h por un monto de Energía No Suministrada de 662.4 MWh en la GCR Noreste.

El día 30 de mayo de 2018 se aplicó corte de carga manual por baja RO entre las 13:22 y 19:15 h por un monto de Energía No Suministrada de 2,952.6 MWh en el SIN.

Las causas principales que provocaron los bajos márgenes de reserva operativa e interrupciones en el suministro de la energía eléctrica se debieron a las altas tasas de indisponibilidad de la generación. En la figura 5.12 se muestra el comportamiento de la indisponibilidad de generación durante mayo-noviembre de 2018. Se observa

que, por falta de molécula de gas natural, la indisponibilidad estuvo en el rango de 1,000 a 2,000 MW, la falla en el

orden de 5,000 MW. En total, en mayo-junio, se tuvieron indisponibilidades de generación en el orden de 12,000 MW.

Figura 5.11. Comportamiento del margen de reserva operativo y demanda máxima instantánea semanal en 2017, 2018 y 2019 del SIN

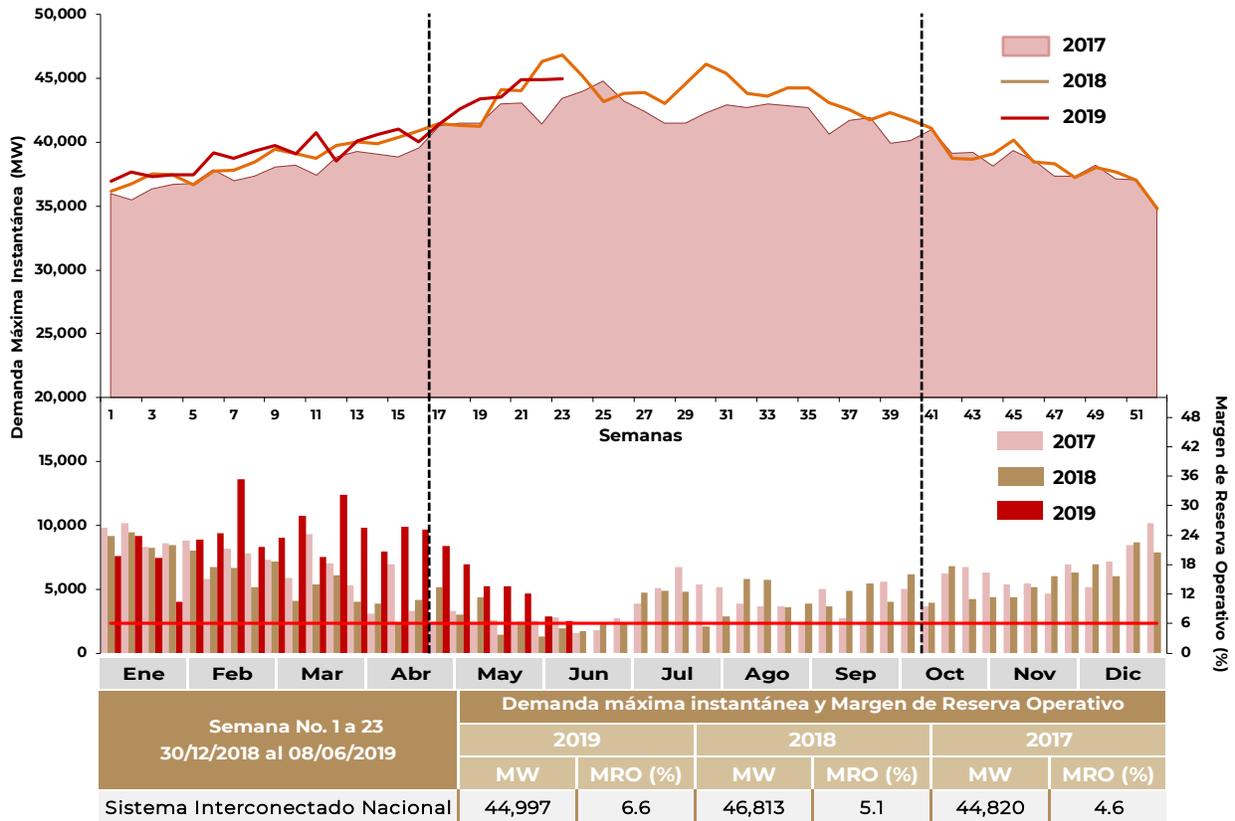
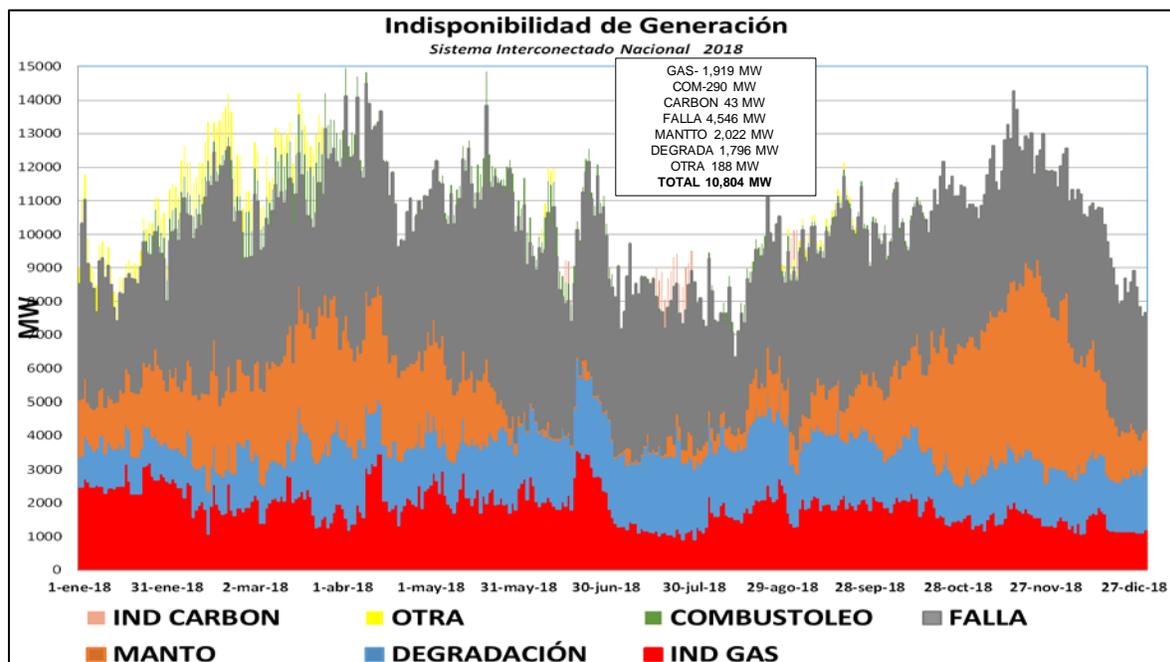


Figura 5.12. Comportamiento de la indisponibilidad de generación en 2018



Condiciones operativas en las transferencias de potencia en los principales enlaces del Sistema Eléctrico Nacional en la demanda máxima de verano de 2018

La demanda máxima del Sistema Interconectado Nacional se presentó el 06 de junio de 2018 durante las horas de la tarde, con una demanda instantánea de 46,778 MW a las 16:23 h. En el año 2017 esta demanda máxima anual ocurrió en la tercera 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 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 la figura 5.13 se muestra geográficamente la Red Nacional de Transmisión de 400, 230, 161, 138 y 115 kV del sistema eléctrico, con transferencias de potencia puntuales el 06 de junio a las 16:23 h. En recuadros en color gris se indican los límites de transmisión operativos, es decir, los límites de seguridad y confiabilidad; los recuadros en color blanco indican las transferencias puntuales reales el día de la demanda máxima anual. El tamaño de la flecha trata de insinuar la magnitud de la transferencia de potencia. De las Centrales Eléctricas del Pacífico se inyecta energía al centro-

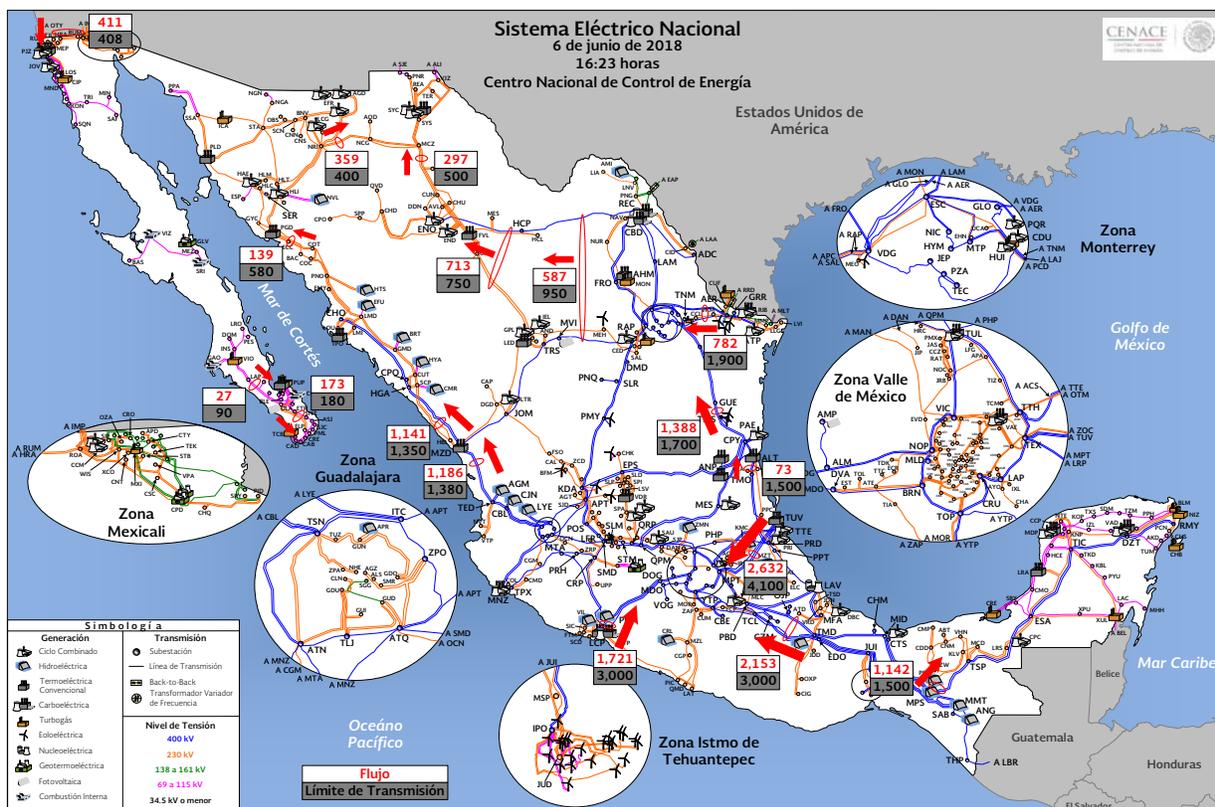
occidente, de las Centrales Eléctricas del Golfo de México se inyecta energía al centro-occidente, del sureste se inyecta energía a la Península de Yucatán y al centro y, del sur se transmite energía al norte del país por los corredores de transmisión de 400 kV de Altamira – Monterrey, Aguascalientes – Saltillo 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. Se operó con flujos cerca del límite de transmisión. De Altamira – Monterrey, se tuvo una transferencia de potencia de 1,388 MW con un límite máximo de 1,500 MW (1,700 MW con DAC). Hacia Chihuahua se tuvo una transferencia de 713 MW, con un límite de 750 MW; de Nacozari – Nuevo Casas Grandes de 359 MW para un límite de 400 MW. Para preservar la estabilidad del sistema, ante contingencias sencillas

se tendría la operación de esquemas de protección que desconectarían carga del mismo.

Se alcanzaron los límites máximos de transmisión en algunos otros enlaces que se comentarán en una sección por separado.

En el Sistema Baja California Norte que se encuentra interconectado síncronamente al Sistema Eléctrico de los Estados Unidos de América, se tuvo una importación puntual neta de 411 MW en el escenario de demanda máxima el 06 de agosto de 2018 con límite máximo de 408 MW. En el Sistema 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 5.13. Transferencias de potencia el 06 de junio de 2018 a las 16:23 hs



Principales corredores de transmisión saturados

Por diferentes circunstancias operativas durante el 2018, 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.

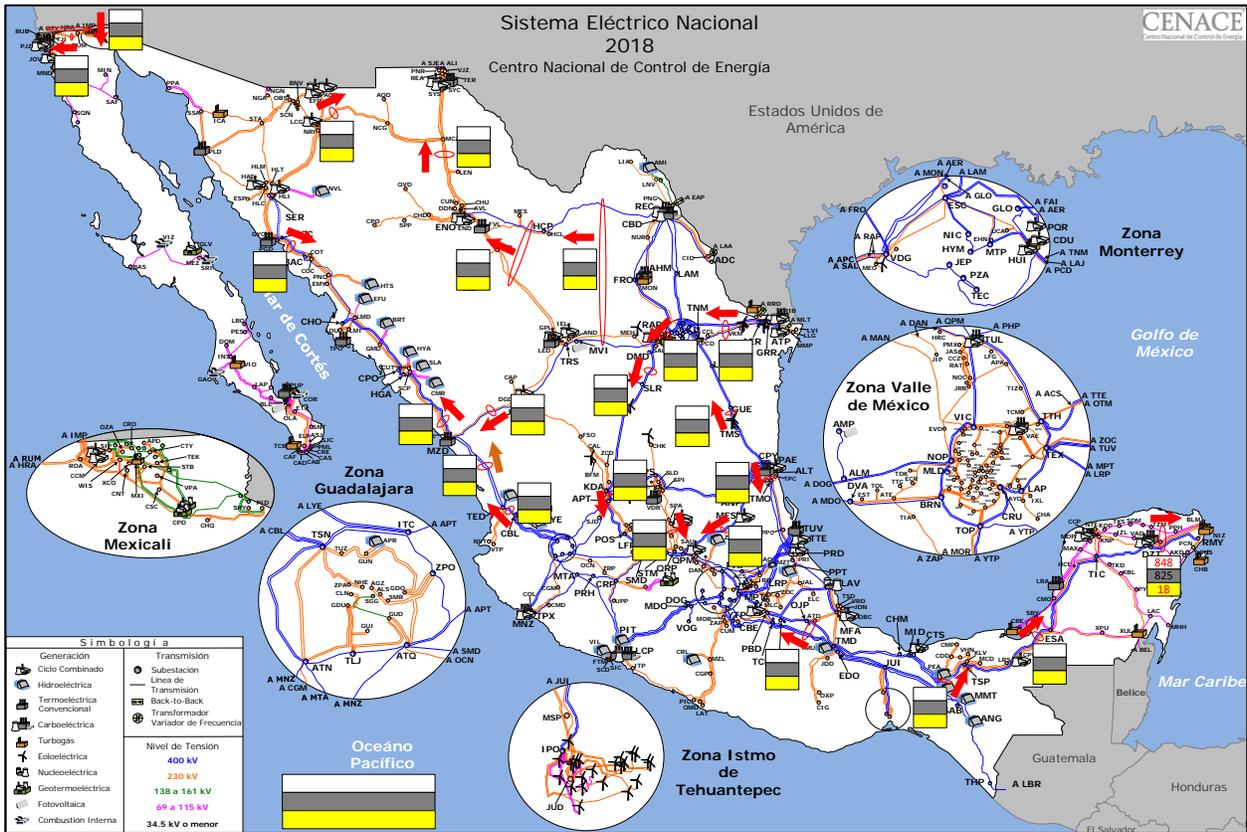
Los principales corredores de transmisión que alcanzaron sus límites máximos operativos fueron:

- 2 LT's de 400 kV más 2 LT's de 230 kV Mazatlán – Culiacán.
- 2 LT's de 230 kV Nacozari – Nuevo Casas Grandes.
- 3 LT's de 230 kV Chihuahua – Moctezuma.

- 2 LT's 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.
- 2 LT's de 400 kV y una LT de 230 kV del enlace Noreste – Norte.
- 2 LT's de 400 kV Champayán – Güémez.
- 2 LT's de 400 kV Altamira – Tamos.
- 2 LT's de 400 kV Villa de García – Ramos Arizpe.
- 2 LT's de 400 kV de Ramos Arizpe – Primero de Mayo.
- 2 LT's de 400 kV entre Tamazunchale – Querétaro.
- 2 LT's de 400 kV Malpaso – Tabasco Potencia, Manuel Moreno Torres – Tabasco Potencia y Autotransformador de Malpaso.
- 2 LT's de 400 kV Tabasco Potencia - Escárcega y 2 LT's 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 5.14 se muestran los corredores de transmisión que estuvieron saturados en 2018 con la transferencia máxima integrada MWh y su límite de transmisión.

Figura 5.14. Corredores de transmisión saturados en 2018



La saturación de los enlaces mostrada en la figura 5.14, 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 del enlace de la región del Grijalva a Tabasco se debe

principalmente a la indisponibilidad de gas natural en la Península de Yucatán.

En el cuadro 5.11 se muestra un resumen de las afectaciones de carga por saturación de enlaces, para preservar la confiabilidad del SIN.

Cuadro 5.11. Interrupciones de energía por congestión de enlaces en 2018

Sistema	Fecha	Carga máxima coincidente afectada (MW)	Energía no suministrada (MWh)	Causa
SIN	11/may/2018	109.00	699.63	Control del flujo entrando a Escárcega
SIN	29/may/2018	33.00	38.40	Control de flujo entrando al estado de Chihuahua
SIN	31/may/2018	95.00	391.54	Control de flujo entrando al estado de Chihuahua
SIN	01/jun/2018	75.00	408.57	Control de flujo entrando al estado de Chihuahua y a La Laguna
SIN	08/jun/2018	80.00	111.80	Control de flujo de Tepic hacia Mazatlán
SIN	11/jun/2018	188.10	266.92	Control de flujos de Malpaso hacia Tabasco y de Mazatlán hacia Culiacán
SIN	12/jun/2018	60.00	111.20	Control de flujos de Mazatlán hacia Culiacán
SIN	20/jun/2018	180.00	172.96	Control de flujos entrando al estado de Chihuahua y de Altamira hacia Monterrey
SIN	18/jul/2018	123.00	312.83	Control del flujo entrando a Escárcega
SIN	24/jul/2018	42.00	34.27	Control de flujo en la línea de la Cd. de Monterrey

La red de transmisión de Los Mochis a Hermosillo cambiará gradualmente a operación de 400 kV, con lo cual se corregirá el congestionamiento de red de Guaymas a Obregón.

En el corredor de Altamira a Monterrey, se prevé que a finales de 2019 entre en operación un tercer circuito de 400 kV que solucionará la congestión en este corredor.

En el corredor de Ixtepec Potencia a Juile, se repotenciarán las líneas de transmisión a 1500 MVA cada una, reemplazando los transformadores de corriente por otros de mayor capacidad y con reforzamientos en las terminales de las líneas.

Se tiene previsto que a partir de agosto de 2019 se tenga una disponibilidad de gas natural hacia la Península de Yucatán del orden de 150 MMPCD, con lo que los ciclos combinados incrementarán su generación y atenuarán la transferencia de potencia desde la región del Grijalva. Se propone en el PAMRNT 2019-2033 red de transmisión entre las regiones de Grijalva y Cancún.

La CFE y SENER respectivamente cancelaron las licitaciones de dos grandes proyectos en corriente directa:

- Bipolo de 3,000 MW entre las SE Ixtepec Potencia y Yautepec Potencia.
- Bipolo de 1,500 MW entre las SE Seri en GCR Noroeste y Cucapah en GCR Baja California.

Energía de Importación y Exportación 2018

En el cuadro 5.12 se muestra la energía importada durante 2018 al Sistema Eléctrico Nacional. La GCR Baja California presentó la mayor energía importada con 1,734 GWh.

Cuadro 5.12. Importación de energía eléctrica por los Enlaces Internacionales

Sistema	Importación	
	2018 ^{1/}	2017
	GWh	GWh
Eléctrico Nacional	3,677	2,151
Baja California	1,734	1,041
Gerencia de Control Regional	1,943	1,110
Oriental	689	31
Noroeste	3	3
Norte	1	0
Noreste	1,250	1,076

^{1/} Información preliminar del MEM al cierre de 2018.

En el cuadro 5.13 se muestra la energía exportada durante 2018 al Sistema Eléctrico Nacional. La GCR Baja California presentó la mayor energía exportada con 1,364 GWh.

Cuadro 5.13. Exportación de energía eléctrica por los Enlaces Internacionales

Sistema	Exportación	
	2018 ^{1/}	2017
	GWh	GWh
Eléctrico Nacional	2,426	1,804
Baja California	1,364	775
Gerencia de Control Regional	1,062	1,029
Oriental	784	789
Norte	0	0
Noreste	43	10
Peninsular	235	230

^{1/} Información preliminar del MEM al cierre de 2018.

VI. Pronósticos de demanda y consumo de energía

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 Electricidad 2019—2033 detalla la situación actual y tendencia a 15 años de este energético secundario que se utiliza en los diferentes sectores de la industria eléctrica y regiones del país. El pronóstico es un instrumento fundamental para la planeación y toma de decisiones en la elaboración del Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD) del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN).

Correlación de la demanda y consumo con otros factores

El crecimiento de la demanda máxima y el consumo de electricidad está sujeto a

diversos factores entre los más determinantes se encuentran:

Crecimiento económico. En términos generales, se refiere al incremento 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 tenemos 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 sectores económicos como industrial, servicios y agrícola.

Crecimiento poblacional. Este aumento se encuentra estrechamente relacionado con la edificación de vivienda, servicios, desarrollos comerciales y con el consumo y la demanda de electricidad.

Estacionalidad. Los factores climáticos —temperaturas extremas, nevadas y lluvias—, tienden a elevar el nivel de 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, entre otros—, ocasionan variaciones significativas en la demanda y consumo de electricidad.

Precio de la electricidad. El importe de las tarifas de 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.

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.

Pérdidas de energía eléctrica. En un sistema eléctrico, las pérdidas técnicas ocurren por el efecto de calentamiento de los conductores, equipos de transformación y la 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, fallas en la medición y errores de facturación, las cuales impactan en decremento o aumento del consumo de electricidad.

Eficiencia Energética. Un gran 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—, debido a que estas tienen un impacto en el consumo de energía eléctrica en todos los sectores de la industria eléctrica, así como en la operación del sistema eléctrico.

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 6.1 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 Gerencias de Control Regional (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 Sistema Eléctrico Nacional (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—.

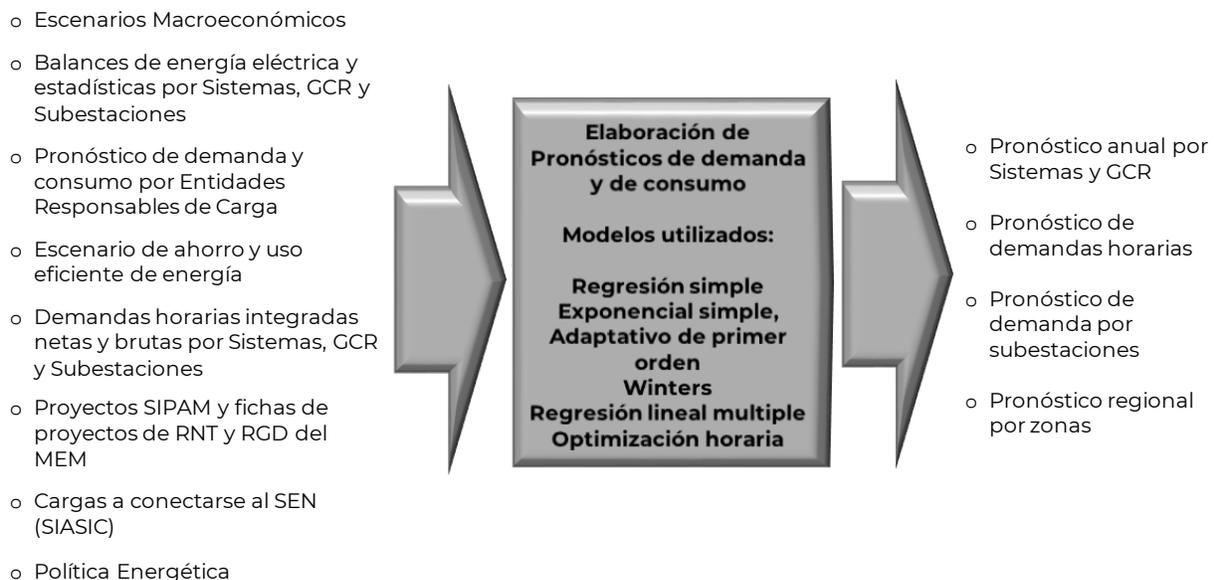
Se realiza el estudio del escenario macroeconómico más probable de crecimiento que incluye variables como el PIB por sector y subsector, crecimiento de población, precios de combustibles, Población Económicamente Activa (PEA), entre otros.

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 —aplicando a la energía bruta regional los factores de carga correspondiente—. Finalmente, la demanda máxima integrada anual del Sistema Interconectado Nacional (SIN) —Gerencias de Control Regional 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 6.1. Proceso del pronóstico de demanda y consumo de energía



Situación de la Industria Eléctrica

De acuerdo con el documento “Estadísticas Clave de la Energía Mundial 2018” publicado por la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés), el consumo mundial de electricidad per cápita en 2016 fue de 3,110 kWh por habitante, presentando un crecimiento del 1.9% en relación con 2015. En el mismo año, México se ubicó

en el lugar 76 —26.2% por debajo del promedio mundial—; con un consumo de 2,295 kWh por habitante.

En cuanto al consumo anual de electricidad 2016, México ocupó la posición 14 a nivel mundial con un consumo de 280,600 GWh. La intensidad energética mundial fue de 1,075 kJ/2010USD en 2016. México se ubicó en 802 kJ/2010USD, lo que indica

que la Industria Eléctrica 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 (EIA por sus siglas en inglés), para 2019 — 2033, la media internacional del consumo per cápita de electricidad tendrá una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 0.6%, la generación neta crecerá 1.5% y se espera que al 2033 la generación de electricidad limpia sea de 41.9%. La intensidad energética internacional tendrá un decremento promedio de 2.1% en el horizonte de estudio.

Consumo bruto 2018

Consumo bruto: se refiere a la integración de la energía de ventas del Suministro Básico, Suministro Calificado y de Último Recurso, Autoabastecimiento Remoto, la

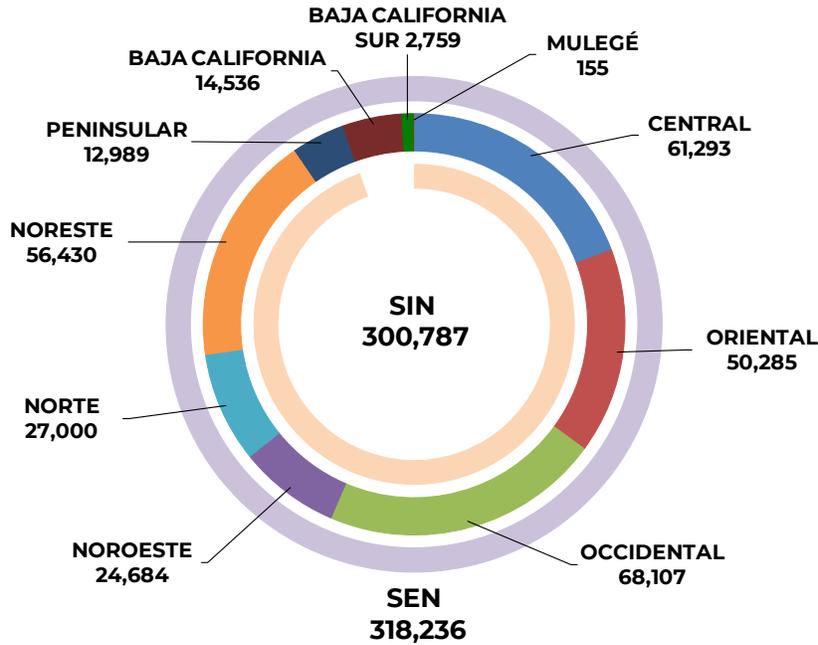
importación, las pérdidas de electricidad, los usos propios del Distribuidor, Transportista y Generadores —generación Comisión Federal de Electricidad, (CFE)—.

En 2018, el consumo bruto nacional del SEN ascendió a 318,236¹ GWh, lo que significa un incremento de 2.7% respecto al consumo de 2017. Las GCR del Norte del país (Noroeste, Norte, Noreste) crecieron 3.3% ocasionado por las altas temperaturas en los meses de verano.

La figura 6.2 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 68,107 GWh lo que equivale a 21.4% del total nacional, aun cuando a partir de enero de 2016 con el inicio del Mercado Eléctrico Mayorista se adecuaron los límites eléctricos y geográficos de dicha GCR, al pasar la zona Lázaro Cárdenas al ámbito de cobertura de la GCR Central.

¹ Dirección de Administración del Mercado Eléctrico, CENACE.

Figura 6.2. Consumo bruto del SEN 2018

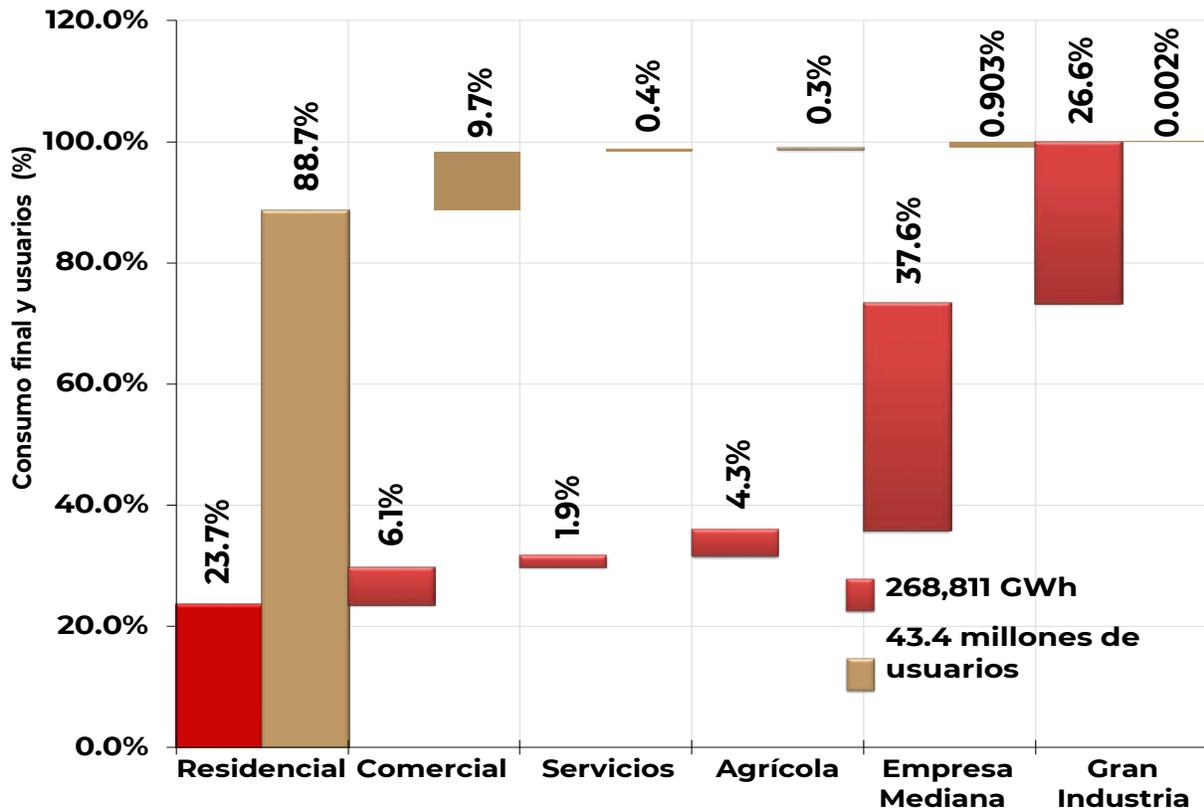


Consumo final y usuarios 2018

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 el mayor crecimiento con 7.6% es la Gran Industria, seguido de la Mediana Empresa con 5.8% y el Residencial con 3.9%. El consumo final del SEN se ubicó en 268,811 GWh, lo que representó un crecimiento de 3.8% respecto al año anterior. En la figura 6.3 se presenta la participación en porcentaje de cada sector de consumo.

El número de usuarios que tuvieron energía eléctrica en 2018 ascendió a 43.4 millones, incrementándose en 2.7% respecto de los 42.2 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 14.7%, seguido del sector residencial y comercial con crecimientos de 2.9% y 1.8% respectivamente. En la figura 6.3 se observa la distribución de usuarios por sector de consumo, siendo el Residencial el que concentra el 88.7% del número de usuarios del total nacional —su consumo final es del 23.7%—. La Empresa Mediana y la Gran Industria solo representan el 0.905% de los usuarios —su consumo final es de 64.2%—.

Figura 6.3. Consumo final y número de usuarios por sector del SEN 2018



Demanda máxima 2018

En cuanto a la demanda máxima integrada del Sistema Interconectado Nacional (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 2018, la demanda máxima integrada del SIN registró un valor de 45,167 MWh/h, lo que equivale a

un crecimiento de 4.3% respecto a los 43,319 MWh/h de 2017.

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 6.1 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.

Cuadro 6.1. Distribución de la demanda máxima integrada y coincidentes con el SEN 2018

Sistemas	Demandas Máximas ^{1/}		Demandas Coincidentes	
	MWh/h	Crecimiento Anual (%)	SIN MWh/h	SEN MWh/h
SEN ^{2/}	47,903			
SIN	45,167	4.3%		
Baja California	2,863	6.1%		2,819
Baja California Sur	500	3.3%		457
Mulegé	29	0.7%		27
Gerencias de Control Regional				
Central	8,805	1.1%	8,401	8,027
Oriental	7,594	4.0%	6,949	6,766
Occidental	10,373	5.4%	10,137	9,544
Noroeste	4,759	3.9%	4,248	4,717
Norte	4,639	0.7%	4,524	4,510
Noreste	9,202	4.0%	9,043	9,064
Peninsular	2,061	5.4%	1,866	1,971

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.

Entorno Económico 2018

Se presentan algunos indicadores que explican el desempeño económico del país en 2018, el tipo de cambio promedio para solventar obligaciones se cotizó en 19.2 MXN/USD²; la tasa de interés de referencia cerró en 8.3%, 100 puntos base más en comparación con el año anterior; la inflación se ubicó en 4.8%, dos puntos porcentuales menos con respecto al cierre de 2017 y, el precio de la mezcla de petróleo crudo³ se vendió en promedio en 61.3 dólares por barril, es decir, tuvo una tasa de crecimiento anual de 31.3% con respecto al año anterior.

El Producto Interno Bruto (PIB) en 2018 tuvo un crecimiento de 2.0%⁴, tasa muy similar al año pasado de 2.1% y menor a la pronosticada de 2.3%. Diversos factores internos y externos como la incertidumbre sobre el futuro del tratado comercial de América del Norte influyeron en este resultado. Por su parte, la industria eléctrica en su consumo bruto registró un incremento de 2.7% respecto a 2017. Este comportamiento, guarda una correlación directa de crecimiento o decremento con el PIB, el consumo bruto y la demanda máxima.

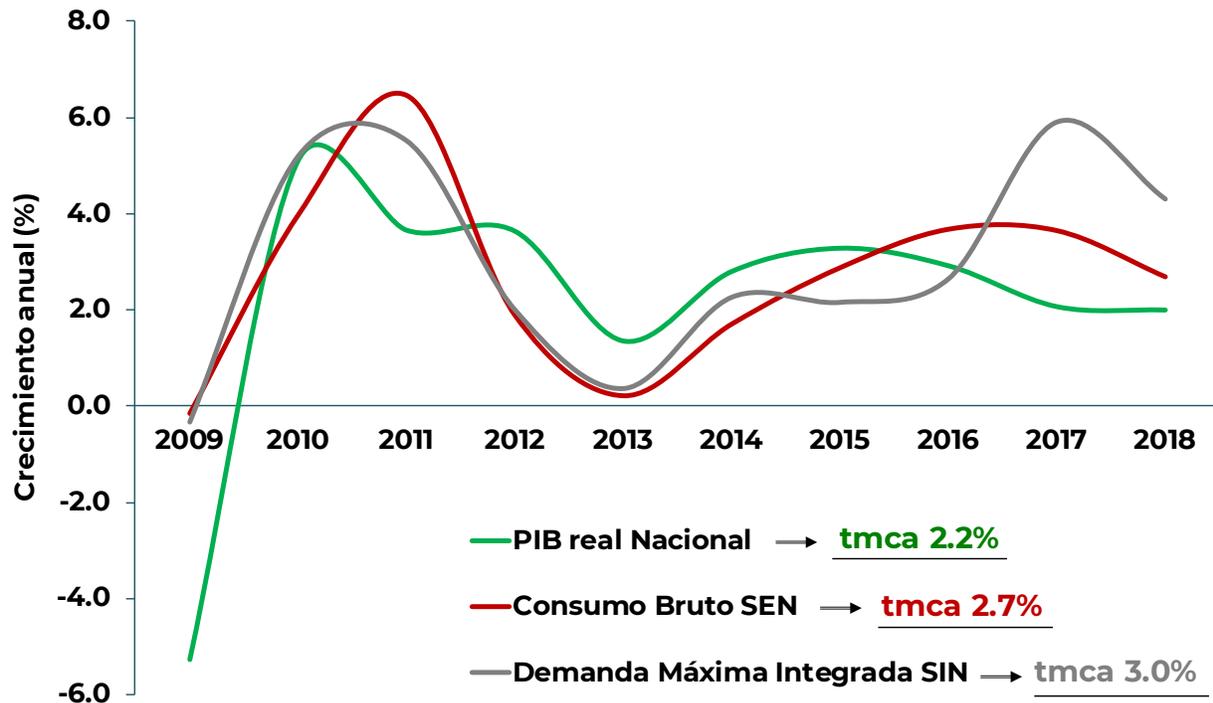
En la figura 6.4 se aprecia la evolución histórica de estos tres indicadores en los últimos 10 años.

2 Banco de México. Tipo de cambio pesos por dólar E.U.A., para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera, fecha de publicación en el DOF.

3 Sistema de Información Energética, SENER.

4 Series Originales a precios constantes de 2013 para 2009-2018, Instituto Nacional de Estadística y Geografía.

Figura 6.4. Evolución del crecimiento del PIB Nacional, consumo bruto SEN y demanda máxima SIN 2009 - 2018



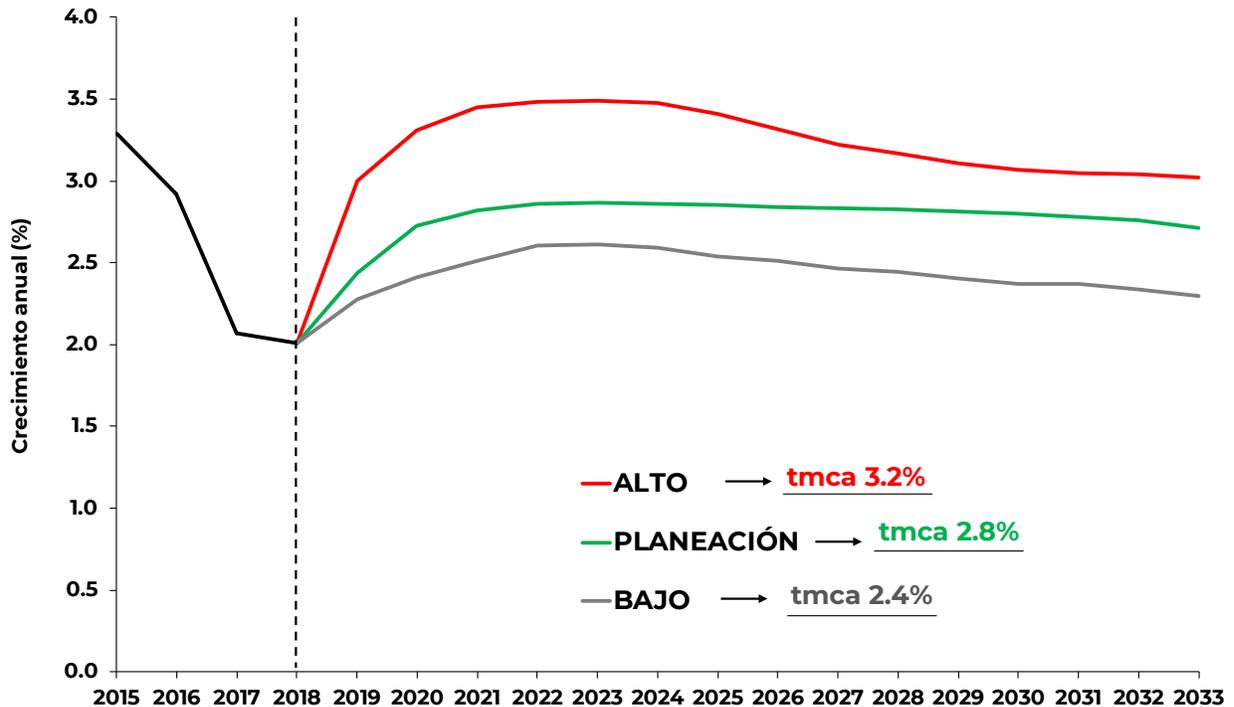
Escenario Macroeconómico 2019 — 2033

El pronóstico del PIB por escenarios se presenta en la figura 6.5 en tasas de crecimiento anual (a precios de 2013) para los próximos 15 años. El PIB global contempla una tmca de 2.8% en el escenario de Planeación, y para los escenarios Alto y Bajo de 3.2% y 2.4%, respectivamente. Dichas proyecciones son menores para los escenarios de planeación y alto, en 0.3 y 0.2 puntos porcentuales, respectivamente y para el

escenario bajo la tmca es la misma respecto a la proyectada un año atrás para el horizonte de 2018 — 2032.

En el periodo 2019 — 2033, se estima que el PIB de los sectores Agrícola y Servicios crecerá 2.7%, mientras que, el Industrial 2.9%. Se prevé que, en 2033, el sector Agrícola representará 3.3% del PIB Nacional, mientras que, el Industrial y los Servicios integrarán el 31.3% y 65.4%, respectivamente.

Figura 6.5. Escenarios del Producto Interno Bruto 2019 – 2033



Crecimiento poblacional y usuarios de la Industria Eléctrica 2019 — 2033

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 2019 — 2033 considera una tmca de 0.8%, lo que significa que los habitantes del país pasarán de 125.9 millones a 140.1 millones al final del horizonte. En el mismo sentido, los usuarios potenciales para el suministro eléctrico tendrán una tmca de 1.6%, al pasar de 44.1 millones a 55.1 millones en 2033.

Consumo bruto 2019 — 2033

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 2019 — 2033, las metas relativas a disminuir las pérdidas de electricidad en el SEN, así como el ahorro y uso eficiente electricidad.

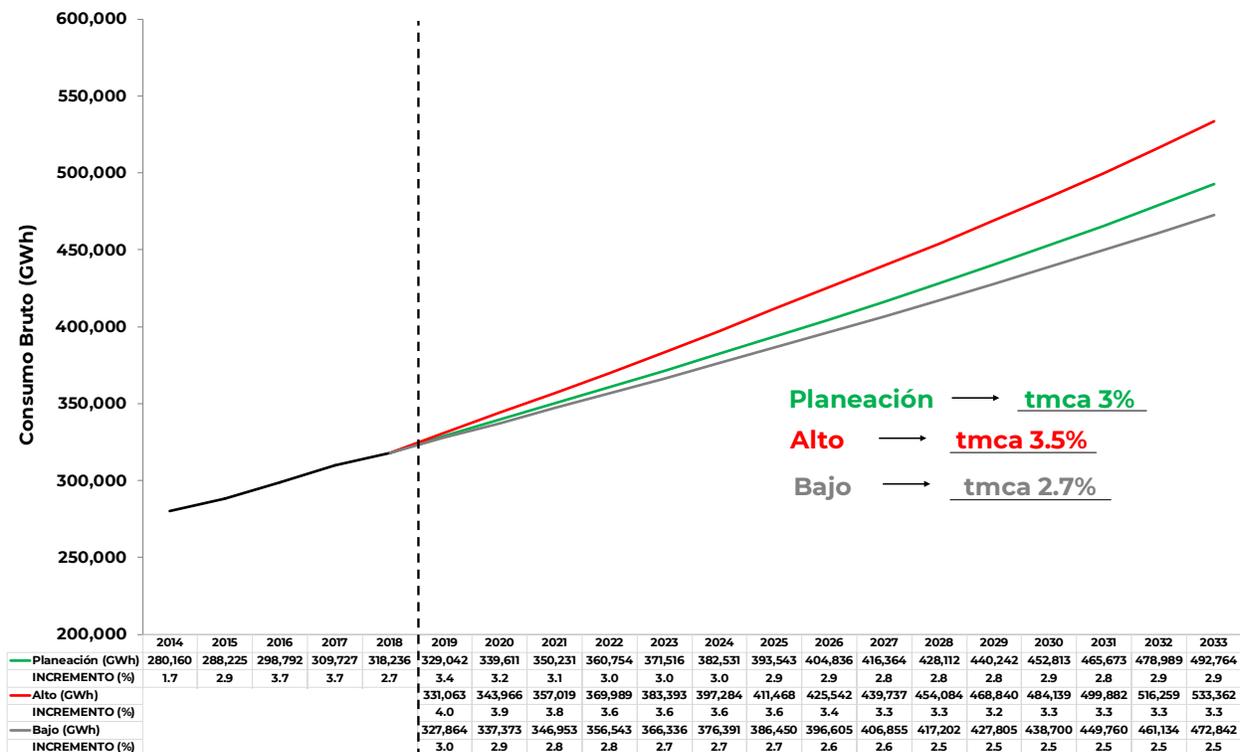
El consumo bruto se integra por las ventas de energía a través del suministro básico, suministro calificado, suministro de último recurso, el autoabastecimiento remoto, la importación, las pérdidas de electricidad, los usos propios de los transportistas, distribuidores y generadores. El consumo bruto del SEN presenta un comportamiento diferenciado a lo largo del año, mostrando una estacionalidad entre

verano —en seis meses del año se presenta el 54.5% del consumo anual—, y los meses fuera de verano —se tiene el 45.5% restante—. En la figura 6.6 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 3.0%, para el escenario Alto de 3.5% y el escenario Bajo 2.7%, en el mismo sentido, en el cuadro 6.2 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.

Cuadro 6.2. Pronóstico del consumo bruto por GCR 2019 – 2033, Escenarios Planeación, Alto y Bajo

Sistema / GCR	tmca (%)		
	Alto	Planeación	Bajo
SIN	3.5	3.0	2.7
Central	2.9	2.4	2.2
Oriental	3.3	3.2	2.4
Occidental	3.8	3.1	2.9
Noroeste	3.7	3.3	3.1
Norte	3.8	3.2	3.0
Noreste	3.5	2.9	2.7
Peninsular	3.9	3.2	3.0
Baja California	3.6	2.9	2.7
Baja California Sur	3.7	3.0	2.7
Mulegé	4.2	3.8	3.4

Figura 6.6. Pronóstico del consumo bruto del SEN 2019 – 2033, Escenarios de Planeación, Alto y Bajo

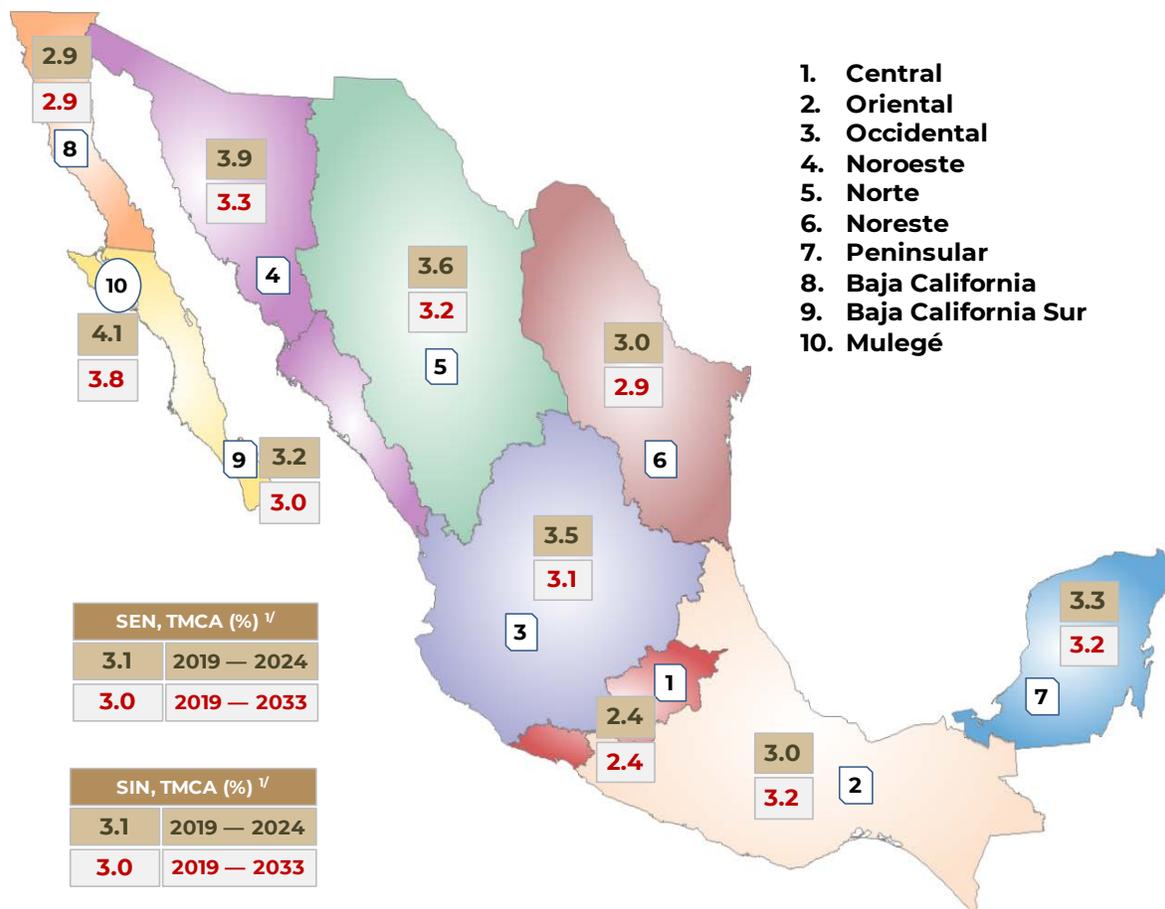


Consumo bruto regional (GWh) 2019 — 2033

Dentro del proceso de planeación se realiza la predicción del consumo a mediano (n+5) y largo plazos (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 con 3.8% y en la GCR Noroeste con 3.3%, mientras que, la Gerencia con menor incremento será la Central con una tmca de 2.4%. De igual forma, para el mediano plazo (periodo 2019-2024) se pronostica que el sistema Mulegé con 4.1% y la GCR Central con 2.4% serán las regiones con las tmca más alta y más baja respectivamente (ver figura 6.7 y cuadro 6.3).

Figura 6.7. Pronóstico regional del consumo bruto 2019 – 2024 y 2019 – 2033, Escenario de Planeación



^{1/} tmca, año de referencia 2018.

Cuadro 6.3. Pronóstico regional del consumo bruto 2019 – 2033, Escenario de Planeación

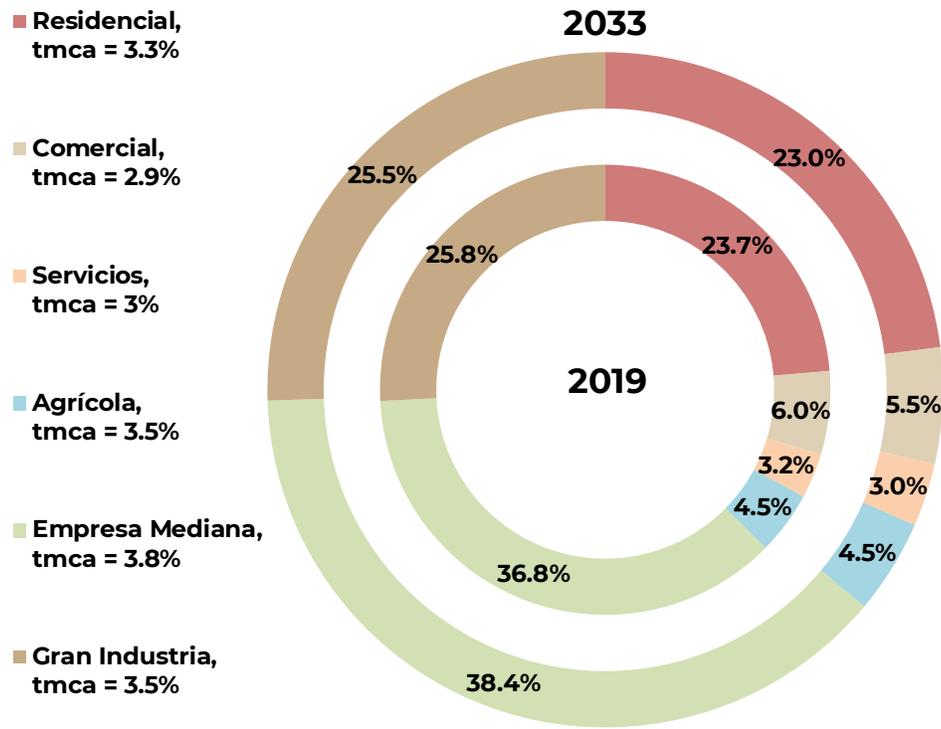
Año / CWh	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	Baja California	Baja California Sur	Mulegé	SIN	SEN
2019	62,650	51,422	71,015	26,193	28,358	58,112	13,412	14,857	2,861	163	311,161	329,042
2020	64,164	53,040	73,708	27,161	29,409	59,773	13,887	15,346	2,952	171	321,142	339,611
2021	65,653	54,748	76,203	28,159	30,446	61,604	14,380	15,822	3,039	177	331,193	350,231
2022	67,181	56,523	78,621	29,137	31,410	63,434	14,841	16,293	3,130	184	341,147	360,754
2023	68,785	58,325	81,081	30,126	32,392	65,311	15,310	16,765	3,230	190	351,331	371,516
2024	70,527	60,204	83,503	31,116	33,358	67,267	15,793	17,240	3,325	197	361,768	382,531
2025	72,213	62,118	85,947	32,025	34,346	69,242	16,291	17,731	3,425	205	372,182	393,543
2026	73,928	64,065	88,422	32,964	35,393	71,294	16,802	18,234	3,523	212	382,867	404,836
2027	75,689	66,134	90,959	33,921	36,434	73,301	17,334	18,746	3,626	220	393,772	416,364
2028	77,462	68,275	93,554	34,888	37,450	75,345	17,876	19,301	3,733	228	404,850	428,112
2029	79,283	70,490	96,261	35,874	38,507	77,448	18,439	19,862	3,841	236	416,302	440,242
2030	81,141	72,813	99,063	36,898	39,607	79,650	19,017	20,426	3,953	245	428,189	452,813
2031	83,046	75,190	101,945	37,940	40,704	81,911	19,625	20,992	4,066	254	440,361	465,673
2032	84,966	77,680	104,956	39,015	41,864	84,236	20,247	21,580	4,180	263	452,965	478,989
2033	86,980	80,242	108,081	40,096	43,051	86,636	20,890	22,217	4,298	273	465,976	492,764

Consumo final (GWh) 2019 — 2033

Se estima para el periodo un crecimiento de 3.5% en el consumo final, este valor es superior al 2.8% y al 3.0% que se estimó para el PIB y el consumo bruto, respectivamente. El sector que supone un mayor incremento es la Mediana Empresa con 3.8%, seguido de la Gran Industria y el Agrícola, ambos

con 3.5%. Para 2033, el sector predominante será la Mediana Empresa con 38.4% del total de consumo final del SEN, en segundo lugar, la Gran Industria con 25.5%, seguido del Residencial con 23.0% y el resto 13.1% —Comercial, Servicios y Agrícola—, como se observa en la figura 6.8.

Figura 6.8. Consumo final del SEN 2019 y 2033, Escenario de Planeación



Demanda Máxima 2019 — 2033

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.

Las características de la curva de carga de referencia del SIN son: se concentran 121 horas del año en el intervalo de 95% — 100% de la demanda máxima; la demanda mínima integrada se presenta al 43.9% de la máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicó en 76.0% —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 6.9. Este comportamiento es característico de la región norte del país; en el centro del país dicho comportamiento es menos marcado.

De acuerdo con las estimaciones de la demanda máxima integrada para el SEN se proyectó una tmca del 3.1% para el horizonte de Planeación, 3.6% para el escenario Alto y 2.8% para el escenario Bajo. En la figura 6.10 se presentan los crecimientos del SEN y en el cuadro 6.4 se enuncia los crecimientos esperados para los sistemas y GCR en los tres escenarios.

Figura 6.9. Curva de carga de referencia del SIN, 2018

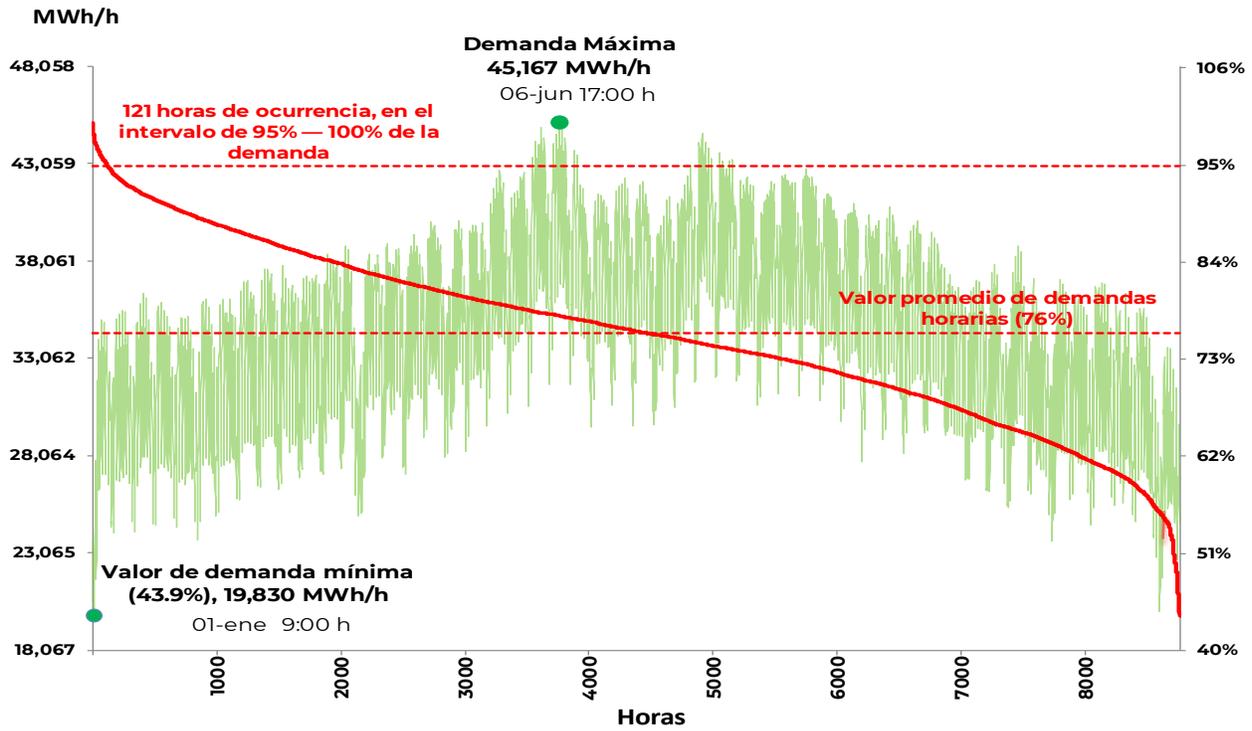
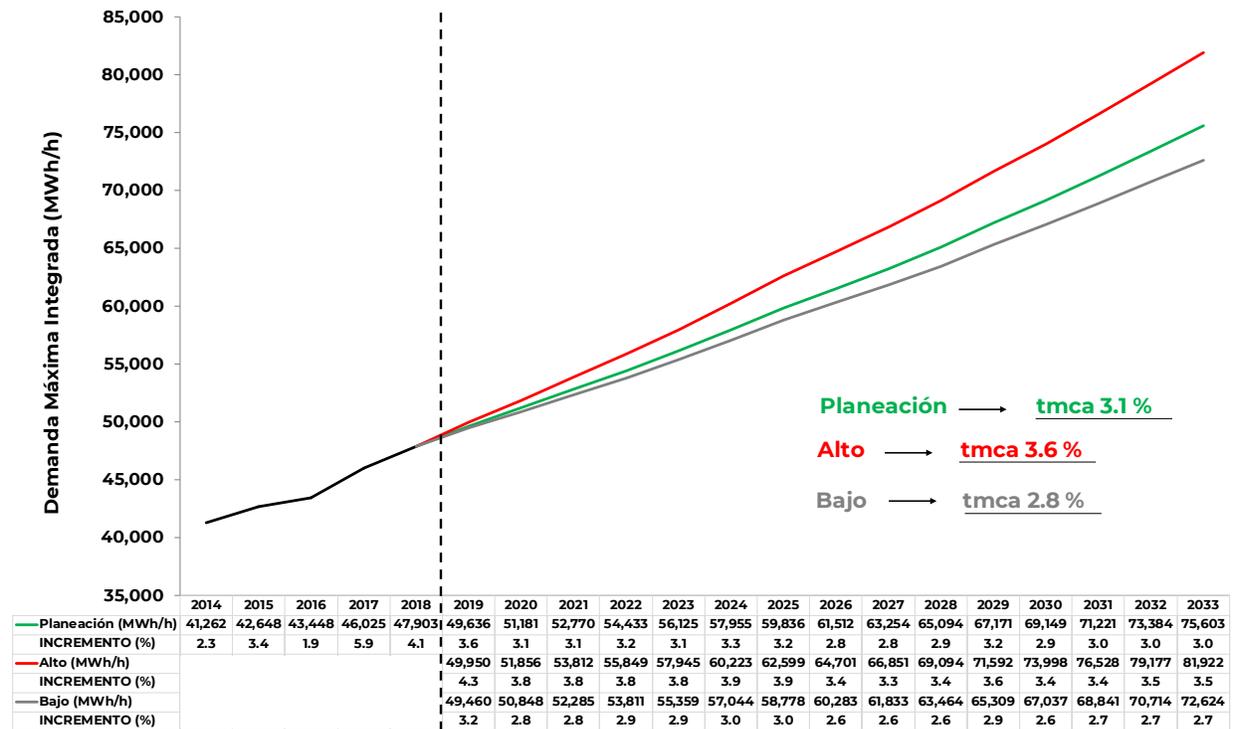


Figura 6.10. Pronóstico de la demanda máxima integrada del SEN ^{1/} 2019 – 2033, Escenario de Planeación, Alto y Bajo



1/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

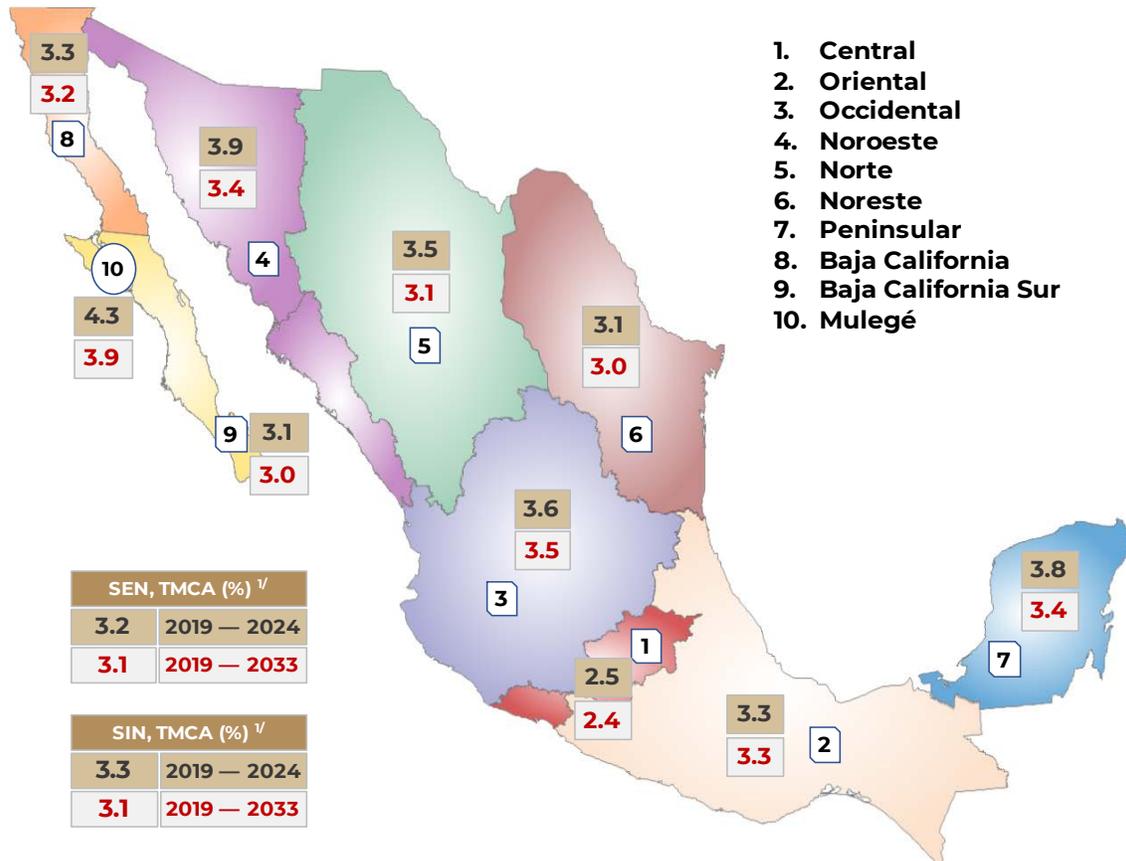
Cuadro 6.4. Pronóstico de la demanda máxima integrada 2019 – 2033, Escenarios Planeación, Alto y Bajo

Sistema / GCR	tmca (%)		
	Alto	Planeación	Bajo
SIN	3.6	3.1	2.8
Central	2.9	2.4	2.2
Oriental	3.4	3.3	2.5
Occidental	4.2	3.5	3.3
Noroeste	3.9	3.4	3.2
Norte	3.7	3.1	2.9
Noreste	3.7	3.0	2.8
Peninsular	4.1	3.4	3.2
Baja California	4.0	3.2	3.0
Baja California Sur	3.7	3.0	2.7
Mulegé	4.3	3.9	3.4

Demanda máxima integrada regional (MWh/h) 2019 – 2033

Tomando como base el escenario de Planeación, en el cuadro 6.5, se presentan los pronósticos de demanda máxima integrada por GCR y SIN. En la figura 6.11 se muestra de forma geográfica y porcentual, el pronóstico para dos horizontes, 2019 – 2024 y 2019 – 2033 para cada GCR y SIN. Para el largo plazo, se prevé un dinamismo mayor para el sistema Mulegé con una tmca de 3.9% y la GCR Occidental con 3.5%, respecto al resto del sistema. Las GCR Peninsular, Baja California, Baja California Sur, Oriental, Noroeste y Norte en promedio crecerán por arriba de 3.0%, mientras el Central crecerá al 2.4%.

Figura 6.11. Pronóstico Regional de la demanda máxima 2019 – 2024 y 2019 – 2033, Escenario de Planeación



^{1/} tmca, año de referencia 2018

Cuadro 6.5. Pronóstico regional de la demanda máxima integrada anual por GCR, Escenario de Planeación

Año / GWh	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	Baja California	Baja California Sur	Mulegé	SIN	SEN
2019	9,083	7,870	10,811	4,960	4,850	9,508	2,188	2,976	518	30	46,873	49,636
2020	9,301	8,117	11,097	5,168	5,031	9,790	2,265	3,093	534	33	48,282	51,181
2021	9,518	8,374	11,474	5,382	5,179	10,045	2,345	3,181	550	34	49,768	52,770
2022	9,740	8,650	11,838	5,597	5,384	10,343	2,421	3,275	566	35	51,332	54,433
2023	9,972	8,927	12,339	5,758	5,594	10,619	2,497	3,358	584	36	52,978	56,125
2024	10,225	9,215	12,844	5,971	5,711	11,033	2,576	3,484	602	38	54,722	57,955
2025	10,465	9,508	13,373	6,141	5,883	11,446	2,657	3,574	620	39	56,540	59,836
2026	10,714	9,803	13,684	6,358	6,062	11,751	2,741	3,675	637	40	58,093	61,512
2027	10,969	10,120	14,076	6,582	6,194	12,082	2,827	3,769	656	42	59,736	63,254
2028	11,227	10,442	14,504	6,809	6,406	12,385	2,916	3,911	676	43	61,449	65,094
2029	11,486	10,775	14,960	6,973	6,645	12,858	3,007	4,057	695	45	63,389	67,171
2030	11,755	11,131	15,554	7,172	6,794	13,176	3,102	4,206	715	47	65,263	69,149
2031	12,031	11,503	16,162	7,375	6,982	13,550	3,201	4,319	736	48	67,266	71,221
2032	12,310	11,886	16,804	7,634	7,183	13,896	3,303	4,476	757	50	69,322	73,384
2033	12,596	12,279	17,279	7,894	7,308	14,415	3,407	4,604	778	52	71,390	75,603

VII. Características de los escenarios de estudio

Demanda máxima de verano

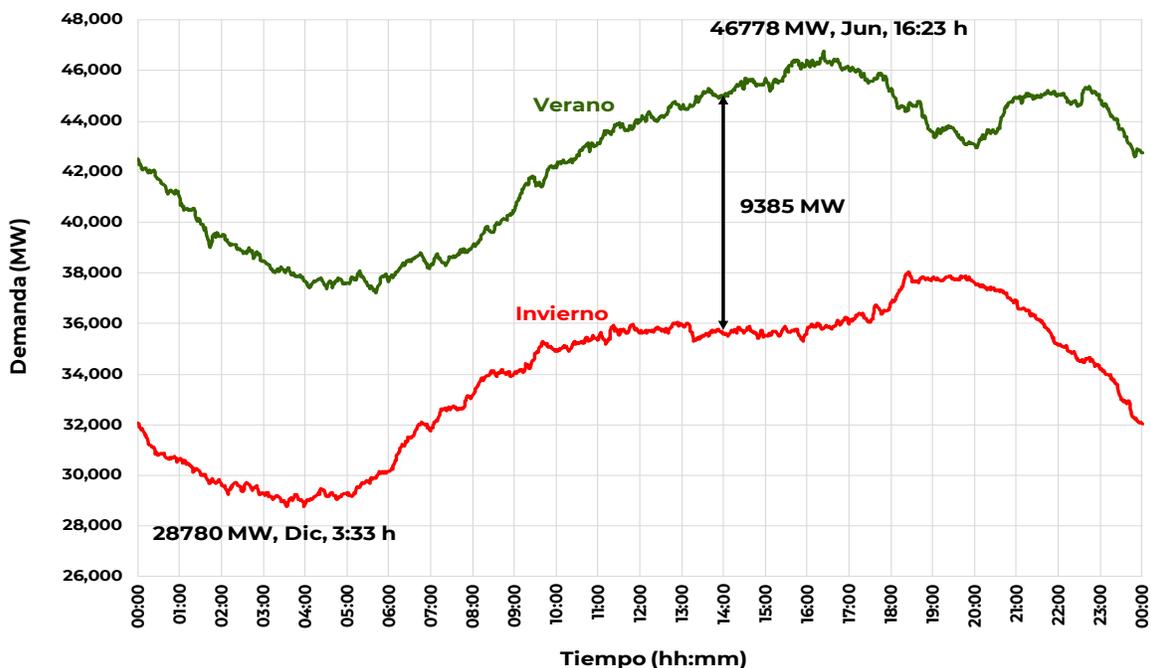
De acuerdo con el comportamiento estadístico de la demanda, durante el periodo junio – agosto, se presentan las demandas máximas anuales en las Gerencias de Control Regional Noroeste, Norte, Noreste, Baja California Norte y Sistemas aislados Baja California Sur y Mulegé. Por efecto de estos crecimientos, a nivel Sistema Interconectado Nacional (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 de transmisión 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 congestiones en la red de transmisión, sobrecargas en la transformación, bajos voltajes en la red nacional de transmisión, 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 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 16:23 h, con un valor instantáneo de 46,778 MW; esta demanda es mayor que el pico nocturno aproximadamente 1,400 MW.

Figura 7.1. Perfil real de la demanda del SIN en el verano e invierno de 2018

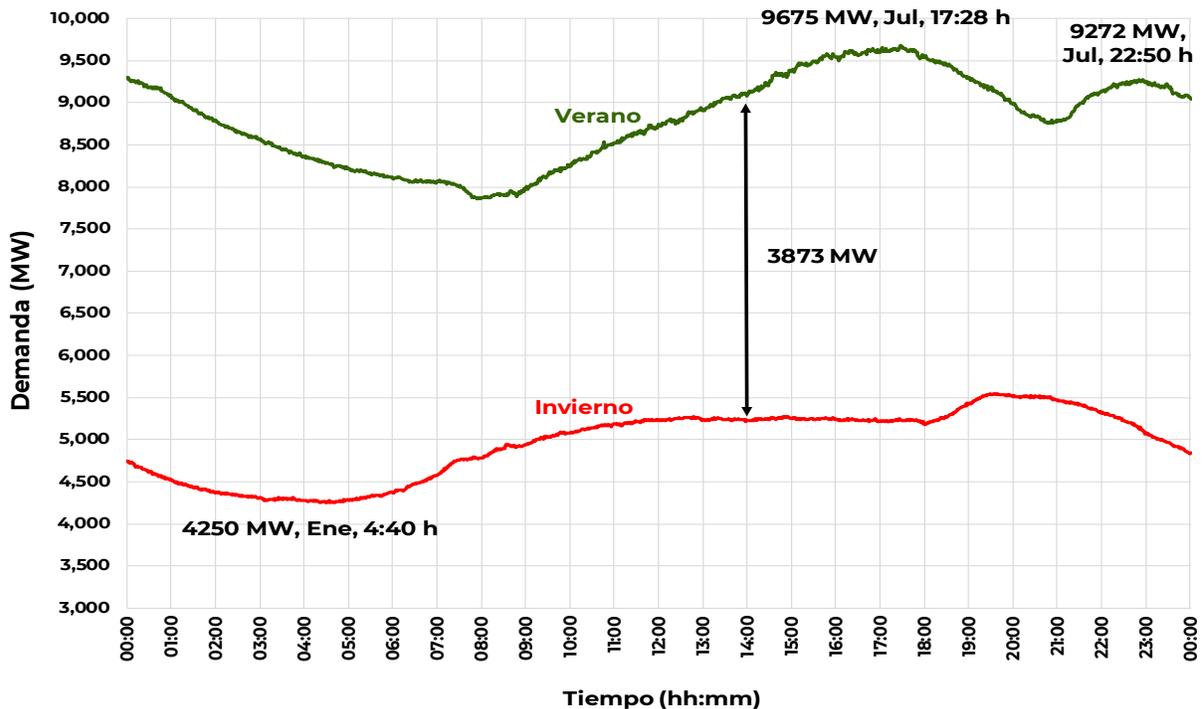


Demanda máxima nocturna de verano, Gerencias de Control Regional Noroeste y Norte

En el mismo periodo del punto anterior, la demanda coincidente de las Gerencias de Control Regional Noroeste y Norte presentan un pico nocturno con magnitud muy cercana al pico de la tarde, como se observa en la figura 7.2. Considerando la integración gradual de generación solar, durante la tarde la generación alcanzará su magnitud máxima para iniciar el declive hasta cero MW al ocultarse el sol. Al tener cero

generación solar en la demanda máxima nocturna, se desprende la necesidad de estudiar el comportamiento operativo de la red eléctrica en estas dos Gerencias, para visualizar y solucionar los riesgos en la Confiabilidad y seguridad operativa, identificar cambios en las transferencias de flujos de potencia entre los picos de tarde-noche, control del perfil de tensión, necesidades de reservas de generación, flexibilidades de las Centrales Eléctricas locales y factibilidades de saturación en la red de transmisión.

Figura 7.2. Perfil real de la demanda del Noroeste + Norte en el verano e invierno de 2018



Demanda máxima nocturna de verano, Gerencias de Control Regional Noroeste, Norte y Noreste

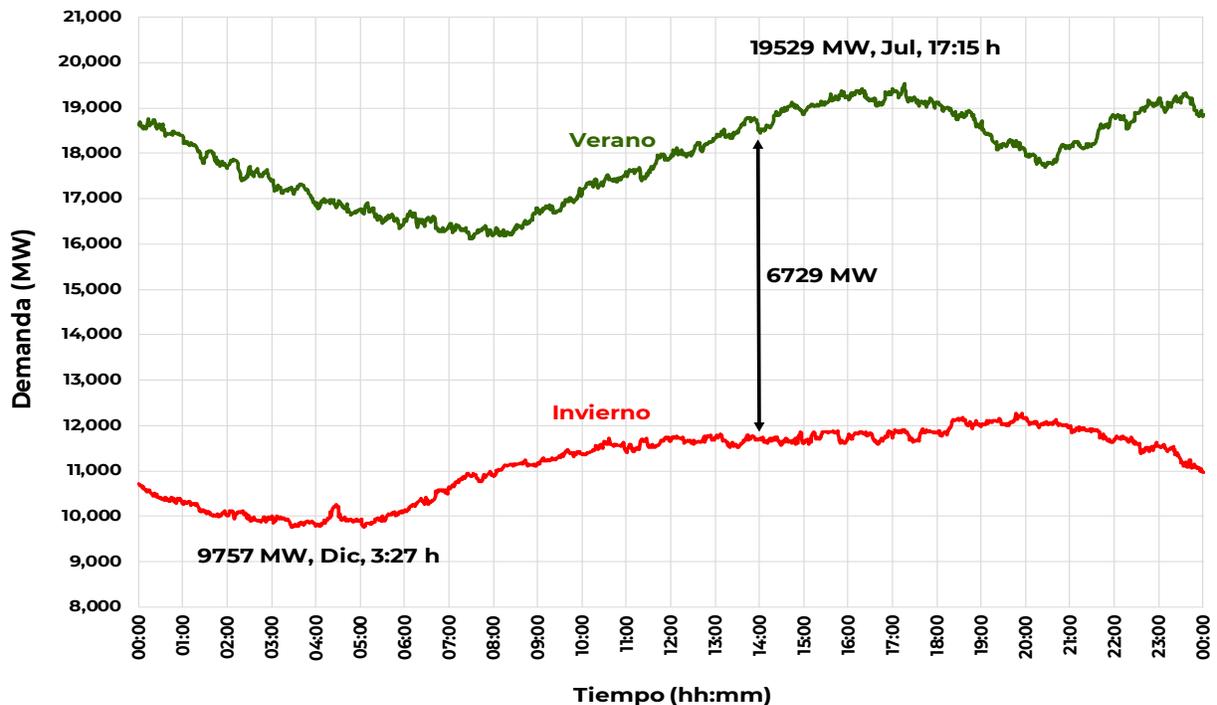
Similar al periodo mencionado en el punto anterior, la demanda máxima coincidente de estas tres Gerencias de Control Regional presenta un pico por la tarde superior al pico nocturno; el pico

vespertino se alcanzó a las 17:15 h con una magnitud de 19,529 MW. En la figura 7.3 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 Gerencia de Control Regional

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 congestiónamiento 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 Sistema Eléctrico Nacional.

Figura 7.3. Perfil real de la demanda del Noroeste + Norte + Noreste en el verano e invierno de 2018



Demanda máxima de verano, Sistema Baja California y Sistema Baja California Sur

Las estadísticas muestran que la demanda máxima instantánea de verano de los sistemas Baja California y Baja California Sur se presentó en los meses de julio y agosto, entre las 16:00 y 18:00 h respectivamente.

En 2018 la demanda máxima de verano del sistema Baja California fue en agosto, con una magnitud de 2,870 MW, a las 15:57 h, como se observa en la figura 7.4.

En la figura 7.5 se muestra el comportamiento de la demanda de verano del sistema Baja California Sur, que ocurrió en julio a las 15:57 h, con un valor de 505 MW.

Figura 7.4. Perfil real de la demanda del Baja California (Norte) en el verano e invierno de 2018

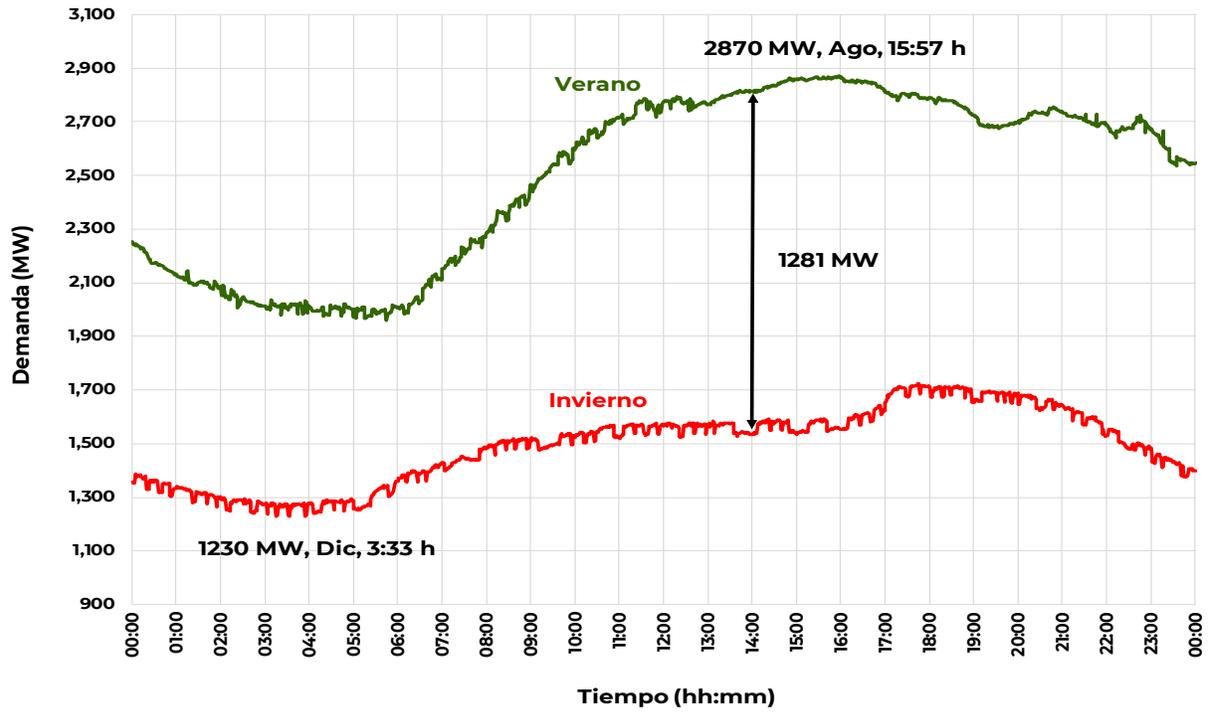
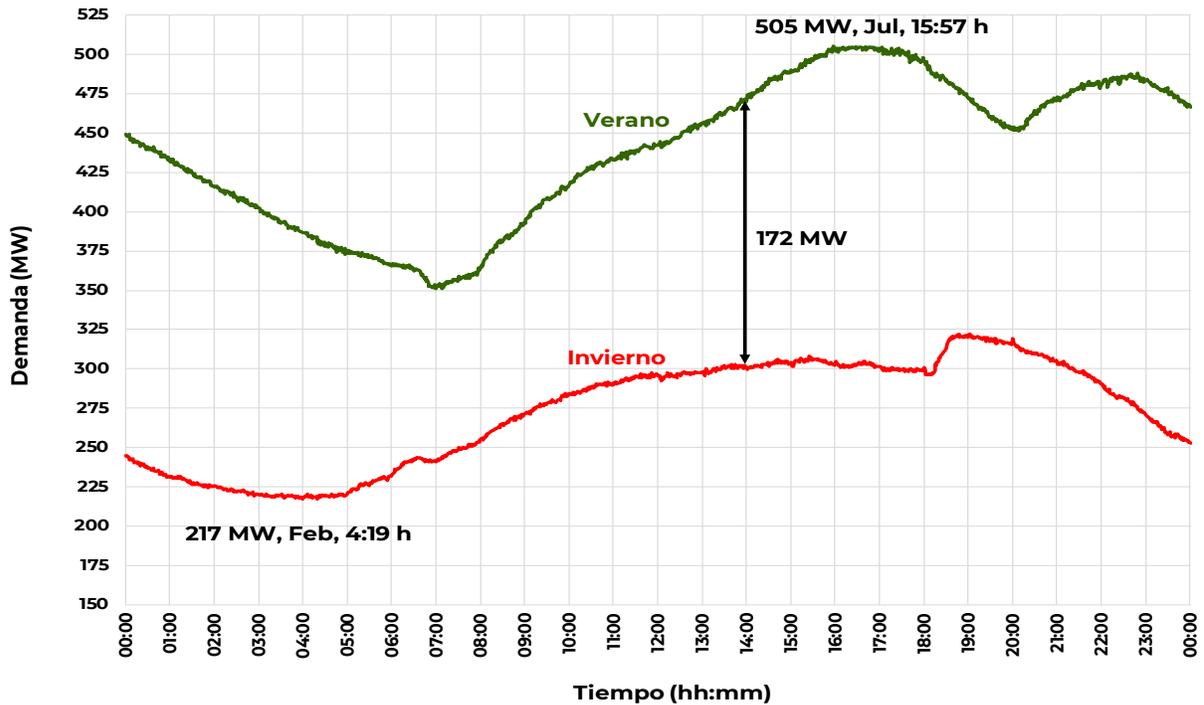


Figura 7.5. Perfil real de la demanda del Baja California Sur (La Paz) en el verano e invierno de 2018



Demanda máxima de invierno

En el periodo diciembre – febrero, estadísticamente ocurre la demanda máxima anual de la Gerencia de Control Regional Central y específicamente en la zona Metropolitana de la Ciudad de México y zonas conurbadas; la demanda de esta zona representa el 20% 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 en trazo color rojo se presenta el perfil de la demanda del Sistema Interconectado Nacional en invierno 2018; se observa que en la época invernal la demanda máxima ocurre alrededor de las 18:25 h.

Demanda mínima de invierno

En el periodo de diciembre – febrero, ocurren las demandas mínimas anuales en el Sistema Interconectado Nacional. En el 2018 se presentó alrededor de las

3:33 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, se puede apreciar los valores mínimos de la demanda en un día hábil, alrededor de 28,780 MW, que representan el 61.5 % de la demanda máxima de verano.

Demanda media de invierno

En esta época del año las demandas de las Gerencias de Control Regional 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 Sistema Interconectado Nacional en el 2018 se presentó una reducción en la demanda de 9,385 MW entre la demanda de verano y de invierno a las 14:00 h, como se muestra en la figura 7.1.

Para las tres Gerencias de Control Regional del Norte dicha reducción entre la demanda de verano e invierno de las 14:00 h, fue de 6,729 MW como se muestra en la figura 7.3.

El mismo comportamiento se presentó en los sistemas eléctricos de Baja California Norte y Baja California Sur (La Paz), con reducciones de 1,281 MW y 172 MW, como se ilustra en las figuras 7.4 y 7.5.

VIII. Resultados previstos en confiabilidad

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 2018.

- Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional.
- Diagnóstico de las condiciones operativas reales de 2018 en: la disponibilidad y despacho de la generación, disponibilidad y operación de la red eléctrica en transmisión, transformación, corredores de transmisión congestionados, interrupciones en el suministro de energía eléctrica por violación de margen de reserva operativa y saturación de corredores de transmisión, compensación de potencia reactiva inductiva y capacitiva; información estadística del SEN.
- Escenarios del Producto Interno Bruto 2019 – 2033 proporcionados por la SENER.
- Pronósticos de evolución de los precios de combustibles 2019 – 2033, proporcionados por la SENER.
- Pronósticos de consumo y demanda 2019 – 2033, elaborados por el Centro Nacional de Control de Energía (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 proporcionada por la CFE.
- Incorporación de proyectos de Centrales Eléctricas del presupuesto de egresos de la federación 2016.
- Cancelación y diferimiento de Centrales Eléctricas y líneas de transmisión, notificado oficialmente por la SENER y 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 la SENER de la línea bipolar de corriente directa de Seri-Cucapah de ± 500 kV, 1500 MW.
- Cancelación de la licitación por CFE de la línea bipolar de corriente directa de Ixtepec Potencia-Yautepec Potencia de ± 500 kV, 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 2018-2032.
- Programa indicativo de nuevas Centrales Eléctricas elaborado por la SENER con base a los contratos de interconexiones de Centrales Eléctricas legadas y bajo la Ley de la Industria Eléctrica.
- Para Centrales Eléctricas bajo la Ley de la Industria Eléctrica, las que optaron por la vía del PRODESEN, quienes pagaron las garantías financieras.
- Las Centrales Eléctricas ganadoras de las subastas de largo plazo.
- Programa indicativo de retiro de Centrales Eléctricas.
- 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.
- Incorporación de proyectos de subtransmisión del presupuesto de egresos de la federación 2016 de distribución.
- Centrales Eléctricas con base a gas natural, Ciclos Combinados, para cumplir con la política de Confiabilidad y utilizando la evolución de los precios de combustibles 2019 – 2033, proporcionados por la SENER.
- Proyectos con tecnologías de Redes Eléctricas Inteligentes.
- De acuerdo con el avance en el proceso para la autorización de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), no se tiene fecha estimada de la Interconexión del Sistema Baja California Sur al resto del Sistema Interconectado antes del 2026.
- La incorporación de generación renovable intermitente con base al PIIRCE 2019-2033.

A nivel informativo en las figuras 8.1 y 8.2 se ilustran las zonas de alto potencial de generación solar y eólica con la capacidad instalada a 2018 más los proyectos firmes hasta el 2021.

Figura 8.1. Zonas con alto potencial de generación solar

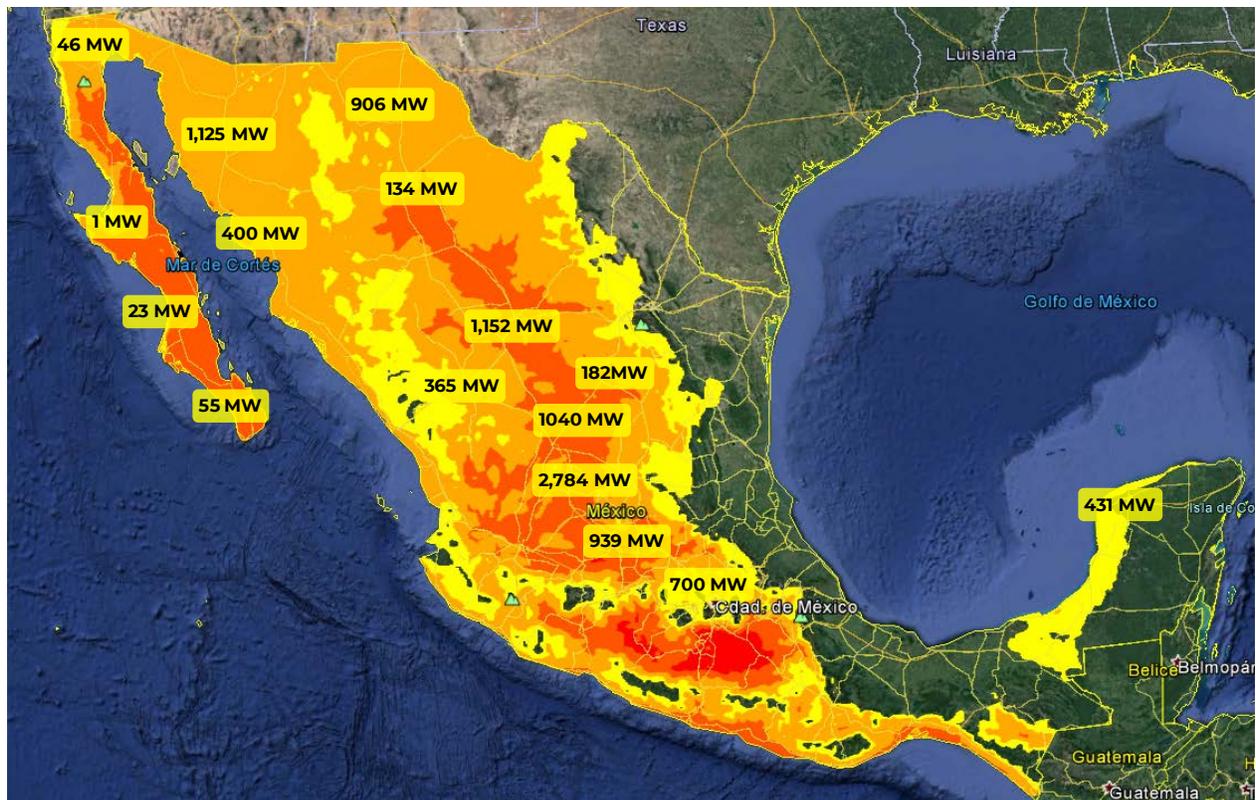
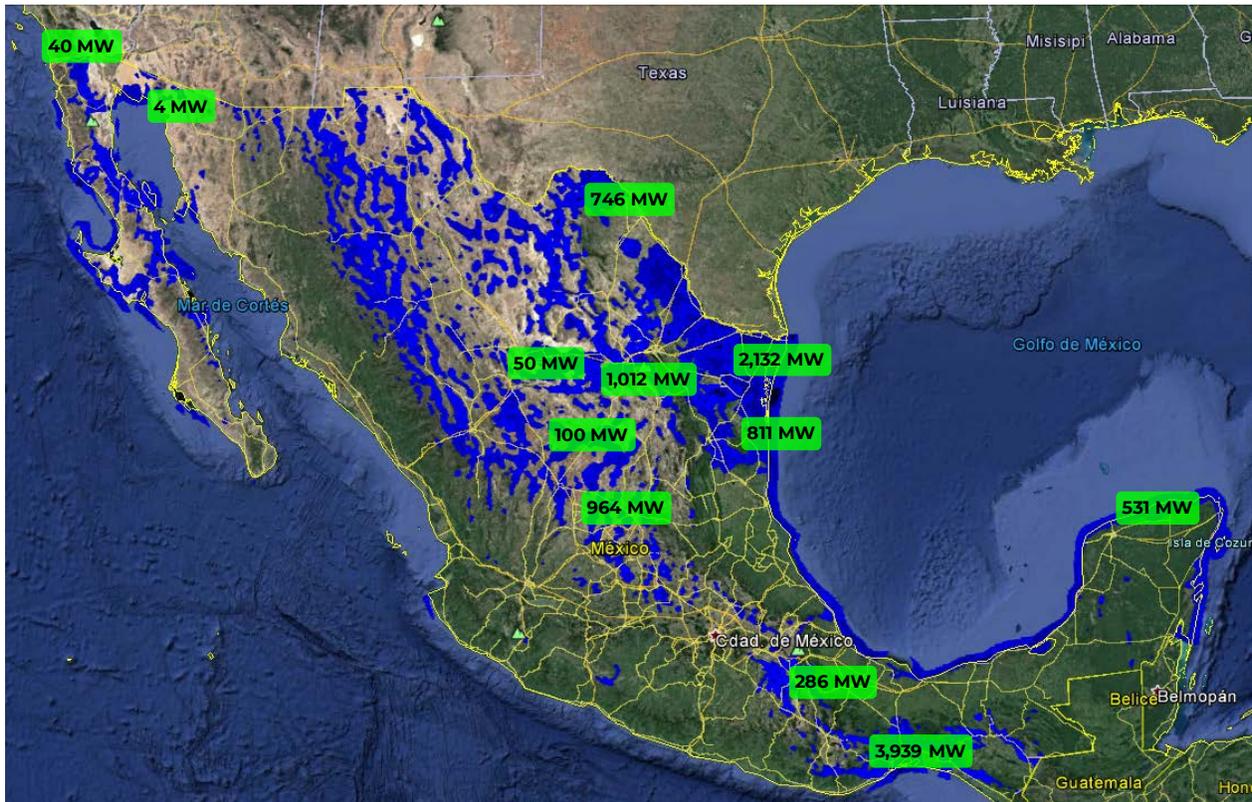


Figura 8.2. Zonas con alto potencial de generación eólica



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 2019 – 2033 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 y 2018-2032. Se destacan:

- Línea de Transmisión Norte Cereso – Moctezuma en 400 kV operando en 230 kV, red asociada a proyecto de CCC Norte III para verano 2019.
- Línea de Transmisión en 400 kV de Moctezuma a El Encino y su transformación de 400/230 kV asociada para primavera 2019.
- Líneas de Transmisión en 400 kV Champayán – Güémez – Regiomontano y entronque de líneas Huinalá – Lajas en SE Regiomontano para invierno 2019.
- Línea de Transmisión en 400 kV de Almoloya a Atlacomulco Potencia para invierno 2021.
- SE Lago para otoño 2019.
- Línea de Transmisión en 400 kV de Bácum a Choacahui para verano 2019, red asociada al proyecto de CCC Topolobampo III.
- Línea de Transmisión en 400 kV de Angostura a Tapachula Potencia para invierno 2023.
- Modernización de la Compensación Serie de las líneas de transmisión de la Gerencia de Control Regional Oriental para otoño 2021.
- Red en 400 kV de la red de transmisión del proyecto Jacalitos entre las subestaciones eléctricas

- Aeropuerto – Jacalitos – Regiomontano para el verano 2024
- Red en 400 kV de la red de transmisión y transformación del proyecto Olmeca entre las subestaciones eléctricas Manlio Fabio Altamirano – Temascal Dos para el invierno 2022.
 - Red en 115 y 400 kV de la red de transmisión y transformación del proyecto Parácuaro para el invierno de 2022.

Así como, los proyectos de transformación, compensación, ampliación y modernización necesarios para satisfacer el crecimiento de la demanda y consumo, así como para corregir sobrecargas y congestiones, identificados en los Programas de Ampliación y Modernización 2015-2029, 2016-2030, 2017-2031 y 2018-2032.

Se incluyen las redes eléctricas asociadas con los proyectos de Centrales Eléctricas con Contrato de Interconexión y ganadores de subastas de largo plazo a interconectarse a la red eléctrica.

Se incluyen las redes eléctricas asociadas con los proyectos de Centros de Carga con Contrato de Conexión y aquellas con Convenios con el Distribuidor a conectarse a la red eléctrica.

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, Occidental, 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 por la SENER de proyectos entre 2019-2033.

Para cada escenario de estudio se realizó un despacho económico estacional con base a las ofertas del mercado de 2018 y los pronósticos de evolución de los precios de combustibles 2019 – 2033, proporcionados por la SENER.

Comportamiento Operativo en la demanda máxima de verano a las 16:30 hs 2022, 2024 y 2026

La disponibilidad considerada de las fuentes de energía limpias para los escenarios de la ocurrencia de la demanda máxima coincidente del SIN, se deriva de la información proporcionada por los solicitantes de estudios de interconexión, de ganadores de subastas y la estadística de las centrales existentes.

- Las Centrales Eléctricas Eólicas en el Noreste del país se dividen en tres regiones cada una con su respectiva disponibilidad: Reynosa 50.4%, Güémez 24.81% y Coahuila 42.28%.
- Las Centrales Eléctricas Eólicas en el Occidente del país, en especial en la

región de Bajío tienen una disponibilidad del 15%.

- 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 25.1%.
- Las Centrales Eléctricas Eólicas en Baja California tienen una disponibilidad del 31%.
- Para las Centrales Eléctricas Fotovoltaicas una disponibilidad del 88.7% en el Noroeste y Baja California Sur.
- Para las Centrales Eléctricas Fotovoltaicas una disponibilidad del 85% en las Gerencias de Control Regional de Baja California, Norte, Noreste y Occidental.
- Para las Centrales Eléctricas Fotovoltaicas en las Gerencias de

Control Regional Central, Oriental y Peninsular una disponibilidad entre el 75-77%.

- 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.
- Los generadores 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 8.1 se presentan las demandas coincidentes modeladas (carga + pérdidas) por Gerencia de Control Regional del SIN.

Cuadro 8.1. Demanda máxima instantánea en MW por Gerencia de Control Regional 16:30 hs de junio, Escenario de planeación 2021 – 2026

Año	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	SIN	BC ¹	BCS ¹	Mulegé ¹
2021	9,072	7,841	11,341	4,815	5,210	10,969	2,134	51,383	3,270	568	34
2022	9,194	8,130	11,722	4,972	5,375	11,254	2,200	52,847	3,377	584	34
2023	9,432	8,359	12,125	5,148	5,556	11,589	2,306	54,515	3,395	605	36
2024	9,559	8,658	12,536	5,334	5,779	11,881	2,407	56,154	3,524	630	37
2025	9,804	8,878	12,852	5,501	5,929	12,323	2,472	57,759	3,597	649	39
2026	10,071	9,159	13,260	5,684	6,109	12,790	2,569	59,643	3,701	672	40

¹/ BC, BCS y Mulegé demanda máxima de la GCR no coincidente SIN

En el cuadro 8.2 se presenta la potencia en MW despachada en las unidades de las Centrales Eléctricas por Gerencia de

Control Regional del SIN, así como, el balance de los enlaces internacionales del SIN.

Cuadro 8.2. Generación en MW por Gerencia de Control Regional, 16:30 hs de junio, Escenario de planeación 2021 – 2026

Año	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	SIN	BC ^{1,2}	BCS ²	Mulegé ²	EXP/IMP ³
2021	5,528	9,403	8,304	5,761	6,008	15,076	1,470	51,551	3,047	568	34	168
2022	5,452	10,534	8,316	5,844	6,051	15,353	1,465	53,015	3,201	584	34	168
2023	4,893	11,203	9,317	6,318	6,031	15,593	1,329	54,684	3,397	605	36	168
2024	4,408	12,777	9,710	6,483	6,889	14,763	1,293	56,322	3,524	630	37	168
2025	5,052	13,015	9,892	6,493	6,800	15,506	1,169	57,927	3,596	649	39	168
2026	6,071	12,962	10,100	6,604	6,831	15,974	1,270	59,811	3,701	672	40	168

1/ En BC se tiene la siguiente importación del WECC, 2021/223 MW, 2022/176 MW, 2023/-2 MW, 2024/0 MW, 2025/1 MW y 2026/0 MW

2/ BC, BCS y Mulegé demanda máxima de la GCR no coincidente SIN

3/ + Exportación, - Importación

En el cuadro 8.3 se presenta la potencia despachada en MW en las unidades de las Centrales Eléctricas por tipo de tecnología. Se prevé que con la nueva

tecnología se desplace el parque de generación Térmica Convencional con Combustóleo y parcialmente Carbón.

Cuadro 8.3. Generación en MW por tipo de tecnología, 16:30 hs de junio, Escenario de planeación 2021 – 2026

Año	BIO	CC GAS	CC DIÉSEL	CI	COG	EO	FV	GEO	HI	CAR	NUC	TG	TD	TV COMB	TV GAS	TV COQUE	TOTAL
2021	110	26,335	0	153	2,838	3,150	8,736	348	3,268	2,556	1,620	549	99	0	1,239	550	51,551
2022	110	27,594	0	153	2,838	3,239	8,736	348	3,345	2,645	1,620	587	107	71	1,072	550	53,015
2023	110	30,083	0	153	2,838	3,413	8,977	374	3,103	2,051	1,620	614	0	170	628	550	54,684
2024	110	31,176	0	153	3,595	3,492	9,582	374	3,098	1,467	1,620	436	0	121	548	550	56,322
2025	110	31,589	0	153	3,645	3,655	9,936	374	2,963	2,020	1,620	765	0	85	461	550	57,927
2026	110	32,326	0	153	3,645	3,655	10,257	374	2,922	2,433	1,620	766	0	117	882	550	59,811

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 2019-2022 con la capacidad y la fecha de operación comercial propuesta en el programa indicativo de generación, no se presenta saturación de los principales corredores de transmisión en el periodo, lo que implica una operación futura confiable, en este escenario de demanda.

En el periodo de 2022-2026, se observa que el corredor de transmisión Los Mochis – Culiacán se encuentra operando entre el 85-95% de su límite operativo.

En el periodo 2022-2026, se observa que el corredor de transmisión Saltillo – Aguascalientes, entre las subestaciones eléctricas Primero de Mayo - Cañada operará entre el 80-90% de su límite operativo. El proyecto indicativo la Central de Ciclo Combinado Lerdo de 838 MW, por su línea de transmisión asociada entre las subestaciones eléctricas Torreón Sur - Primero de Mayo se prevé para la condición de demanda máxima de verano 2024, para esta condición no se observa problemáticas de congestión.

En el periodo 2022-2024, se observa que el corredor de transmisión Tamazunchale – Querétaro, entre las subestaciones eléctrica Las Mesas – Querétaro Maniobras se encuentra operando entre al 90-100% de su límite

operativo, en 2025 se propone una línea de transmisión de doble circuito en 400 kV entre las subestaciones eléctricas Las Mesas – Jilotepec Potencia. El proyecto incrementa la capacidad de transmisión desde la Gerencia de Control Regional Noreste hacia el Centro-Occidente de país, mejora la Calidad y Confiabilidad del suministro de la demanda, así como, la incorporación de nuevos Centros de Carga (industrial, agrícola, residencial y comercial), mejorando las condiciones económicas de los estados de Querétaro, Estado de México, Hidalgo y Ciudad de México. Las regiones del país menconadas, tienen una alta tasa de crecimiento de demanda industrial, agrícola y residencial donde se observa una degradación del perfil de tensión con alta probabilidad de presentarse voltajes fuera de límites permisibles operativos en el mediano plazo por falta de soporte de tensión y saturación de la red de transmisión.

La región de Cancún-Riviera Maya en 2018 presentó una demanda máxima de 864 MW, valor superior al límite de transmisión de Valladolid hacia Cancún definido por estabilidad de voltaje en 825 MW; consecuentemente la necesidad de sincronizar turbogás de baja eficiencia en la zona Cancún 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 de nuevos elementos de transmisión o Centrales Eléctricas

Dependiendo de la disponibilidad de molécula de gas natural para los ciclos combinados de la Península de Yucatán, la necesidad de sincronizar generación turbogás de baja eficiencia prevalecerá; consecuentemente, estarán asociados

los altos costos de producción de energía eléctrica.

En el 2023, considerando aprobado el proyecto propuesto y en operación de la ampliación de la red de 400 y 115 kV de la Zona Cancún, se elimina la congestión entre Mérida y Cancún y se mantendrían precios marginales asociados a las Centrales Eléctricas de Valladolid.

En el 2025, se propone red de transmisión entre las regiones Grijalva – Riviera Maya, eliminando la congestión y la probabilidad de energía no suministrada.

En el Occidente del país, en el 2025, se propone red de transmisión entre las regiones de San Luis de Paz y Querétaro, incrementando la capacidad de transmisión, mejora la Confiabilidad y Continuidad del suministro de la demanda, así como, la incorporación de nuevos Centros de Carga (industrial, agrícola, residencial y comercial), mejorando las condiciones económicas de la región.

En las figuras 8.3, 8.4 y 8.5 se muestran las transferencias de potencia por las principales compuertas de flujo para el escenario de demanda máxima de verano de las 16:30 h en 2022, 2024 y 2026 en la red eléctrica de las Gerencias de Control Regional Noroeste, Norte y Noreste.

Se observa que, con la entrada de los proyectos de Centrales Eléctricas firmes e indicativos, los sentidos de transferencia de energía serán Norte - Sur. El flujo de transmisión por los corredores de transmisión Norte - Sur tendrán un alto factor de utilización, limitando el mantenimiento de la red de

transmisión y riesgos en la probabilidad de falla debido a la falta de éste.

En las figuras 8.3 y 8.4 se muestra para los años 2022 y 2024, el flujo de transmisión en los corredores de transmisión de las Gerencias de Control Regional Noroeste, Norte y Noreste a la Gerencia de Control Occidental de 6,403

y 5,902 MW 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. El corredor de transmisión Las Mesas – Querétaro Maniobras Potencia no tendría margen de transmisión.

Figura 8.3. Condiciones operativas 2022 a las 16:30 hs

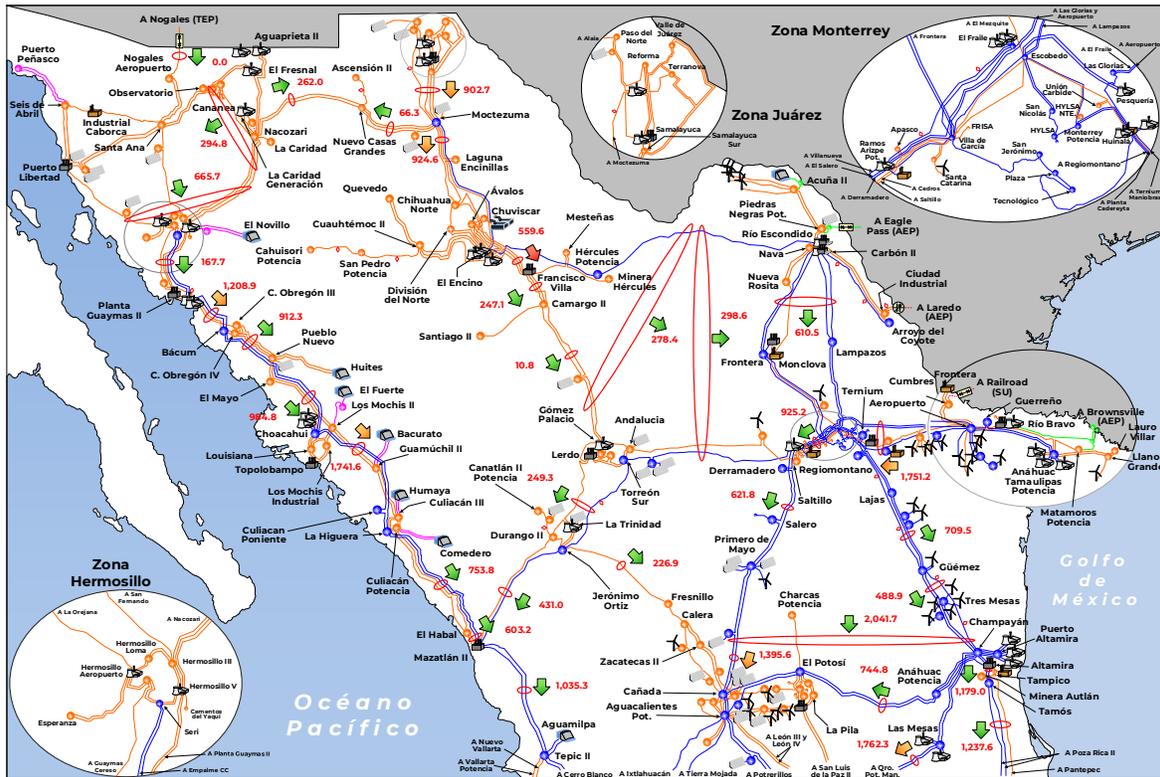


Figura 8.4. Condiciones operativas 2024 a las 16:30 hs

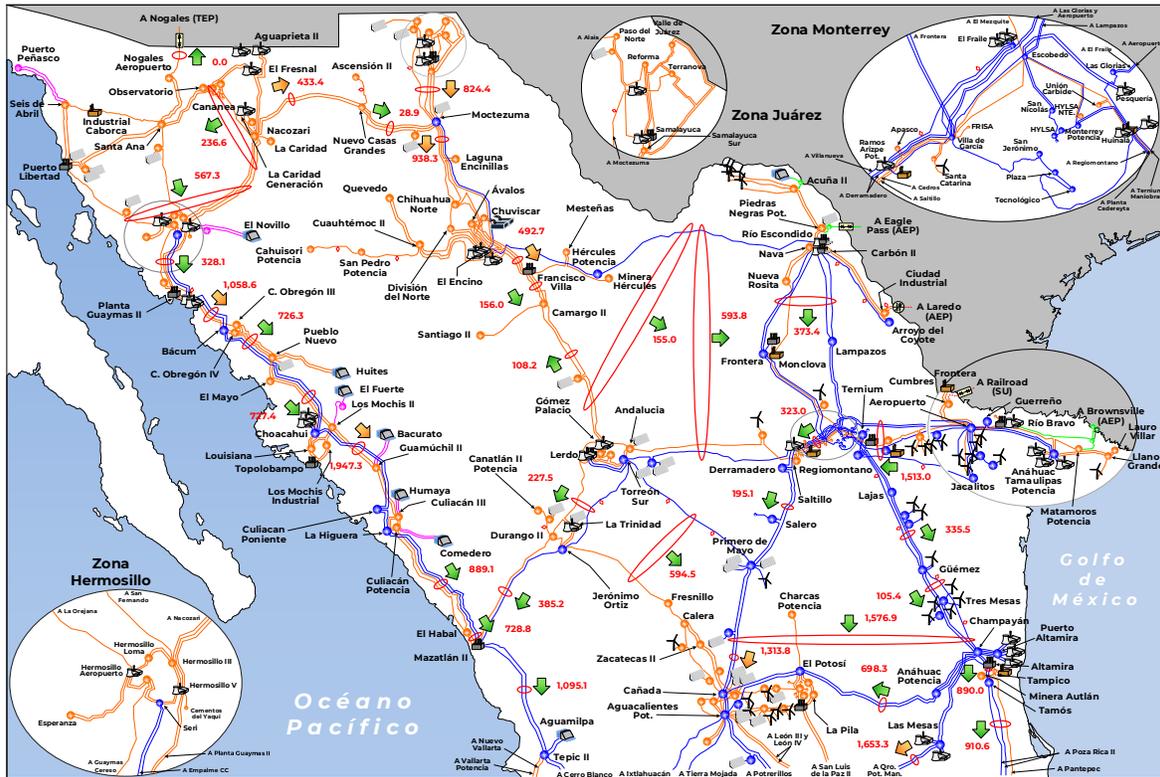
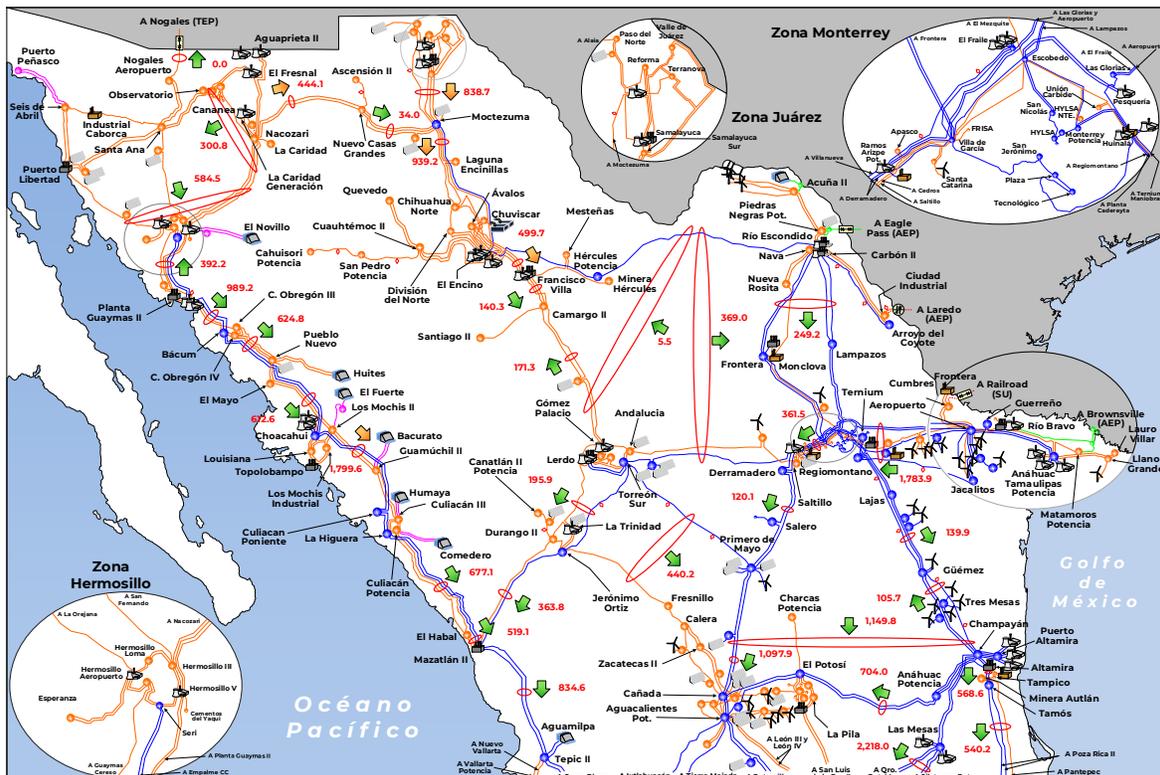


Figura 8.5. Condiciones operativas 2026 a las 16:30 hs



Comportamiento operativo de la demanda máxima de verano a las 23:30 hs para el 2022-2026

En el cuadro 8.4 se presentan las demandas coincidentes modeladas (carga + pérdidas) por Gerencia de Control Regional del SIN.

En el cuadro 8.5 se presenta la potencia en MW despachada en las unidades de las Centrales Eléctricas por Gerencia de Control Regional del SIN, así como, el balance de los enlaces internacionales del SIN.

Cuadro 8.4. Demanda máxima instantánea en MW por Gerencia de Control Regional 23:30 hs de junio, Escenario de planeación 2021 – 2026

Año	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	SIN	BC ¹	BCS ¹	Mulegé ¹
2021	8,677	8,114	10,404	4,654	4,986	10,608	2,243	49,687	3,221	539	31
2022	8,885	8,340	10,752	4,820	5,146	10,854	2,303	51,099	3,297	560	32
2023	9,135	8,562	11,077	4,971	5,289	11,248	2,409	52,692	3,373	578	34
2024	9,227	8,851	11,474	5,131	5,465	11,533	2,496	54,175	3,471	603	35
2025	9,543	9,008	11,814	5,301	5,600	11,928	2,593	55,785	3,564	620	36
2026	9,747	9,107	12,168	5,501	5,758	12,308	2,703	57,292	3,640	636	37

1/ BC, BCS y Mulegé demanda máxima de la GCR no coincidente SIN

Cuadro 8.5. Generación en MW por Gerencia de Control Regional, 23:30 hs de junio, Escenario de planeación 2021 – 2026

Año	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	SIN	BC ^{1,2}	BCS ²	Mulegé ²	EXP/IMP ³
2021	6,080	9,927	6,937	5,573	3,945	16,332	1,061	49,856	3,006	539	31	168
2022	6,011	10,950	7,234	5,545	4,070	16,276	1,181	51,267	3,186	560	32	168
2023	5,817	10,986	8,477	5,479	4,061	16,748	1,292	52,860	3,374	578	34	168
2024	5,035	13,158	7,923	5,628	4,907	16,287	1,406	54,343	3,471	603	35	168
2025	6,133	13,351	8,440	5,505	4,739	16,777	1,007	55,953	3,563	620	36	168
2026	6,941	13,620	8,582	5,742	4,712	16,857	1,007	57,460	3,640	636	37	168

1/ En BC se tiene la siguiente importación del WECC, 2021/215 MW, 2022/111 MW, 2023/-1 MW, 2024/0 MW, 2025/1 MW y 2026/0 MW

2/ BC, BCS y Mulegé demanda máxima de la GCR no coincidente SIN

3/ + Exportación, - Importación

En el cuadro 8.6 se presenta la potencia despachada en MW en las unidades de las Centrales Eléctricas por tipo de tecnología. Se prevé que con la nueva

tecnología se desplace el parque de generación Térmica Convencional con Combustóleo y parcialmente Carbón.

Cuadro 8.6. Generación en MW por tipo de tecnología, 23:30 hs de junio, Escenario de planeación 2021 – 2026

Año	BIO	CC GAS	CC DIÉSEL	CI	COG	EO	FV	GEO	HI	CAR	NUC	TG	TD	TV COMB	TV GAS	TV COQUE	TOTAL
2021	110	28,680	0	260	2,848	3,841	0	348	6,833	2,669	1,620	757	95	0	1,246	550	49,856
2022	110	29,656	0	260	2,847	3,906	0	348	7,191	2,762	1,620	620	187	119	1,092	550	51,267
2023	110	31,390	0	260	2,857	4,037	0	374	7,240	2,544	1,620	829	139	278	631	550	52,860
2024	110	32,738	0	260	3,664	4,110	0	374	7,272	1,522	1,620	992	319	199	612	550	54,343
2025	110	32,962	0	260	3,664	4,110	0	374	7,735	3,216	1,620	767	0	119	465	550	55,953
2026	110	33,041	0	260	3,679	4,110	0	374	8,188	3,266	1,620	767	0	120	1,373	550	57,460

En las figuras 8.6, 8.7 y 8.8 se muestran las transferencias de potencia por las

principales compuertas de flujo para el escenario de demanda del pico

nocturno en los años 2022, 2024 y 2026 en la red eléctrica de las Gerencias de Control Regional Noroeste, Norte y Noreste con la exportación en el 2026 hacia el sistema Baja California Sur.

Se observa que en 2022 y 2024 se tienen valores de transmisión en el corredor de transmisión Nacozari – Nuevo Casas Grandes entre el 88-95%, problemática que se tiene desde 2017, aun cuando la generación fotovoltaica sería de cero MW. En 2022 y 2024, se observa congestión en el corredor de transmisión Las Mesas – Querétaro Potencia Maniobras. En 2025 con la entrada del proyecto propuesto de transmisión entre las subestaciones eléctricas Las Mesas – Jilotepec Potencia se elimina el problema de congestión.

Se observa en los tres años presentados, que al realizar los redespachos de la generación por reducción de la generación solar hasta “0” MW, la transmisión de los corredores Norte – Noreste y Mazatlán Dos – Tepic Dos se invierte el sentido del día a la noche. El cambio en el corredor de transmisión Norte – Noreste es del orden de 1,000 MW, aún con la entrada del proyecto indicativo del Ciclo Combinado en Lerdo el cambio en el sentido prevalece. Los corredores de transmisión entre las Gerencias de Control Noreste, Occidente y Oriental tienen un sentido Norte - Sur del país y se mantienen en los mismos niveles de transmisión con respecto a las 16:30 h, pero con una distribución diferente, debido a la ubicación de la generación por tecnologías.

Figura 8.6. Condiciones operativas 2022 a las 23:30 hs

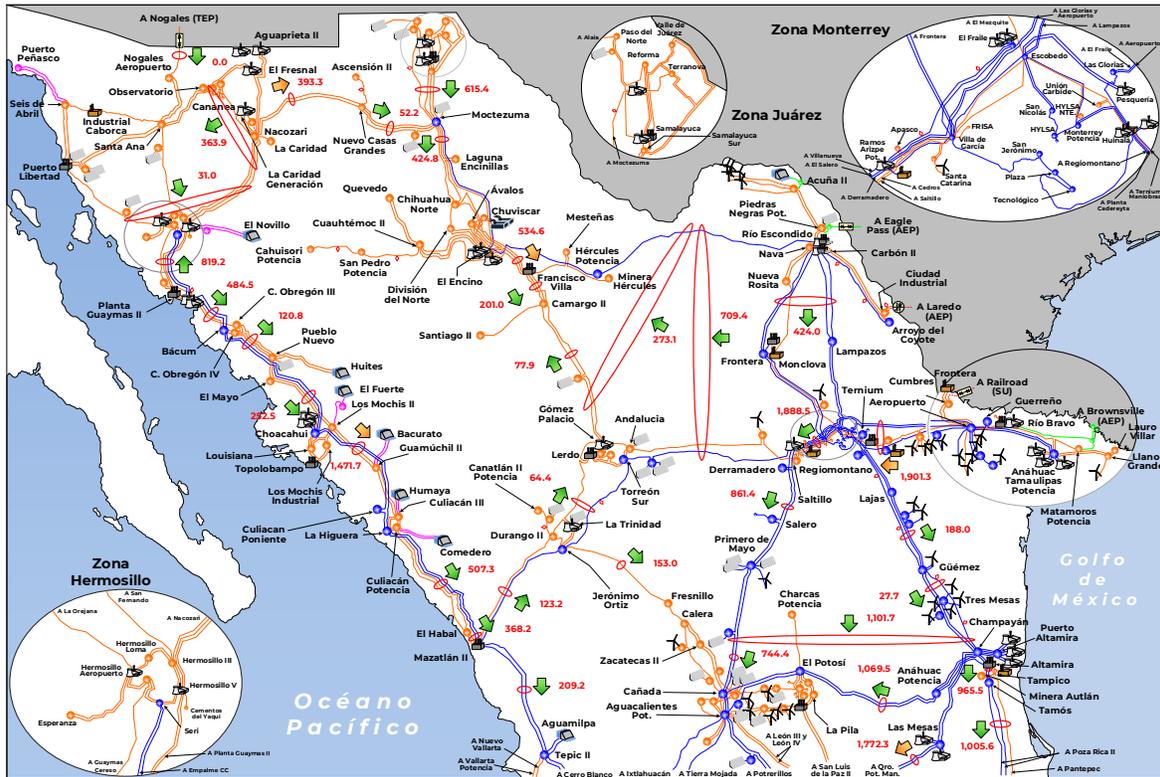


Figura 8.7. Condiciones operativas 2024 a las 23:30 hs

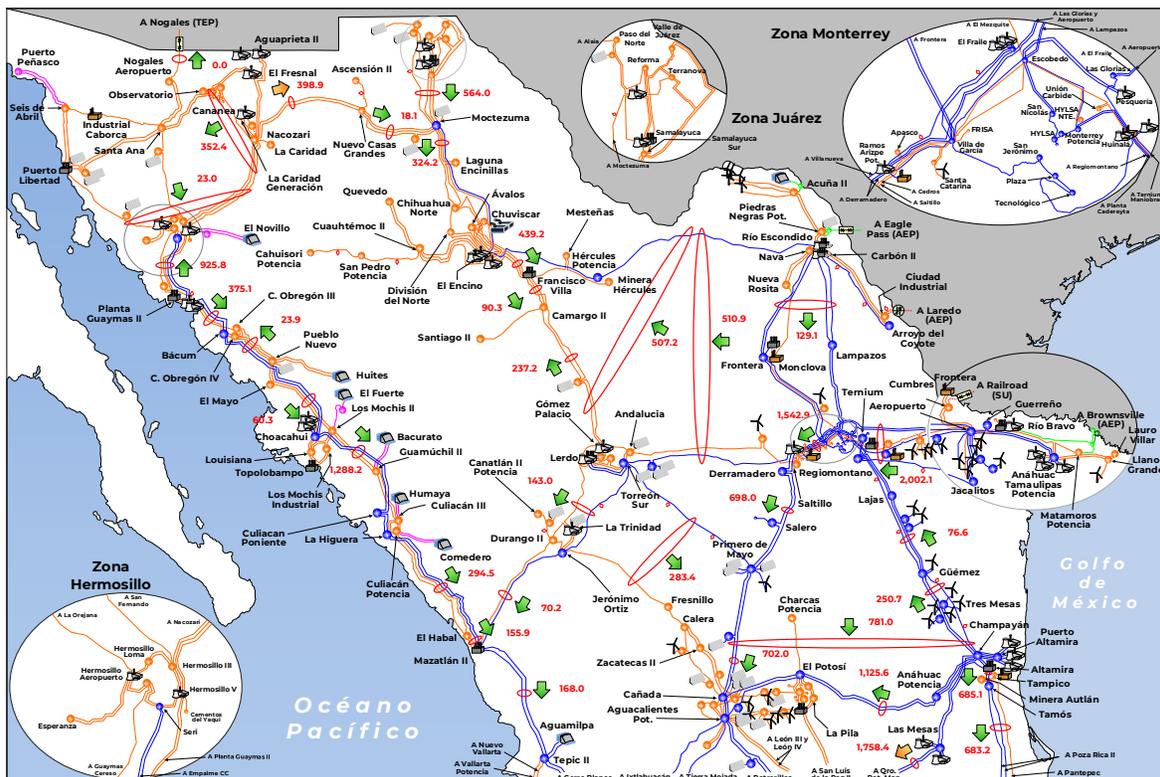
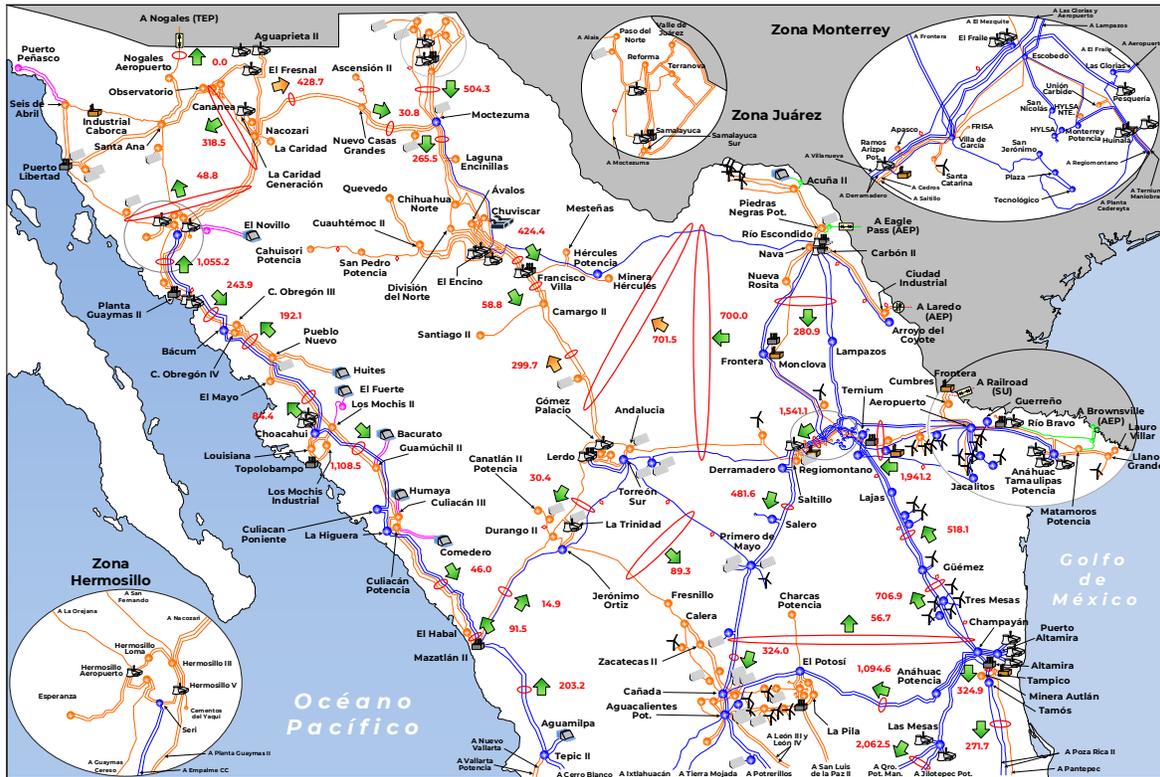


Figura 8.8. Condiciones operativas 2026 a las 23:30 hs



En las figuras 8.9 a 8.14 se muestra el flujo de potencia por los principales corredores de transmisión para el escenario de demanda máxima de verano y pico nocturno 2022, 2024 y 2026 en la red eléctrica de las Gerencias de Control Regional del Sur del país.

Los corredores de transmisión de Las Mesas – Querétaro Maniobras Potencia, Aguascalientes – León y San Luis de la Paz – Querétaro en los años 2022 y 2024 presentan congestión debido a la alta tasa de crecimiento de la demanda en la región, en 2023 se tiene indicativo de dos Centrales de Ciclo Combinado en las zonas de Salamanca y San Luis Potosí de 800 MW cada uno, pero aún con la entrada de la generación se tiene congestión. Para 2025 se tienen propuestos dos proyectos de transmisión, dos líneas de transmisión en 230 kV entre las subestaciones

eléctricas Las Delicias – Otomí (norte de ciudad Querétaro) y una línea de transmisión de dos circuitos en 400 kV entre Las Mesas – Jilotepec Potencia. El resto de los corredores de transmisión en los escenarios de demanda máxima de verano se encuentran dentro de sus límites, por tanto, no se presenta saturación. En el escenario de demanda del pico nocturno entre 2022-2024 se presenta saturación de los corredores de transmisión, Grijalva – Tabasco, Sureste – Escárcega. Con la entrada en 2025 del proyecto de transmisión entre las regiones Grijalva – Riviera Maya se elimina la saturación.

En las figuras 8.15 a 8.20 se muestra el flujo de potencia por los principales corredores de transmisión de la Península de Yucatán, con la saturación de todos los corredores de transmisión de 2022 a 2024 en toda la Península de

Yucatán, para no incurrir en energía no suministrada no se podrá retirar las Centrales Eléctricas, lo cual elevará los costos de producción en el mercado eléctrico mayorista, hasta la entrada en operación de la línea en corriente directa.

Las regiones del país con crecimiento sostenido son el corredor industrial Querétaro-Guanajuato-San Luis Potosí-Aguascalientes. La otra región con crecimiento sostenido es Cancún-Riviera Maya y con el proyecto del Tren Maya se estima un mayor crecimiento.

Con estas altas tasas de crecimiento de la demanda y la entrada de los proyectos de Centrales Eléctricas renovables y convencionales en el norte y occidente del país el flujo hacia las zonas León, Salamanca y Querétaro tiene un incremento significativo. Por tanto, con los dos proyectos de transmisión, entre las subestaciones eléctricas Las Delicias – Otomí y una línea de transmisión de dos circuitos en 400 kV entre Las Mesas – Jilotepec

Potencia, solventarán estas problemáticas, en particular, este último refuerzo permite la transmisión de energía del Norte del país al Centro sin pasar por el Occidente; en consecuencia, no se presentará congestión de los corredores de transmisión, se mejora significativamente el perfil de tensión de las regiones y permite el crecimiento de la demanda.

El corredor de transmisión entre la SE Laguan Verde y la zona de Veracruz en el 2022 se presenta congestión debido a la alta tasa de crecimiento de la demanda en la región.

Con la entrada de la red de transmisión entre las regiones de Grijalva – Riviera Maya, se incrementa la capacidad de transmisión hacia la Península de Yucatán, lo que permite atender el crecimiento estimado de la región, así como la disminución del uso de combustibles fósiles líquidos de las Centrales Eléctricas Convencionales, en especial diésel y combustóleo.

Figura 8.9. Condiciones operativas 2022 a las 16:30 hs

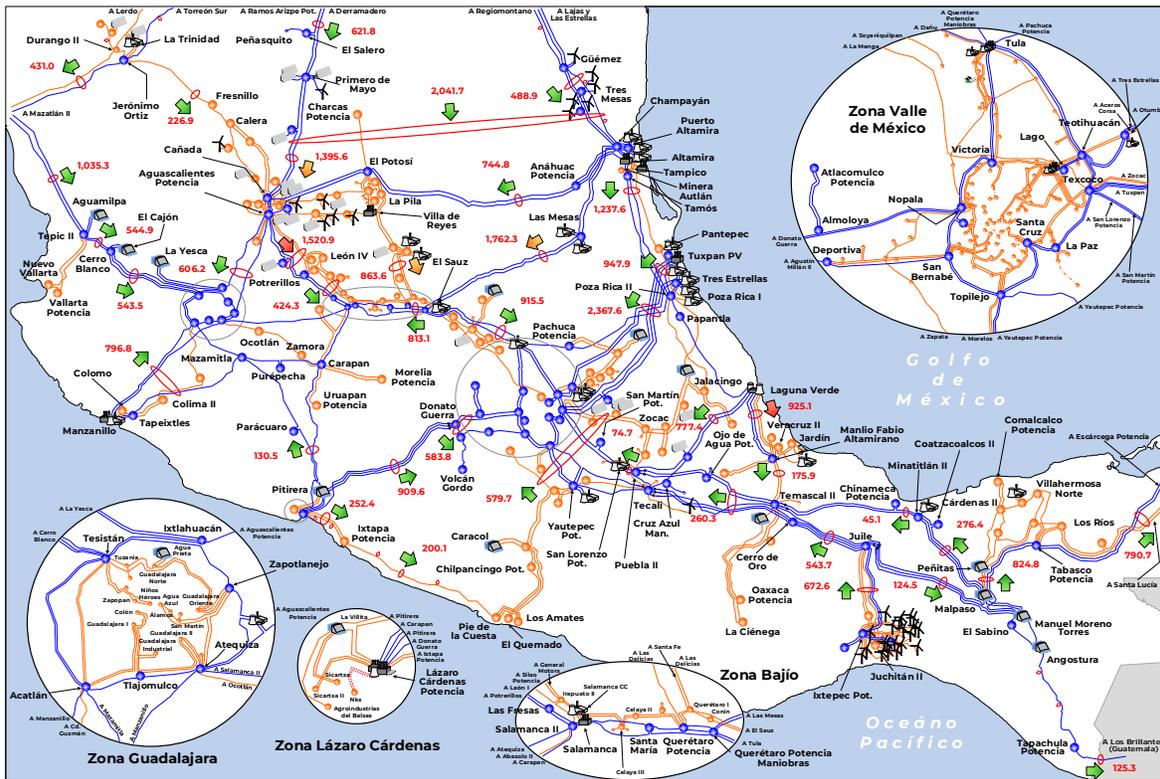


Figura 8.10. Condiciones operativas 2024 a las 16:30 hs

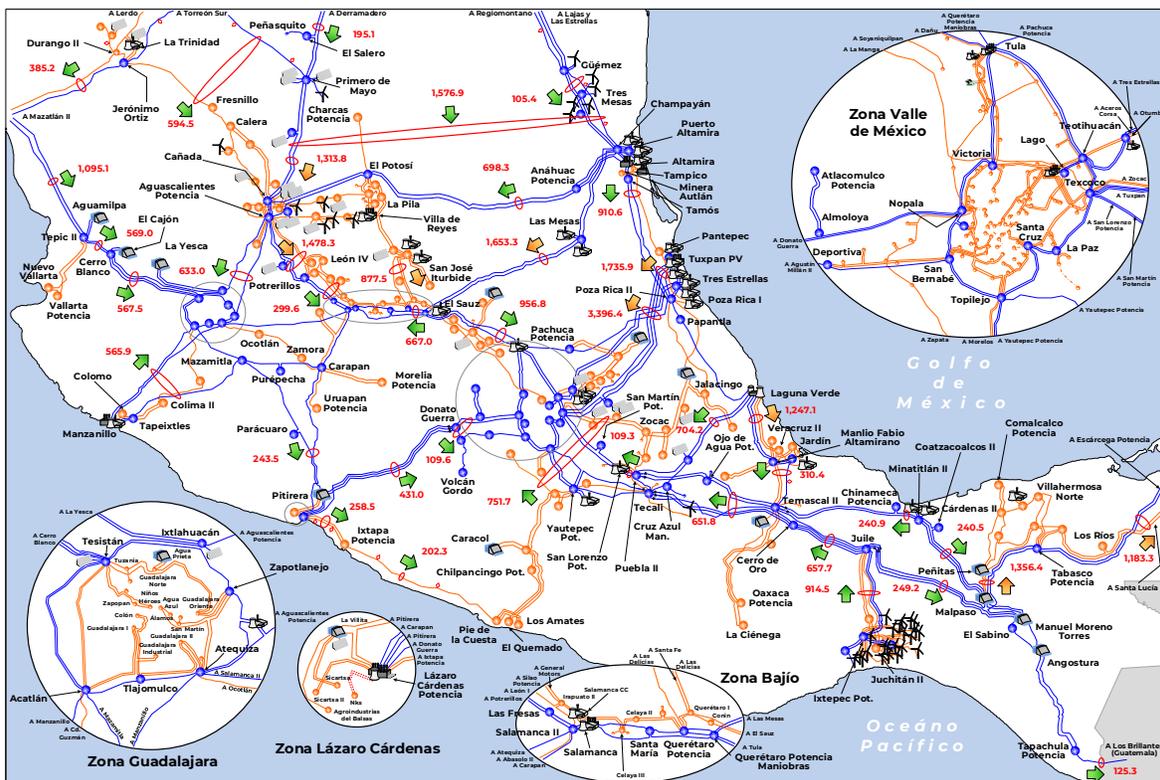


Figura 8.11. Condiciones operativas 2026 a las 16:30 hs

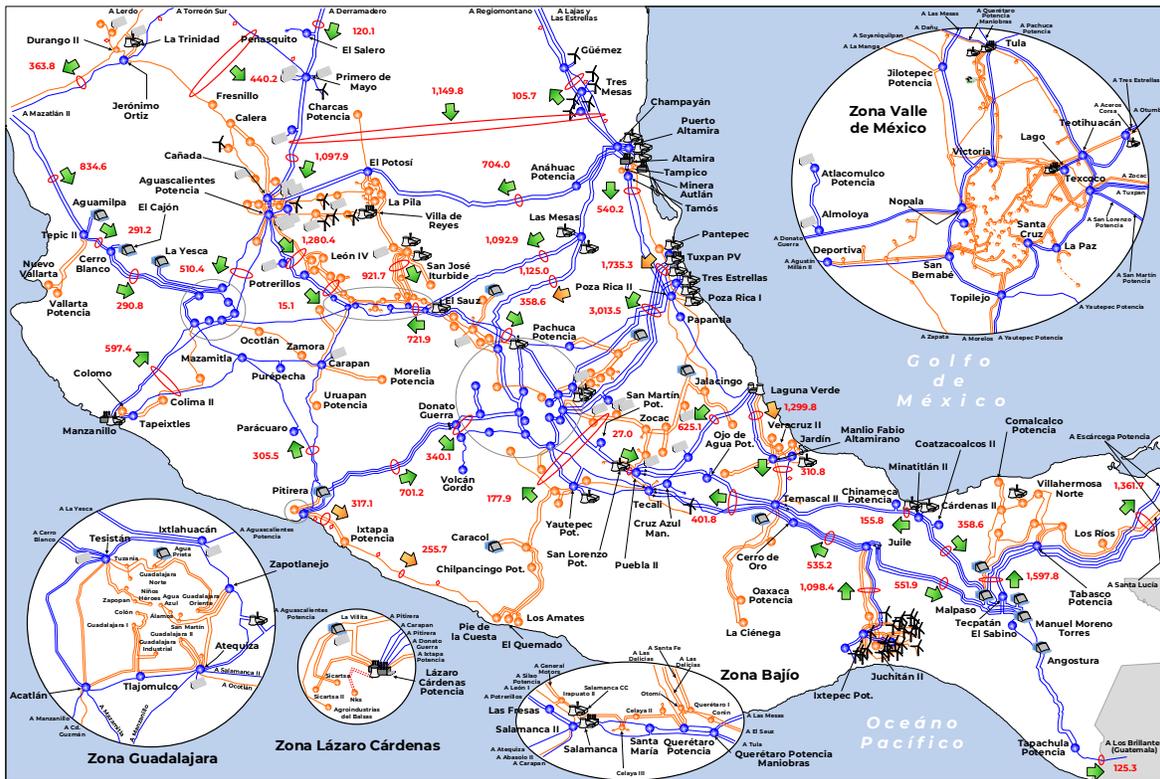


Figura 8.12. Condiciones operativas 2022 a las 23:30 hs

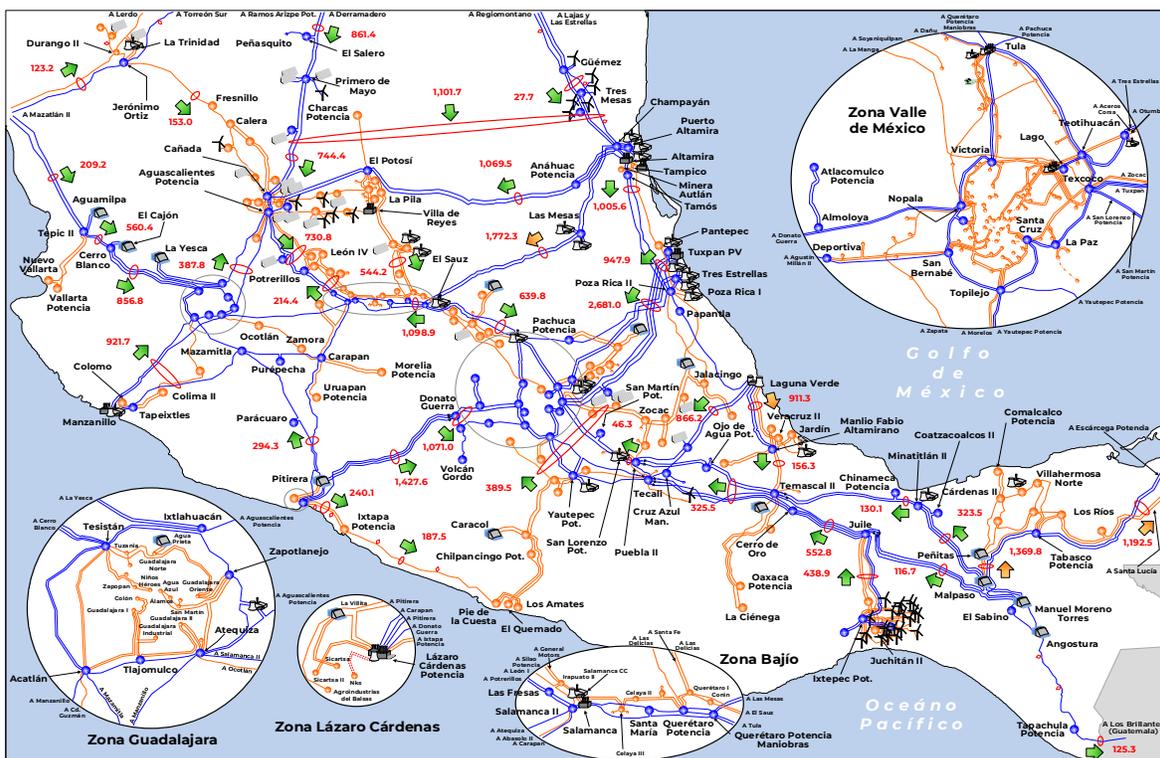


Figura 8.13. Condiciones operativas 2024 a las 23:30 hs

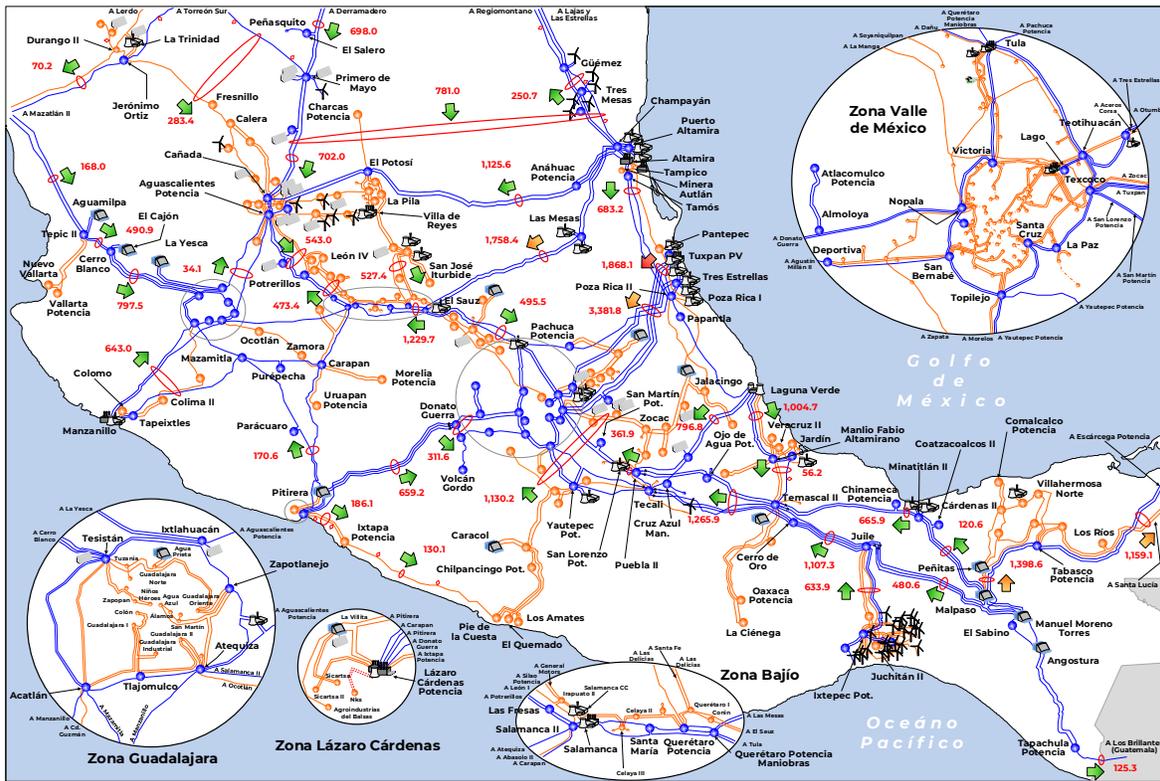


Figura 8.14. Condiciones operativas 2026 a las 23:30 hs

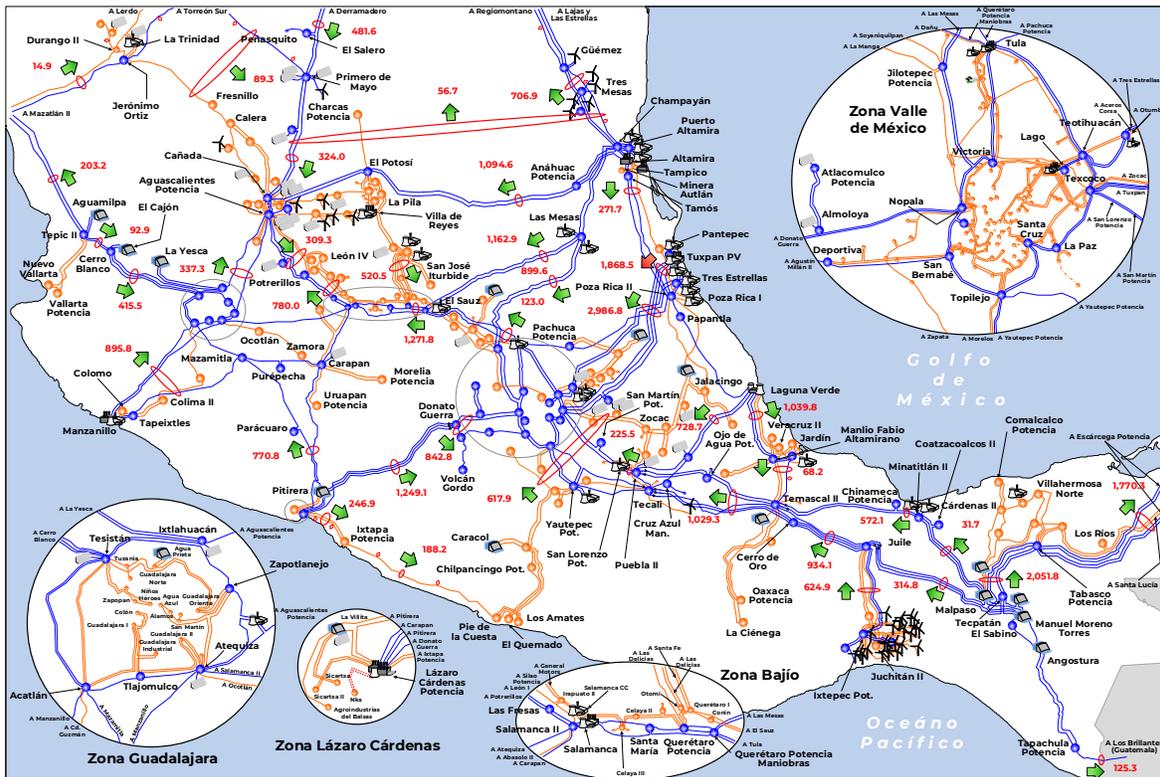


Figura 8.15. Condiciones operativas Península de Yucatán 2022 a las 16:30 hs

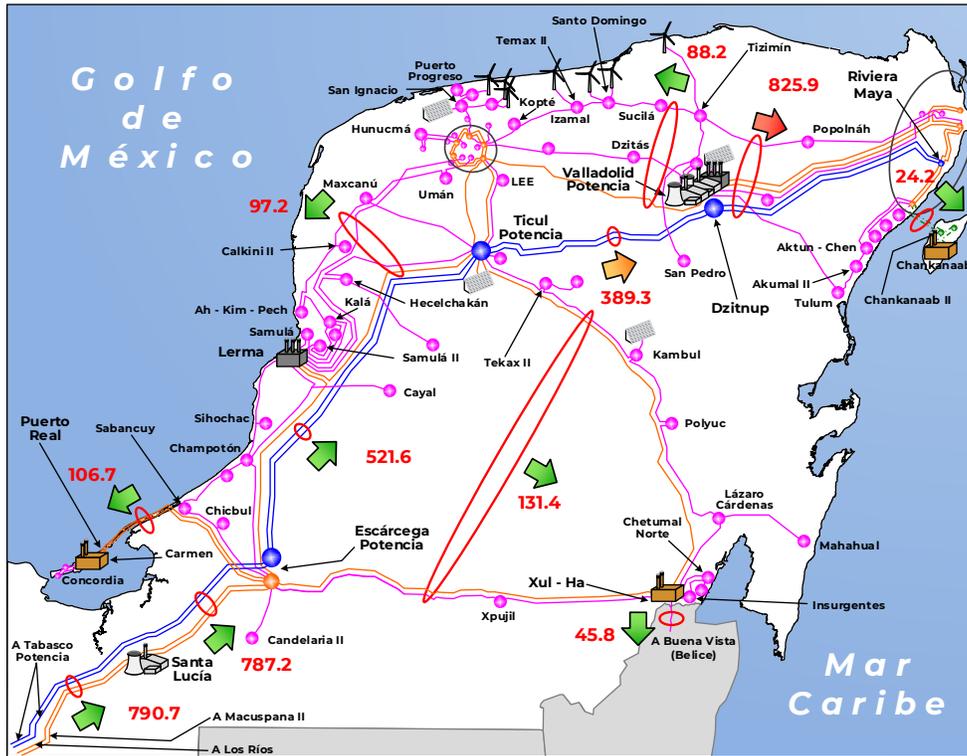


Figura 8.16. Condiciones operativas Península de Yucatán 2024 a las 16:30 hs

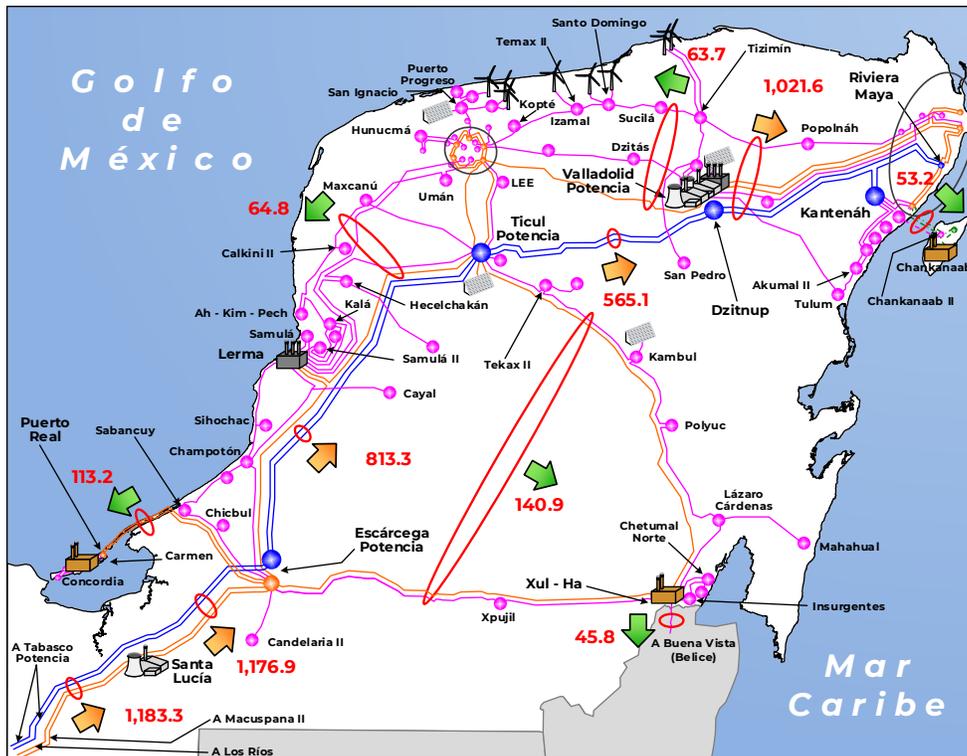


Figura 8.17. Condiciones operativas Península de Yucatán 2026 a las 16:30 hs

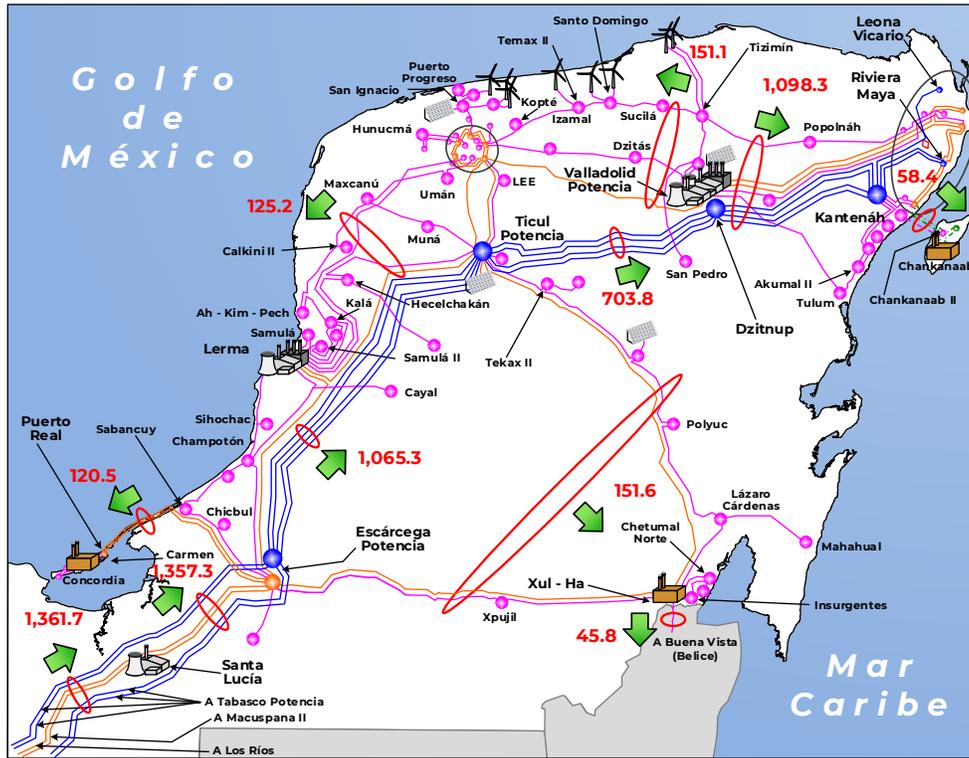


Figura 8.18. Condiciones operativas Península de Yucatán 2022 a las 23:30 hs

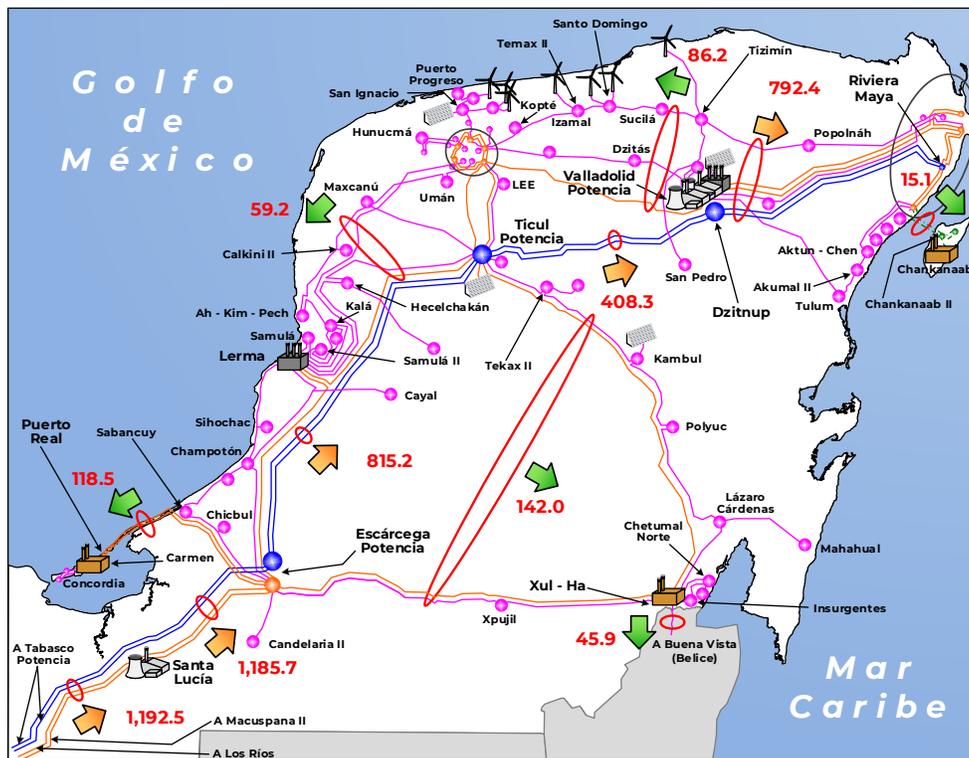


Figura 8.19. Condiciones operativas Península de Yucatán 2024 a las 23:30 hs

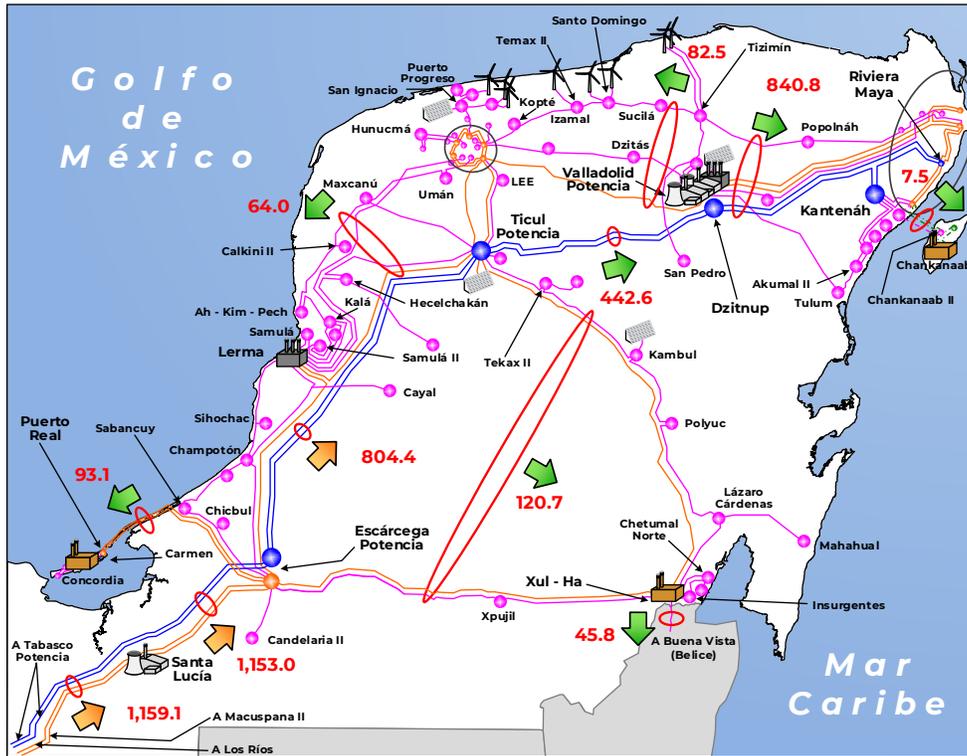
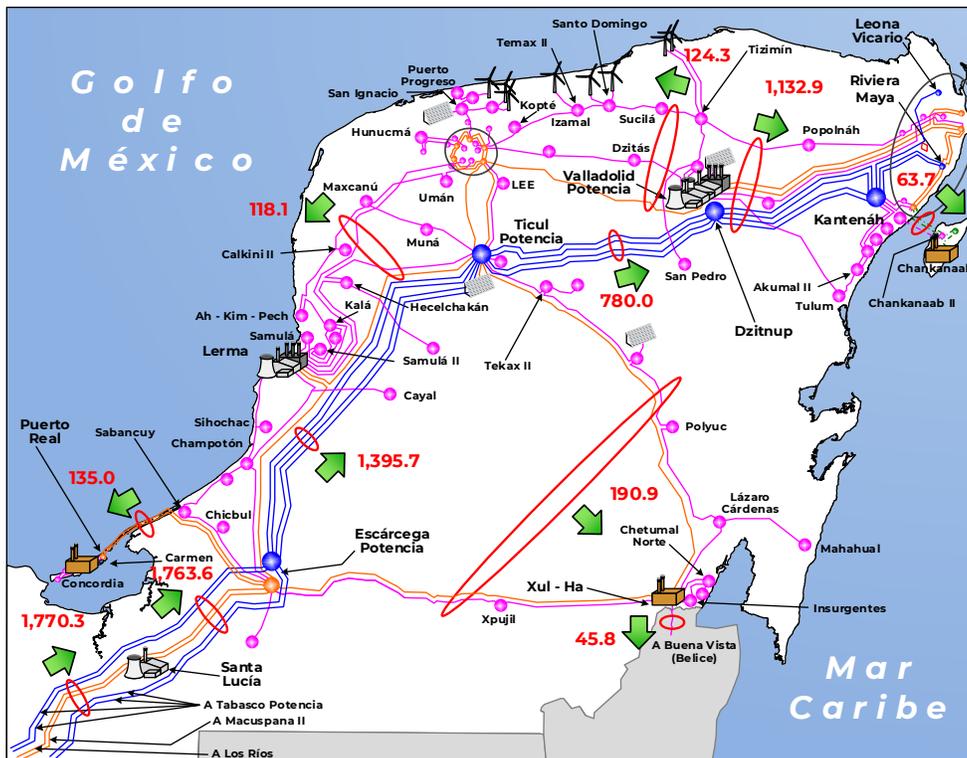


Figura 8.20. Condiciones operativas Península de Yucatán 2026 a las 23:30 hs



Operación de la Transformación en el verano de 2022

Durante el análisis de los escenarios de demanda máxima, se han detectado regiones del país con problemática de saturación de transformación debido a la alta tasa de crecimiento sostenido y al retraso de los proyectos de transformación instruidos en los PRODESEN 2015-2029, 2016-2030, 2017-2031 y 2018-2032.

La zona León tiene el proyecto P16-OC2 Potrerillos Banco 4, obra instruida en 2016. Para los escenarios de verano de 2021 y 2022, sin la entrada del proyecto, se presentarán sobrecargas en los bancos de transformación de las subestaciones eléctricas Potrerillos, León Uno y León Tres. El cuadro 8.7 presenta los valores estimados de sobrecarga en la transformación para año 2021, con el potencial de afectación en el suministro de energía y el retraso de conexión de nuevos Centros de Carga.

Cuadro 8.7. Sobrecarga en la transformación de la Zona León, Escenarios 2021

Transformación	MVA	Verano	Verano	Verano	Verano	Verano
		16 hs	DMCG 16 hs	23 hs	DMCZ 16 hs	DMCZ 23 hs
POS AT02 400/230 kV	375	118.45%	119.76%	101.70%	122.02%	118.05%
POS AT01 230/115 kV	100	84.50%	85.63%	66.52%	89.23%	84.98%
POS AT03 230/115 kV	100	96.32%	97.60%	75.82%	101.70%	96.86%
LNT AT01 230/115 kV	100	154.10%	155.72%	111.44%	157.71%	128.26%
LNT AT02 230/115 kV	100	156.93%	158.59%	113.49%	160.61%	130.62%
LNU AT01 230/115 kV	100	100.67%	103.06%	96.18%	104.25%	117.51%
LNU AT02 230/115 kV	100	97.73%	100.05%	93.38%	101.21%	114.08%
LNC AT01 230/115 kV	225	59.23%	60.78%	58.59%	61.67%	71.43%

DMCG: Demanda máxima coincidente de Gerencia de Control Regional

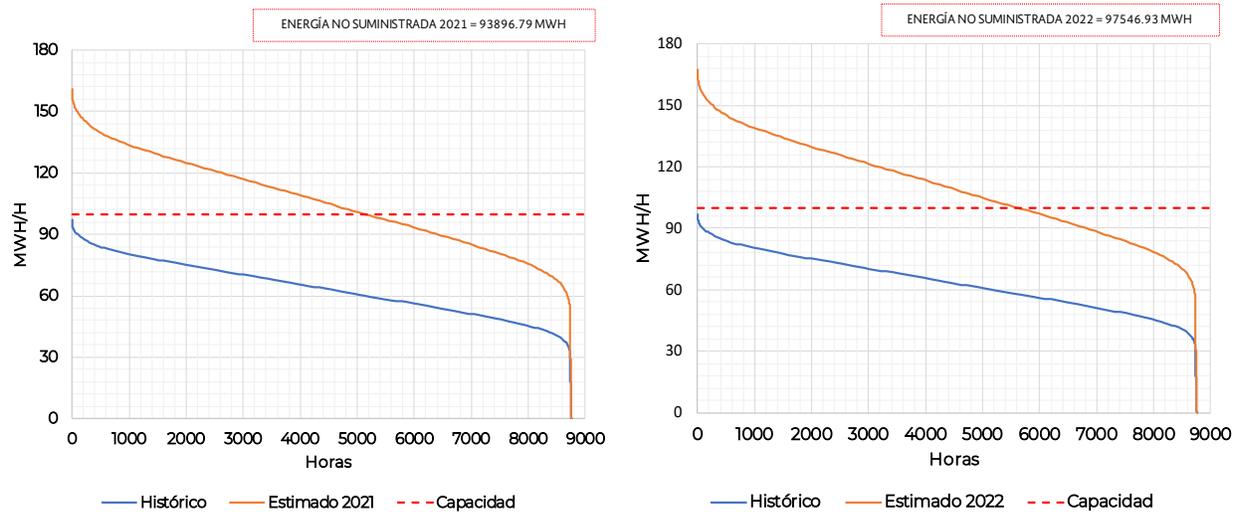
DMCZ: Demanda máxima coincidente de Zona

Para el escenario de 2022 la sobrecarga se acentuará. Se debe tener en cuenta, que la región de León tiene 15 proyectos de transformación de alta a media tensión de CFE-Distribución con una capacidad a instalar de 400 MVA, así como tres Centros de Carga en estudio por 57 MW totales.

La figura 8.21 presenta las curvas de duración de carga del banco de

transformación AT-01 de la SE León Tres 230/115 kV 100 MVA en el período septiembre 2017 – agosto 2018 y su proyección a 2021 y 2022. se observa que más de 5,000 horas al año operarían por encima de su valor nominal y consecuentemente, se tendría que interrumpir el suministro eléctrico para no dañar los equipos.

Figura 8.21. Curva de duración de carga en SE León Tres AT-01 230/115 kV 100 MVA



La zona Guadalajara tiene el proyecto P16-OC1 Guadalajara Industrial Banco 2, obra instruida en 2016. Para los escenarios de verano de 2021 y 2022, sin la entrada del proyecto, se presentarán sobrecargas en la transformación de la SE Guadalajara Dos y valores por arriba

del 90% la transformación de la SE Guadalajara Uno; ambas con una relación de transformación de 230/69 kV. El cuadro 8.8 presenta los valores estimados de sobrecarga en la transformación para año 2021.

Cuadro 8.8. Sobrecarga en la transformación de la Zona Guadalajara, Escenarios 2021

Transformación	MVA	Verano	Verano	Verano	Verano	Verano
		16 hs	DMCG 16 hs	23 hs	DMCZ 16 hs	DMCZ 23 hs
GDU AT01 230/69 kV	125	88.80%	90.04%	74.22%	90.04%	89.51%
GDU AT02 230/69 kV	125	91.14%	92.40%	76.17%	92.40%	91.86%
GUD AT03 230/69 kV	100	108.96%	111.95%	106.84%	111.95%	113.70%
GUD AT04 230/69 kV	100	108.59%	111.57%	106.49%	111.57%	113.32%

DMCG: Demanda máxima coincidente de Gerencia de Control Regional

DMCZ: Demanda máxima coincidente de Zona

Para el escenario de 2022 la sobrecarga se acentuará. Se debe tener en cuenta, que la región de Guadalajara tiene seis proyectos de transformación de alta a media tensión de CFE-Distribución con una capacidad a instalar de 180 MVA. Por la misma causa de sobrecarga, con el potencial de afectación en el suministro de energía y el retraso de conexión de nuevos Centros de Carga

(industrias, fraccionamientos, comercios, etc.)

Otra región que presentará sobrecarga en la transformación es Querétaro, se tiene el proyecto P15-OC1 Querétaro I Banco 1, instruido en 2017. En 2021, el banco de transformación AT-01 de 230/115 kV de 100 MVA de la SE presentará sobrecargas del 10-15 % en el verano y el AT-02 de 230/115 kV de 225

MVA en la misma SE, valores entre el 95-105%.

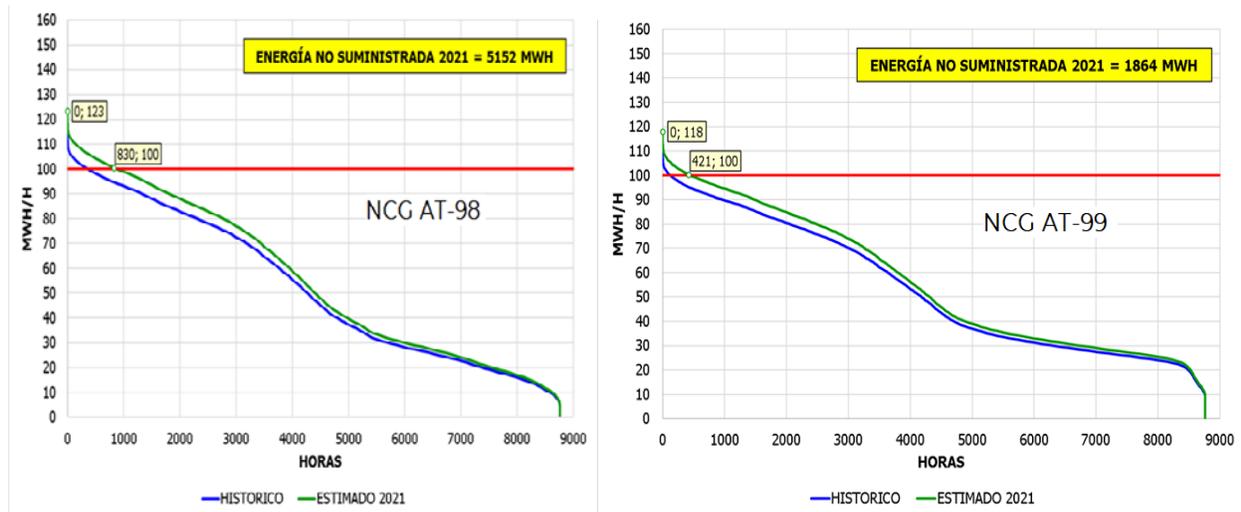
Para el escenario de 2022 la sobrecarga se acentuará. La región de Querétaro tiene 19 proyectos de transformación de alta a media tensión de CFE-Distribución con una capacidad a instalar de 400 MVA, así como cinco Centros de Carga Industriales para una demanda de 74 MW.

La Gerencia de Control Regional Norte, en la región de Casas Grandes en el estado de Chihuahua, actualmente presenta sobrecargas en la transformación en las subestaciones eléctricas de 230/115 kV Ascensión Dos y Nuevo Casas Grandes, la situación representa un freno en el desarrollo agrícola de la zona, al no poder atender solicitudes de nuevos Centros de Carga; en esta región se tiene solicitudes por 102 MW. Si el crecimiento de la demanda continúa, se prevé energía no

suministrada de 7,000 MWh aproximadamente. Por lo tanto, para evitar las problemáticas anteriores, se requiere que la transformación programada en la región no presente atrasos en su fecha de entrada en operación. El CENACE le propuso a la SENER el traslado de un banco de 230/115 kV, 100 MVA de la SE Moctezuma a la SE Ascensión Dos y en 2017 la SENER instruyó a CFE-Transmisión con fecha programada para abril de 2019. En julio de 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto propuesto por CENACE de ampliación de la SE Nuevo Casas Grandes con un banco de 230/115 kV de 100 MVA para abril de 2021.

En la figura 8.22 se presentan las curvas de duración de carga de los bancos de transformación de la SE Nuevo Casas Grandes, AT98 y AT99 de 230/115 kV y 100 MVA, donde se observa una energía no suministrada estimada a 2021 del orden de 7,016 MWh.

Figura 8.22. Curva de duración de carga en SE Nuevo Casas Grandes AT-98 y AT-99 230/115 kV, 100MVA



En la ciudad de Chihuahua se ha presentado un crecimiento sostenido a tal grado que la transformación de las subestaciones eléctricas de Chihuahua Norte y Ávalos ha alcanzado valores de

flujo por arriba del 90%, con base a las solicitudes de nuevos Centros de Carga recibidos en el CENACE y la División de Distribución se espera un incremento de la demanda por 125 MW.

Considerando el desarrollo de la región, se estima que para el 2021 se presente sobrecarga en la transformación de ambas subestaciones eléctricas, con un monto de energía no suministrada de 3,500 MWh. En julio de 2018 la SENER instruyó a CFE-Transmisión el proyecto propuesto por CENACE de ampliación de un banco de 300 MVA para la SE Chihuahua Norte para abril de 2021.

En la Gerencia de Control Regional Peninsular, de acuerdo con el crecimiento pronosticado de la demanda en la Zona de Distribución Mérida, para 2020, se espera la saturación de la transformación en la Zona Mérida. Para evitarlo se requerirá de la operación de Centrales Eléctricas de baja eficiencia (térmica convencional TV y turbogás TG), lo cual incrementará los costos de producción de energía del MEM.

De acuerdo con el comportamiento de la demanda en Zona Mérida en 2018, el 33% del año (2,900 horas) se tuvo activado el Esquema de Acción Remedial ante la posible contingencia sencilla más severa.

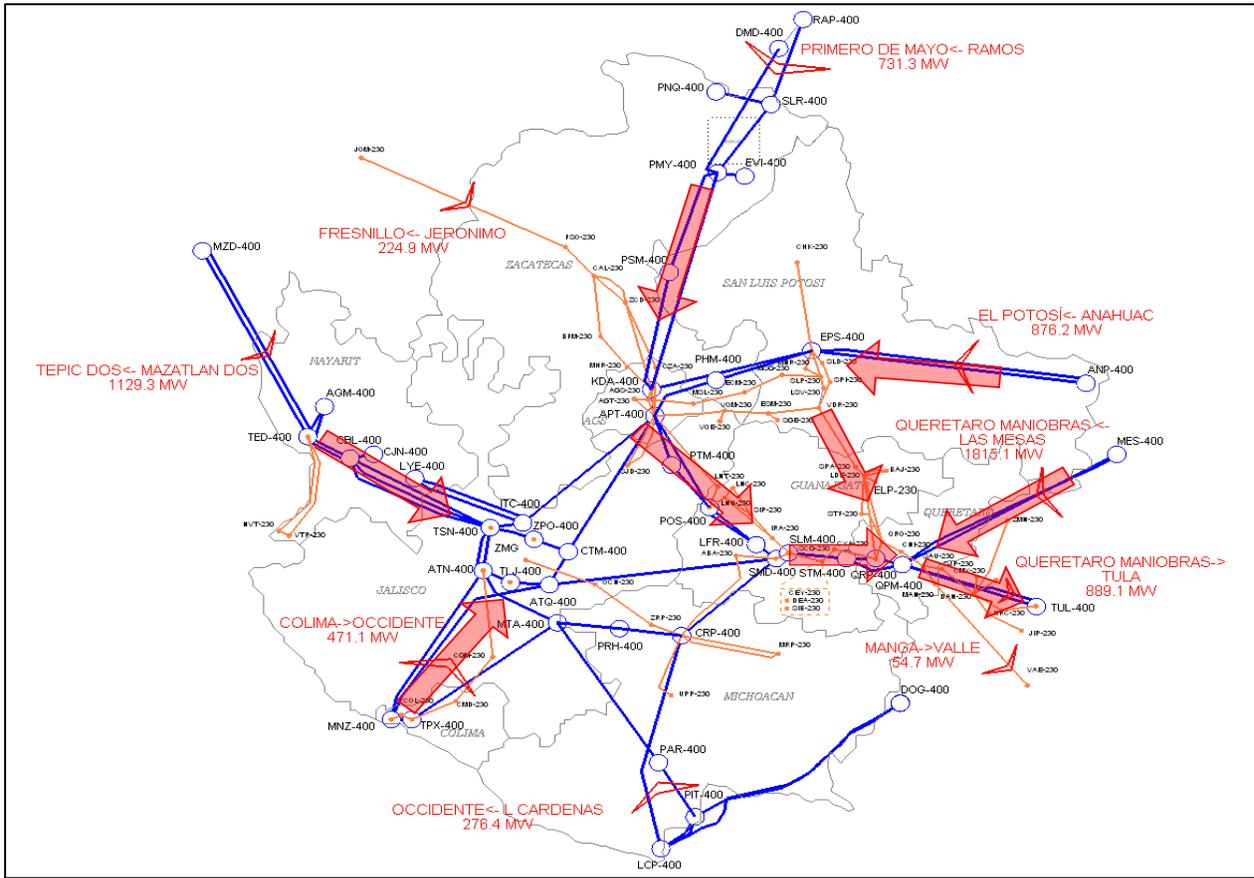
Desde el 2016, se identificó la necesidad de construcción del proyecto Chichí Suárez Banco 1; el cual fue instruido por SENER en 2016, pero CFE no reporta avance constructivo del mismo.

La condición operativa en 2021 de la Zona Mérida implicará que en al menos 6,200 horas se dependerá de la generación instalada en la red de 115 kV o se tendrá activado el Esquema de Protección para preservar la Confiabilidad y estabilidad de la región en caso de la contingencia sencilla más severa en la condición de demanda máxima.

Control de Voltaje en la demanda máxima de verano de las 16:30 hs

Durante el análisis de los escenarios de demanda máxima, considerando una regularización de instalación de bancos de capacitores y la corrección del factor de potencia a 0.95 (-) de los Centros de Carga industriales y comerciales como se establece en 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, solo se visualizan problemas de regulación de tensión en las región del Bajío del país debido al crecimiento sostenido y la convergencia de flujos de potencia activa por la red de Aguascalientes hasta Querétaro para los escenarios de verano, como se muestra en la figura 8.23.

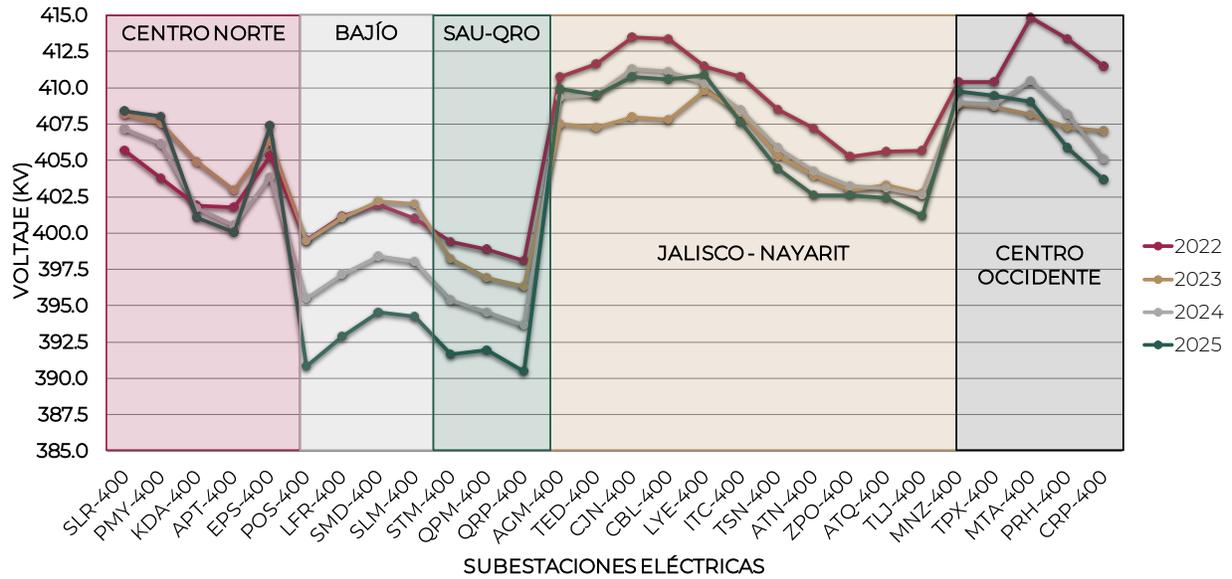
Figura 8.23. Convergencia de flujos de potencia a las regiones de Aguascalientes a Querétaro, Escenario de Planeación de 2022



La figura 8.24 presenta la evolución de la caída de tensión de 2022 a 2025 para la condición de estado estable en la red troncal de 400 kV de la Gerencia de Control Regional Occidental, siendo la región del Bajío, León, Salamanca y Querétaro la que presenta mayor caída a lo largo del tiempo. La degradación de la tensión en la red troncal de 400 kV es un indicador de que la zona tiene una tendencia hacia problemas acentuados de estabilidad de voltaje, lo cual no permitirá la incorporación de nuevos proyectos de Centros de Carga en

detrimento del crecimiento del país. En el presente programa se propone un proyecto de compensación dinámica y fija en la región del Bajío, el cual mejora la Calidad y Confiabilidad del suministro de la demanda de la región, incrementa la capacidad de transmisión en los corredores: León – Salamanca, Querétaro – Celaya y Las Mesas – Querétaro, reduce las pérdidas I²R y permite la incorporación de nuevos Centros de Carga, mejorando las condiciones económicas de los estados de Guanajuato y Querétaro.

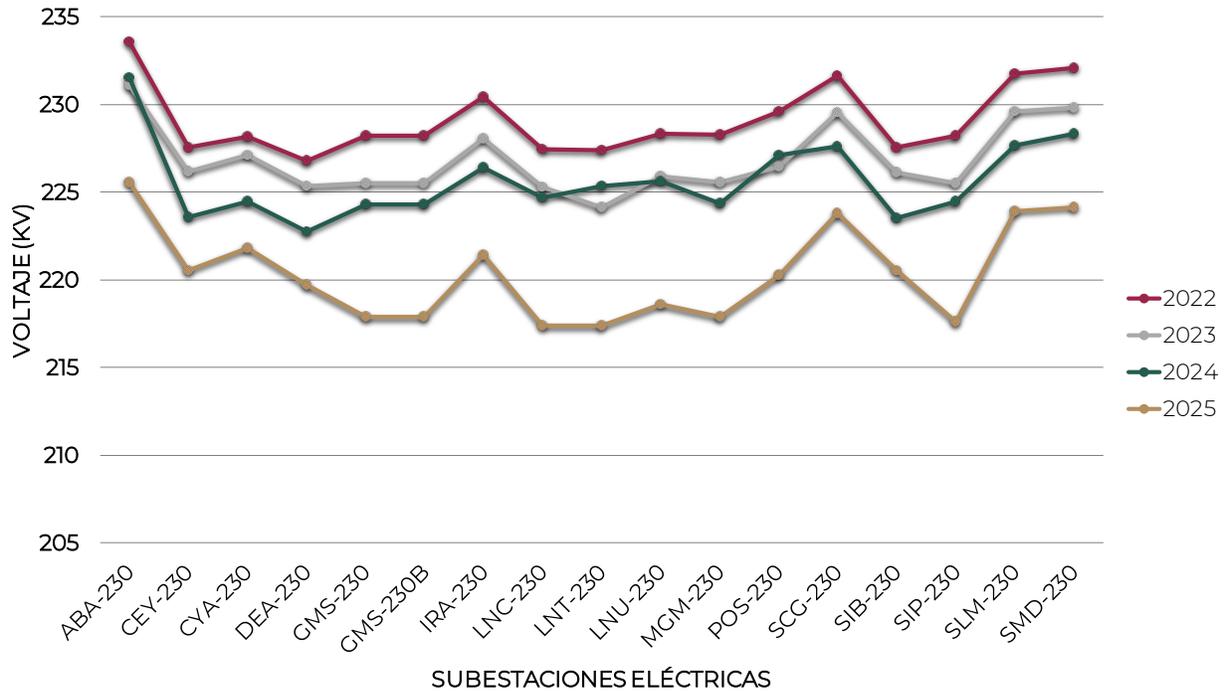
Figura 8.24. Perfil de tensión en red de 400 kV de la Gerencia de Control Regional Occidental, Escenarios de Planeación 2022 – 2025



La figura 8.25 presenta la evolución de la caída de tensión de 2022 a 2025 en la red troncal de 230 kV de la Gerencia de Control Regional Occidental, siendo la región del Bajío, Salamanca y Querétaro la que presenta mayor caída a lo largo del tiempo. En 2025 sin acciones, el voltaje en estado estable en el corredor

León-Salamanca-Celaya-Querétaro estaría por debajo de 0.95 pu. Para solucionar la problemática de voltajes fuera de límites permisibles operativos entre las regiones de León – Salamanca – Celaya – Querétaro, se propone un proyecto de compensación dinámica y fija en la región del Bajío.

Figura 8.25. Perfil de tensión en la red de 230 kV de la región Bajío, Escenarios de Planeación 2022 – 2025



En la Gerencia de Control Norte, en las regiones agrícolas y mineras radiales de los estados de Sonora y Chihuahua se presentan para los escenarios de las 16:30 y 23:30 h valores de tensión fuera de la banda de seguridad, por lo que se están proponiendo proyectos de compensación de potencia reactiva capacitiva para estas regiones.

Comportamiento operativo de la demanda media de invierno a las 14:00 hs para el 2022, 2024 y 2026

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 las fuentes de energía limpias para los escenarios de la ocurrencia de la demanda media 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 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%.
- Para las Centrales Eléctricas Fotovoltáicas se considera para los

escenarios de demanda media coincidente una disponibilidad del 80%, en el Central el 75%.

- 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 8.9 se presentan las demandas coincidentes modeladas (carga + pérdidas) por Gerencia de Control Regional del SIN.

En el cuadro 8.10 se presenta la potencia en MW despachada en las unidades de las Centrales Eléctricas por Gerencia de Control Regional del SIN, así como, el balance de los enlaces internacionales del SIN.

Cuadro 8.9. Demanda máxima instantánea en MW por Gerencia de Control Regional 14 hs de diciembre, Escenario de planeación 2021 – 2026

Año	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	SIN	BC ¹	BCS ¹	Mulegé ¹
2021	8,191	6,283	9,106	2,501	3,092	7,184	1,645	38,003	1,606	285	16
2022	8,363	6,492	9,331	2,571	3,169	7,400	1,709	39,034	1,649	293	17
2023	8,612	6,711	9,642	2,691	3,280	7,647	1,767	40,349	1,721	303	18
2024	8,842	6,980	9,935	2,740	3,413	7,878	1,840	41,628	1,753	315	18
2025	9,079	7,159	10,267	2,845	3,520	8,149	1,903	42,923	1,806	326	19
2026	9,291	7,317	10,555	2,923	3,616	8,395	1,972	44,069	1,842	334	20

1/ BC, BCS y Mulegé demanda máxima de la GCR no coincidente SIN

Cuadro 8.10. Generación en MW por Gerencia de Control Regional, 14 hs de diciembre, Escenario de planeación 2021 – 2026

Año	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	SIN	BC ^{1,2}	BCS ²	Mulegé ²	EXP/IMP ³
2021	3,349	8,694	6,739	3,940	3,633	10,805	1,010	38,171	1,606	285	16	167
2022	3,602	8,836	6,744	3,953	3,623	11,432	1,010	39,201	1,650	293	17	167
2023	3,326	9,564	8,159	4,195	3,623	10,639	1,010	40,516	1,722	303	18	167
2024	3,274	10,067	8,118	4,100	4,734	10,449	1,052	41,795	1,753	315	18	167
2025	3,273	10,360	8,656	4,355	4,661	10,698	1,086	43,090	1,812	326	19	167
2026	3,652	10,631	9,025	4,201	4,758	10,882	1,086	44,236	1,842	334	20	167

1/ En BC se tiene la siguiente importación del WECC, 2021/0 MW, 2022/-1 MW, 2023/-1 MW, 2024/0 MW, 2025/-6 MW y 2026/0 MW

2/ BC, BCS y Mulegé demanda máxima de la GCR no coincidente SIN

3/ + Exportación, - Importación

En el cuadro 8.11 se presenta la potencia despachada en MW en las unidades de las Centrales Eléctricas por tipo de tecnología. Se prevé que, con la nueva

tecnología y su alta eficiencia, se desplace el parque de generación Térmica Convencional con combustible fósil (combustóleo, gas, carbón).

Cuadro 8.11. Generación en MW por tipo de tecnología, 14 hs de diciembre, Escenario de planeación 2021 – 2026

Año	BIO	CC GAS	CC DIÉSEL	CI	COG	EO	FV	GEO	HI	CAR	NUC	TG	TD	TV COMB	TV GAS	TV COQUE	TOTAL
2021	121	18,530	0	170	3,023	4,425	8,370	352	633	567	810	446	0	0	174	550	38,171
2022	121	19,099	0	170	3,023	4,425	8,370	352	645	1,015	810	446	0	0	174	550	39,201
2023	121	20,207	0	170	3,023	4,745	8,620	378	705	567	810	446	0	0	174	550	40,516
2024	121	19,965	0	170	3,750	4,962	9,212	378	700	557	810	446	0	0	174	550	41,795
2025	121	20,918	0	170	3,830	4,962	9,547	378	626	557	810	446	0	0	174	550	43,090
2026 ¹	121	21,698	0	170	3,830	4,962	9,859	378	680	557	810	446	0	0	174	550	44,236

Operación de la Transmisión en demanda media de invierno de las 14:00 hs

En el escenario de demanda media de invierno debido a los costos de combustible de gas natural y carbón, y la administración de la energía hidráulica en el Sureste y Occidente del país, la transmisión de energía por las compuertas de flujo de las tres Gerencias de Control Regional del Norte del país sería en dirección Norte - Sur, por las compuertas de flujo Mazatlán Dos - Tepic Dos, Altamira - Tamos y Primero de Mayo-Cañada. Por las bajas demandas del norte y con la entrada en operación de Centrales Eléctricas de Ciclo Combinado, los proyectos fotovoltaicos en el Noroeste y Norte y proyectos eólicos en el Noreste, se incrementará la transmisión NORTE - SUR.

Las figuras 8.26, 8.27 y 8.28 presentan los flujos de potencia por las principales compuertas para el escenario de demanda media de invierno 2022, 2024 y 2026 para las Gerencias de Control Regional Noroeste, Norte y Noreste. Se observa que el sentido del flujo de transmisión dominante es de NORTE - SUR.

En la figura 8.26 se muestra que la transferencia de potencia Norte - Sur para el año 2022, las trayectorias de flujo: Moctezuma – Chihuahua, Los Mochis a

Tepic, Primero de Mayo – Cañada y Altamira – Tamos presentan flujos entre el 90-100% del límite operativo; 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 la figura 8.27 se muestra que la transferencia de potencia Norte - Sur para el año 2024, las trayectorias de flujo: Moctezuma – Chihuahua, Norte – Noreste y Los Mochis a Tepic, presentan flujos entre el 90-100% del límite operativo, 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 la figura 8.28 se muestra que la transferencia de potencia Norte - Sur para el año 2026, las trayectorias de flujo: Moctezuma – Chihuahua, Norte – Noreste y Los Mochis a Tepic, presentan flujos entre el 90-100% del límite operativo, cualquier requerimiento de reserva operativa de las unidades de las Centrales Eléctricas ubicadas en el noroeste del sistema ante requerimientos en Occidente, Centro y Sur del país, satura los corredores de transmisión mencionados. Con la

propuesta de la línea de transmisión de doble circuito en 400 kV entre las subestaciones Las Mesas – Jilotepec Potencia da margen de reserva de transmisión para requerimientos de

reserva operativa de las unidades ubicadas de las Gerencias de Control Regional Noreste ante requerimientos en Occidente, Centro y Sur del país.

Figura 8.26. Condiciones operativas 2022 a las 14:00 hs

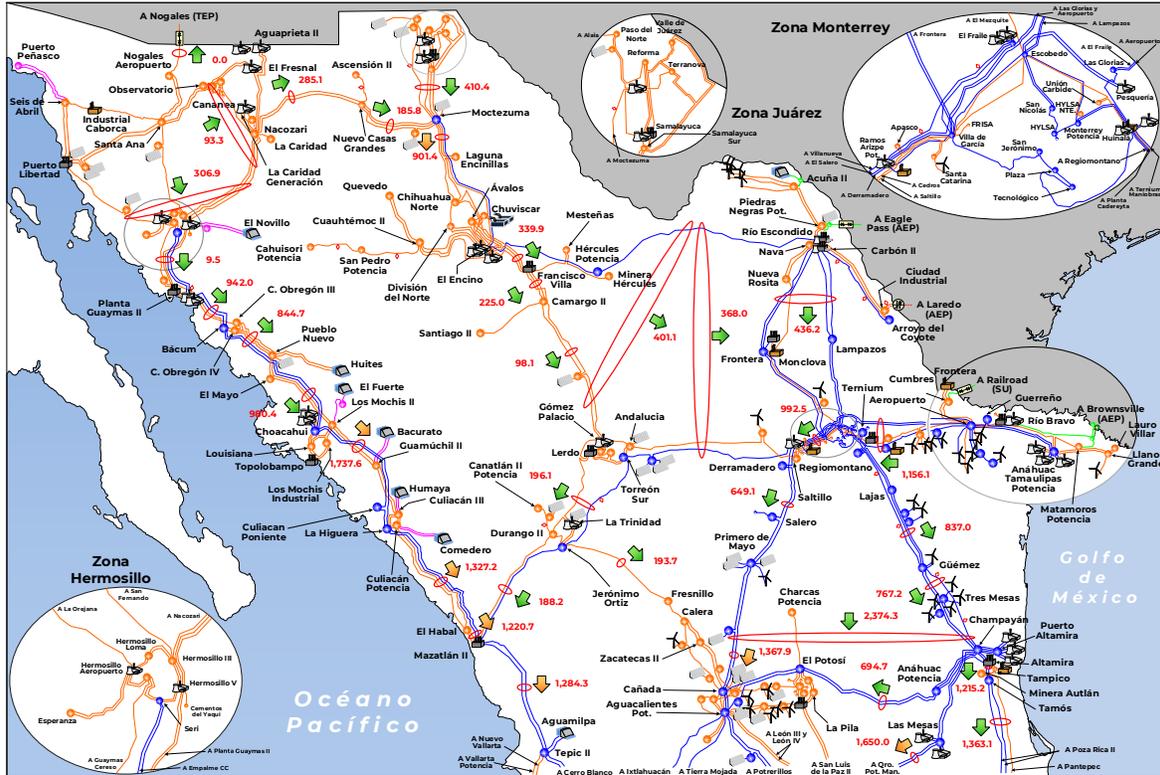


Figura 8.27. Condiciones operativas 2024 a las 14:00 hs

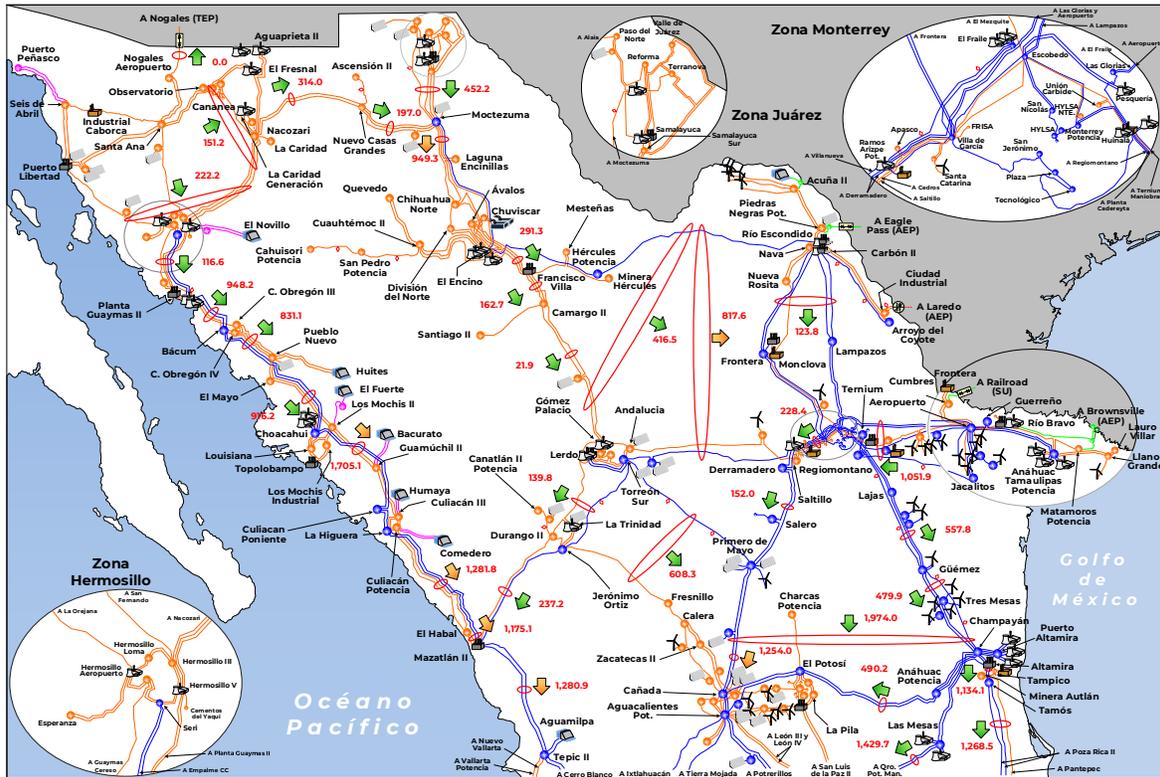
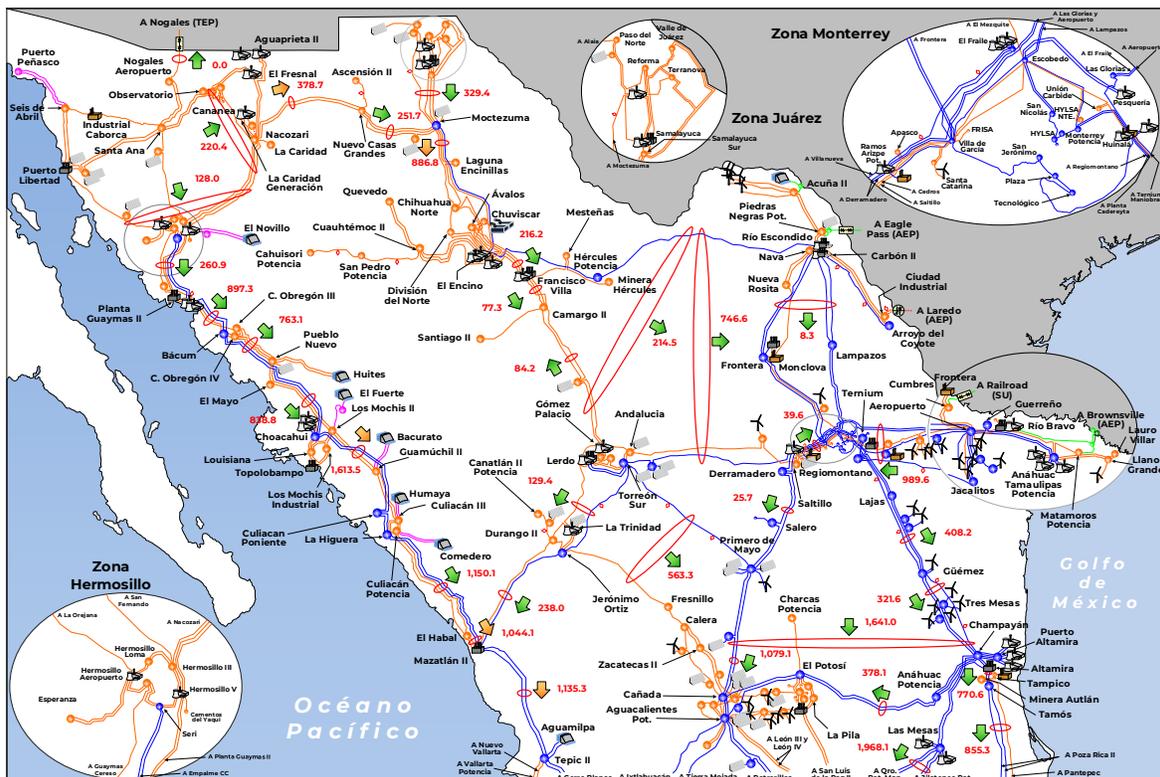


Figura 8.28. Condiciones operativas 2026 a las 14:00 hs



Las figuras 8.29, 8.30 y 8.31 presentan los flujos de potencia por las principales compuertas para el escenario de demanda media de invierno 2022, 2024 y 2026 para las Gerencias de Control Regional del Sur del país. Resaltando en 2026 la red de transmisión entre las regiones de Grijalva y Cancún-Riviera Maya.

Con la penetración de Centrales Eléctricas renovables y convencionales firmes e indicativas del PIIRCE en el norte y occidente del país y el crecimiento sostenido de la demanda en las regiones de León, Salamanca, San Luis Potosí y Querétaro en 2022-2026, el flujo Aguascalientes a León se encuentra entre 90-100% de la capacidad de transmisión. Con el proyecto instruido del entronque de una línea de transmisión en 230 kV entre Aguascalientes Potencia - León IV – León III se aprovecha la capacidad de transformación en la ciudad de León y se amplía el margen de transmisión entre Aguascalientes y León.

Con la entrada en operación de la línea de transmisión de doble circuito entre las regiones de San Luis de la Paz a Querétaro en 230 kV y el doble circuito de 400 kV Las Mesas – Jilotepec Potencia, se da margen de reserva de transmisión para requerimientos de reserva operativa de las unidades ubicadas de la Gerencia de Control Noreste ante requerimientos en Occidente, Centro y Sur del país, y se aumenta el límite de transmisión entre las regiones de San Luis y Querétaro, ver la figura 8.31.

La red de transmisión del Sistema Interconectado Nacional, en especial los corredores NORTE - SUR, se estarán saturando de manera cíclica cada periodo invernal al no haber nuevos proyectos de transmisión en el periodo 2019-2024. Por esta razón no se tendrán márgenes de reserva en la transmisión para integración de generación renovable y pobre flexibilidad operativa ante necesidades de mantenimientos de la red de transmisión y eventualidades de fallas.

Figura 8.29. Condiciones operativas 2022 a las 14:00 hs

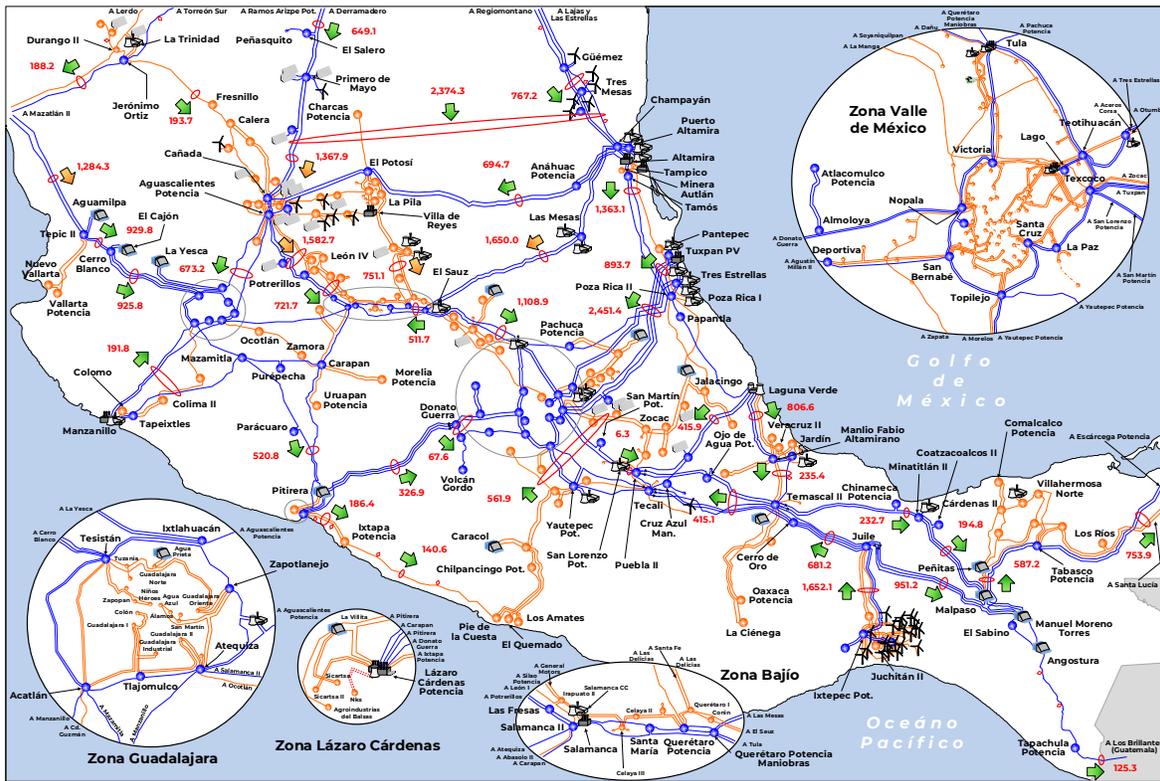


Figura 8.30. Condiciones operativas 2024 a las 14:00 hs

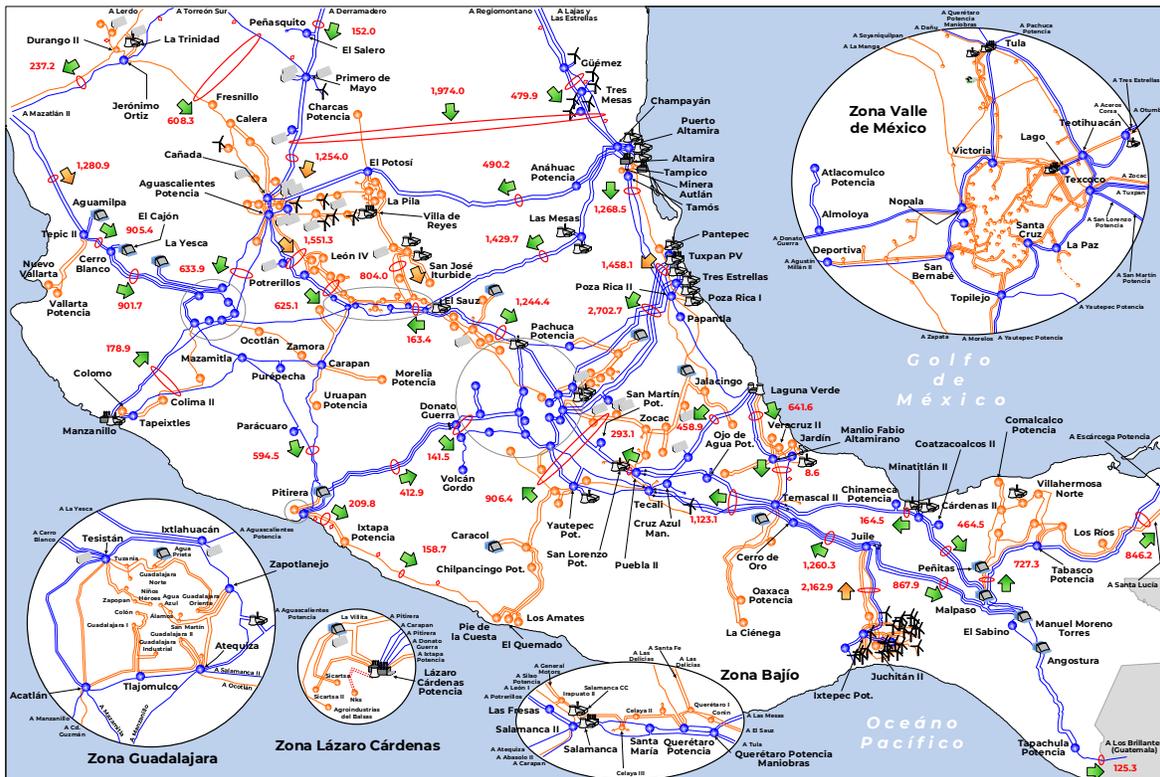
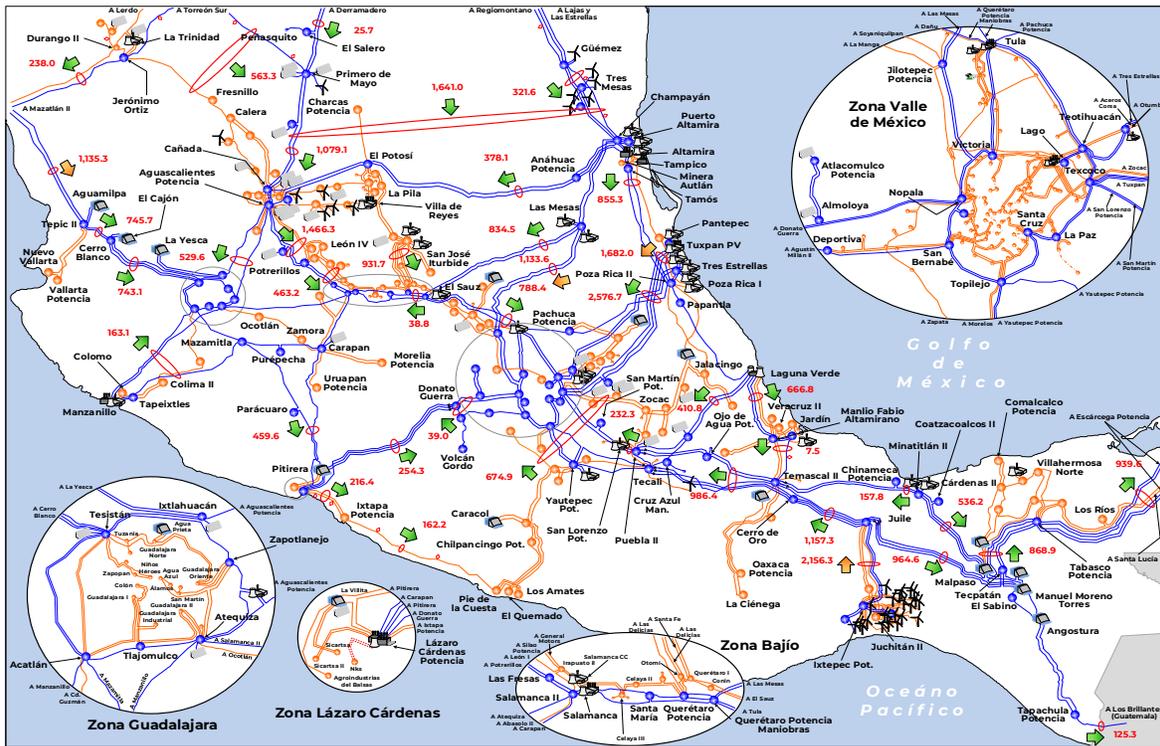


Figura 8.31. Condiciones operativas 2026 a las 14:00 hs



Las figuras 8.32 y 8.33 presentan una Curva Pato típica estimada para un día hábil y domingo de invierno de 2022, con la incorporación de la generación renovable firme e indicativa del PIIRCE 2019-2033 para ese año. El perfil de la generación solar y eólicas es con base a un muestreo de invierno 2018, y la penetración de Generación Distribuida fotovoltaica estimada de 1,800 MW. 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; el operador del Sistema estará monitoreando la curva virtual en trazo color verde. Se puede observar que a partir de las 16:30 h y hasta las 19:00 h se presenta una rampa constante, siendo mayor su pendiente en la última hora;

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 71 MW/min, para lo cual, es necesario mantener un margen de reserva de aproximadamente 13,500 MW y en el peor de los escenarios, ante ausencia de generación eólica, de 18,000 MW.

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 8.32. Curva para una condición operativa de un día hábil de invierno 2022

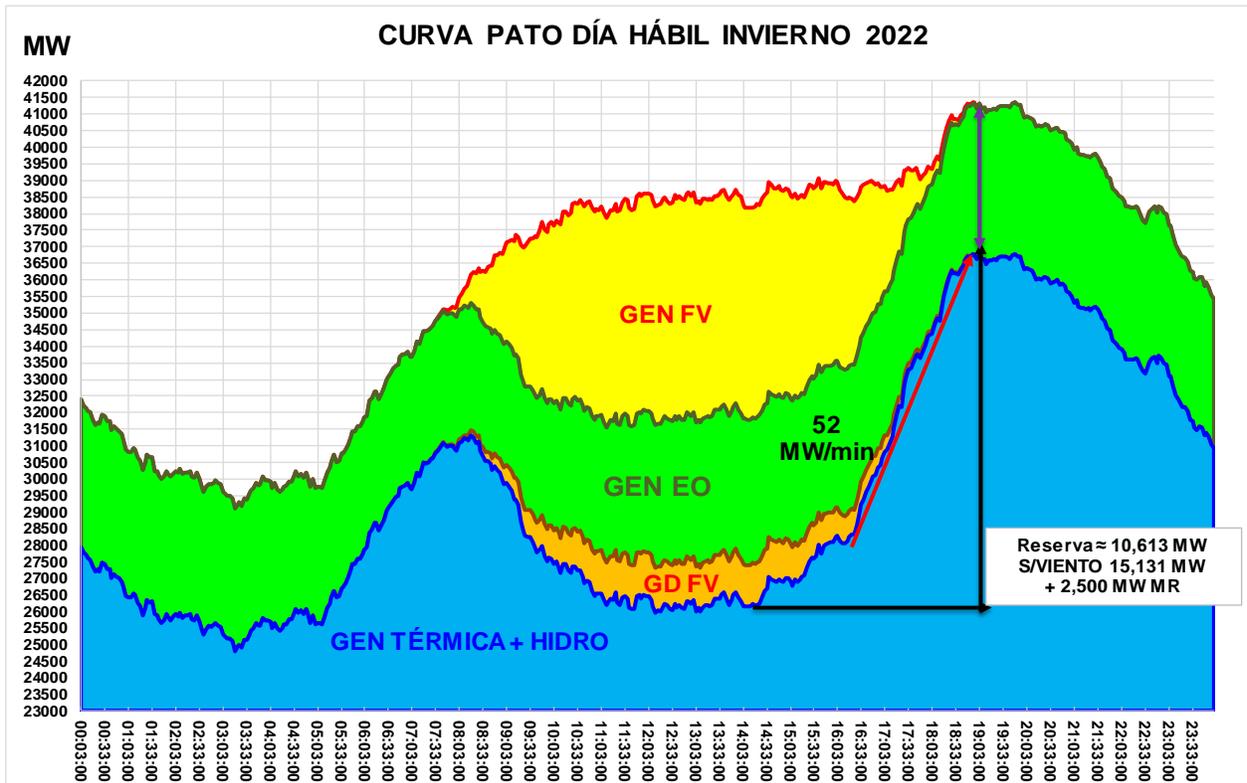
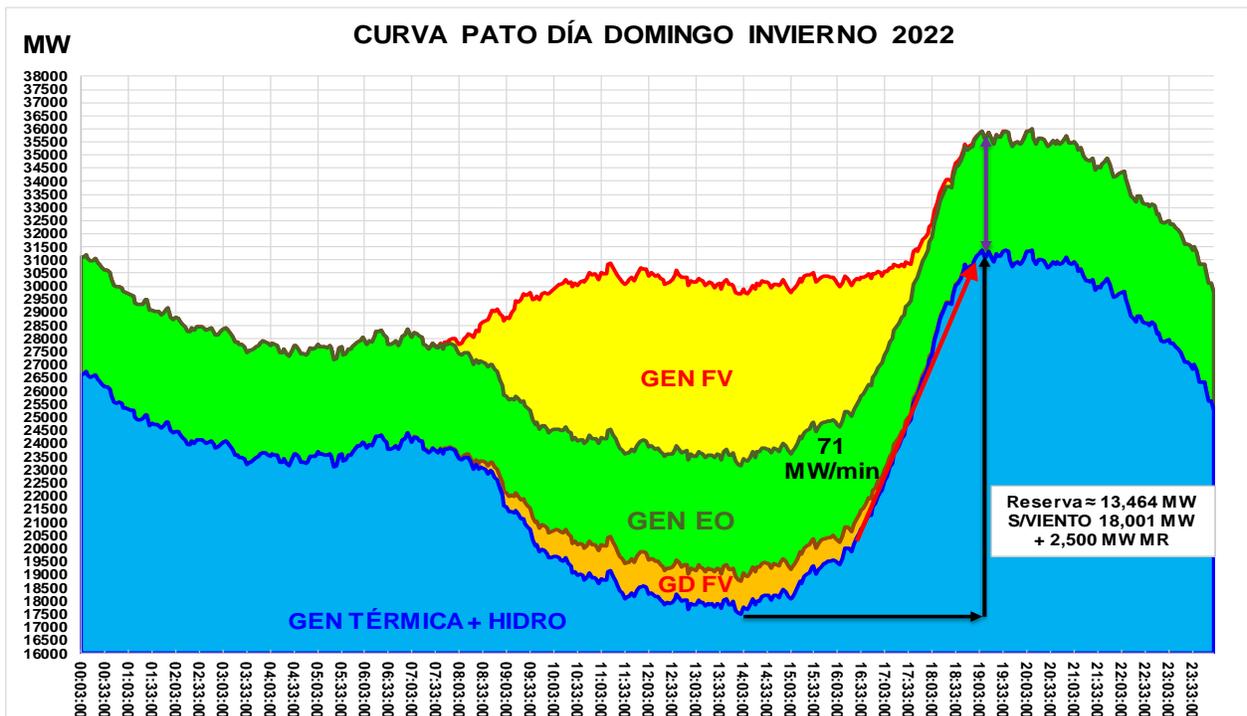


Figura 8.33. Curva para una condición operativa de un domingo de invierno 2022



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 renovables 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, 2024 y 2026

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 8.12 se presentan las demandas modeladas (carga + pérdidas) por Gerencia de Control Regional del SIN.

En el cuadro 8.13 se presenta la potencia en MW despachada en las unidades de las Centrales Eléctricas por Gerencia de Control Regional del SIN, así como, el balance de los enlaces internacionales del SIN.

Cuadro 8.12. Demanda máxima instantánea en MW por Gerencia de Control Regional 20 hs de diciembre, Escenario de planeación 2021 – 2026

Año	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	SIN	BC ¹	BCS ¹	Mulegé ¹
2021	9,263	7,140	9,418	2,679	3,454	7,406	1,752	41,112	1,875	347	17
2022	9,504	7,390	9,687	2,757	3,572	7,671	1,794	42,375	1,914	360	18
2023	9,841	7,635	10,005	2,885	3,676	7,891	1,868	43,800	1,990	371	19
2024	10,067	7,938	10,363	2,955	3,807	8,089	1,965	45,185	2,044	386	20
2025	10,350	8,059	10,564	3,063	3,895	8,362	2,046	46,340	2,099	398	20
2026	10,665	8,292	10,889	3,152	4,038	8,626	2,110	47,772	2,163	412	21

¹/ BC, BCS y Mulegé demanda máxima de la GCR no coincidente SIN, BCS

Cuadro 8.13. Generación en MW por Gerencia de Control Regional, 20 hs de diciembre, Escenario de planeación 2021 – 2026

Año	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	SIN	BC ^{1,2}	BCS ²	Mulegé ²	EXP/IMP ³
2021	5,546	10,326	4,983	4,210	2,259	13,074	883	41,280	1,875	347	17	168
2022	5,822	10,294	5,344	4,265	2,265	13,614	940	42,543	1,925	360	18	168
2023	5,466	10,989	6,675	4,451	2,256	13,276	857	43,968	1,989	371	19	168
2024	5,581	11,364	6,127	4,495	3,838	13,062	887	45,353	2,045	386	19	168
2025	5,410	12,660	6,356	4,501	3,373	13,327	880	46,508	2,098	398	20	168
2026	5,439	13,102	6,772	4,514	3,666	13,488	959	47,940	2,164	412	21	168

1/ En BC se tiene la siguiente importación del WECC, 2021/0 MW, 2022/-11 MW, 2023/1 MW, 2024/-1 MW, 2025/1 MW y 2026/-1 MW

2/ BC, BCS y Mulegé demanda máxima de la GCR no coincidente SIN

3/ + Exportación, - Importación

En el cuadro 8.14 se presenta la potencia despachada en MW en las unidades de las Centrales Eléctricas por tipo de tecnología. Se prevé que con la nueva tecnología con mayor eficiencia y costo

de producción menor desplace el parque de generación Térmica Convencional con combustible fósil (gas, combustóleo, carbón).

Cuadro 8.14. Generación en MW por tipo de tecnología, 20 hs de diciembre, Escenario de planeación 2021 – 2026

Año	BIO	CC GAS	CC DIÉSEL	CI	COG	EO	FV	GEO	HI	CAR	NUC	TG	TD	TV COMB	TV GAS	TV COQUE	TOTAL
2021	125	24,008	0	283	3,020	4,432	0	352	5,532	975	810	871	0	0	323	550	41,280
2022	125	24,021	0	283	3,045	4,432	0	352	5,856	1,622	810	1,123	0	0	324	550	42,543
2023	125	26,653	0	283	3,035	4,775	0	378	5,259	970	810	868	0	0	262	550	43,968
2024	125	28,065	0	283	3,827	4,978	0	378	4,127	974	810	1,056	0	0	180	550	45,353
2025	125	27,804	0	283	3,867	4,978	0	378	5,669	970	810	898	0	0	178	550	46,508
2026	125	28,421	0	283	3,827	4,978	0	378	6,496	974	810	778	0	0	320	550	47,940

Las figuras 8.34, 8.35 y 8.36 presentan los flujos de potencia por las principales compuertas para el escenario de demanda máxima de invierno 2022, 2024 y 2026 para las Gerencias de Control Regional del Norte del país.

Las figuras 8.37, 8.38 y 8.39 presentan los flujos de potencia por las principales compuertas para el escenario de demanda máxima de invierno 2022, 2024 y 2026 para las Gerencias de Control Regional del Sur del país. Resaltando en 2026 la red de transmisión entre la región de Grijalva y la Riviera Maya, entrada en operación en 2025.

En las figuras 8.34, 8.35 y 8.36 se observa como el corredor de transmisión entre

las subestaciones eléctricas Las Mesas – Querétaro Potencia Maniobras para los escenarios de 2022 a 2024 opera entre el 95-100% de su límite operativo de transmisión. Con la entrada del proyecto propuesto de la línea de transmisión de dos circuitos en 400 kV entre las subestaciones eléctricas Las Mesas – Jilotepec Potencia se reduce la transmisión en el corredor, así como en el corredor de transmisión Altamira – Tamos. Por tanto, se da margen de reserva de transmisión para requerimientos de reserva operativa de las unidades ubicadas de la Gerencia de Control Regional Noreste ante requerimientos en Occidente, Centro y Sur del país.

Figura 8.34. Condiciones operativas 2022 a las 20:00 hs

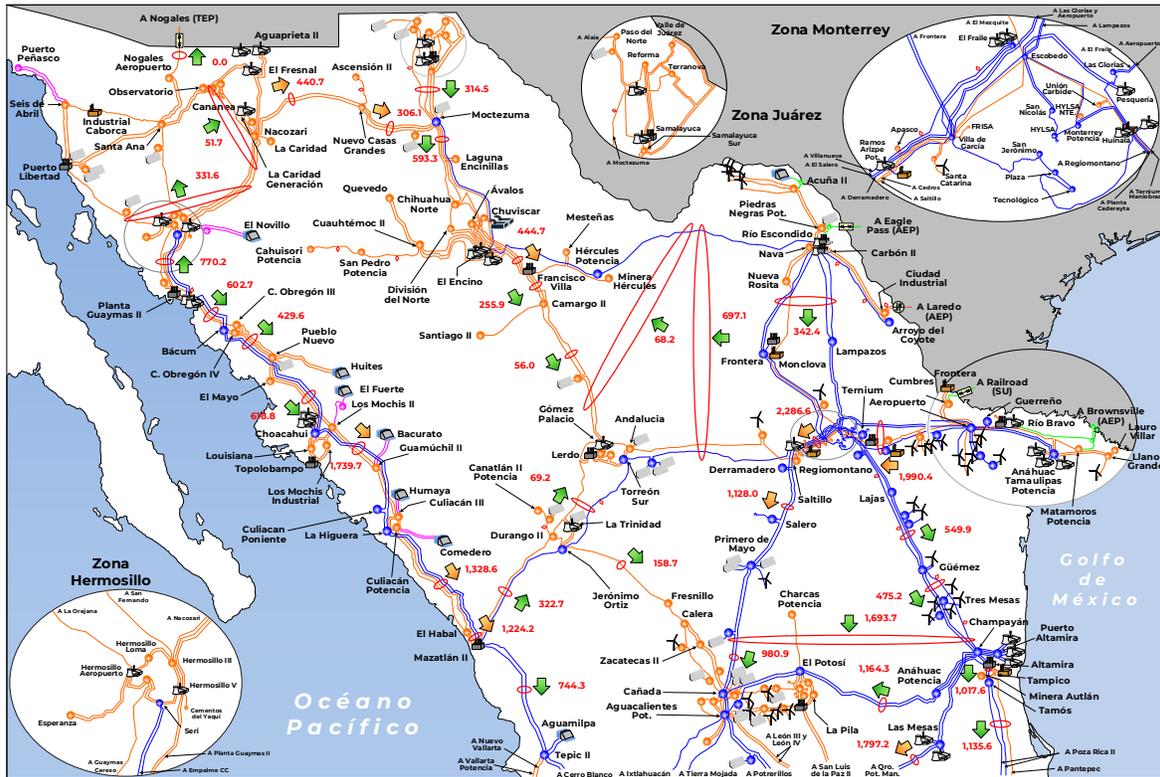


Figura 8.35. Condiciones operativas 2024 a las 20:00 hs

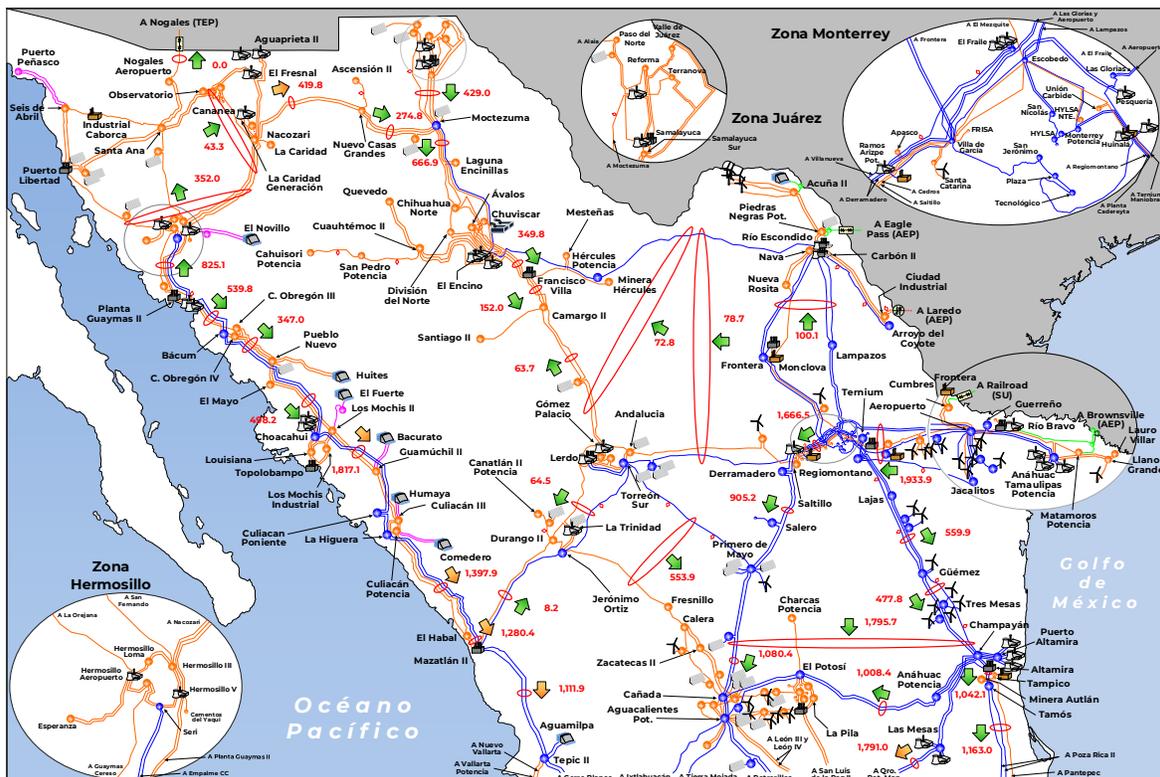


Figura 8.36. Condiciones operativas 2026 a las 20:00 hs

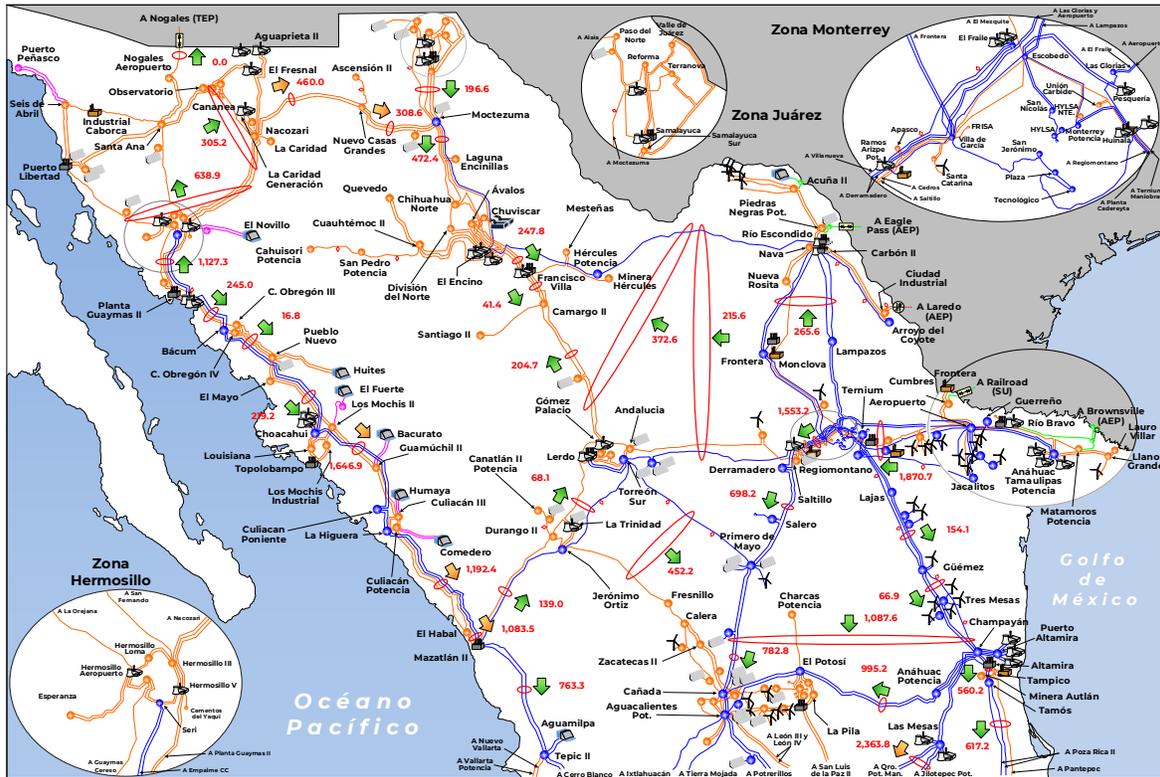


Figura 8.37. Condiciones operativas 2022 a las 20:00 hs

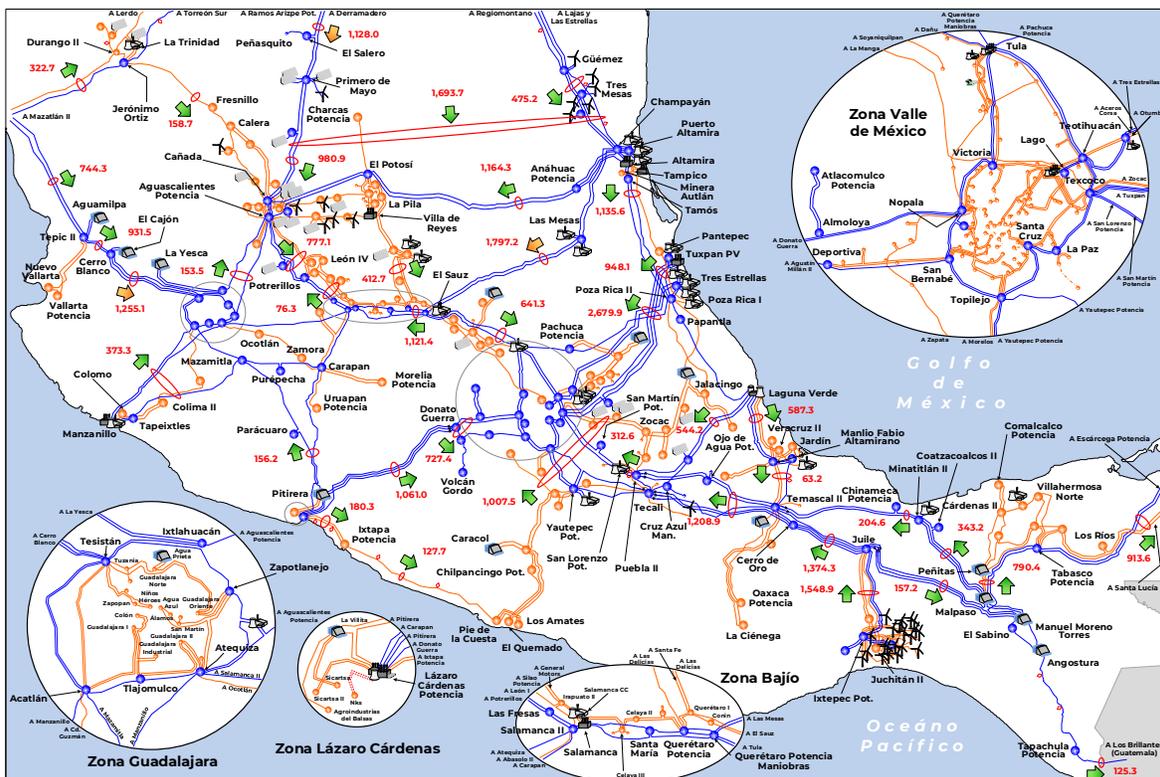


Figura 8.38. Condiciones operativas 2024 a las 20:00 hs

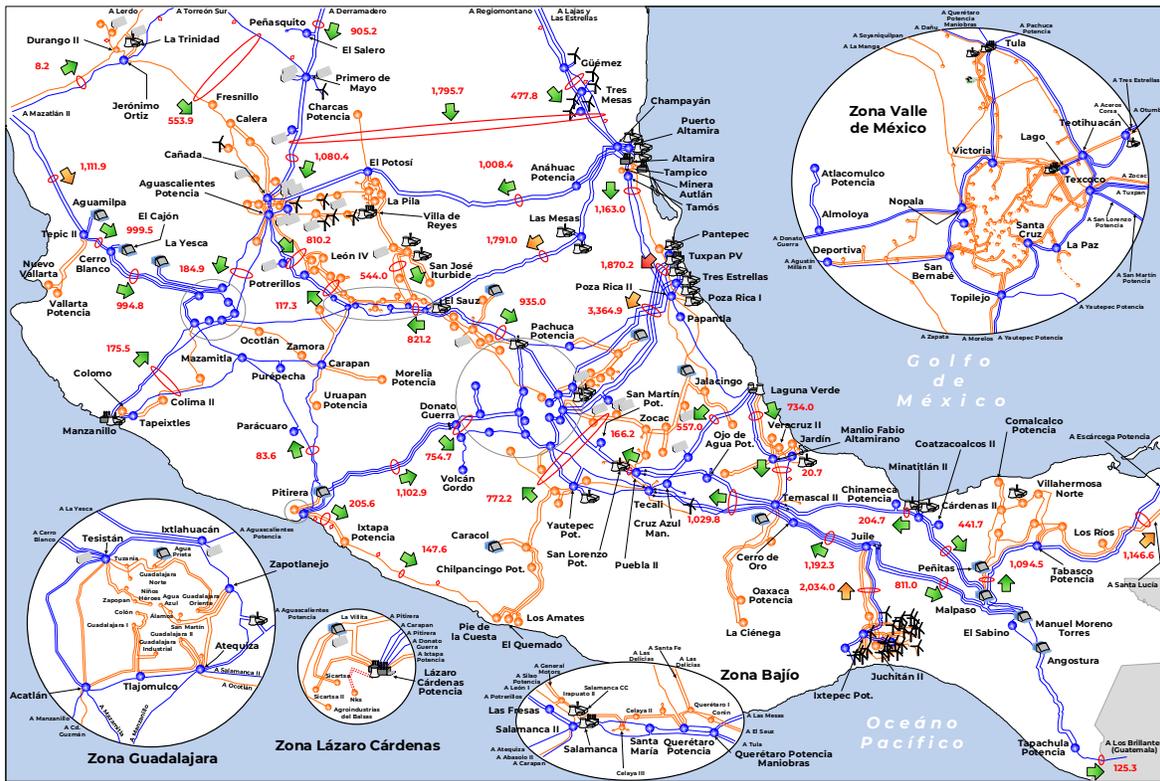
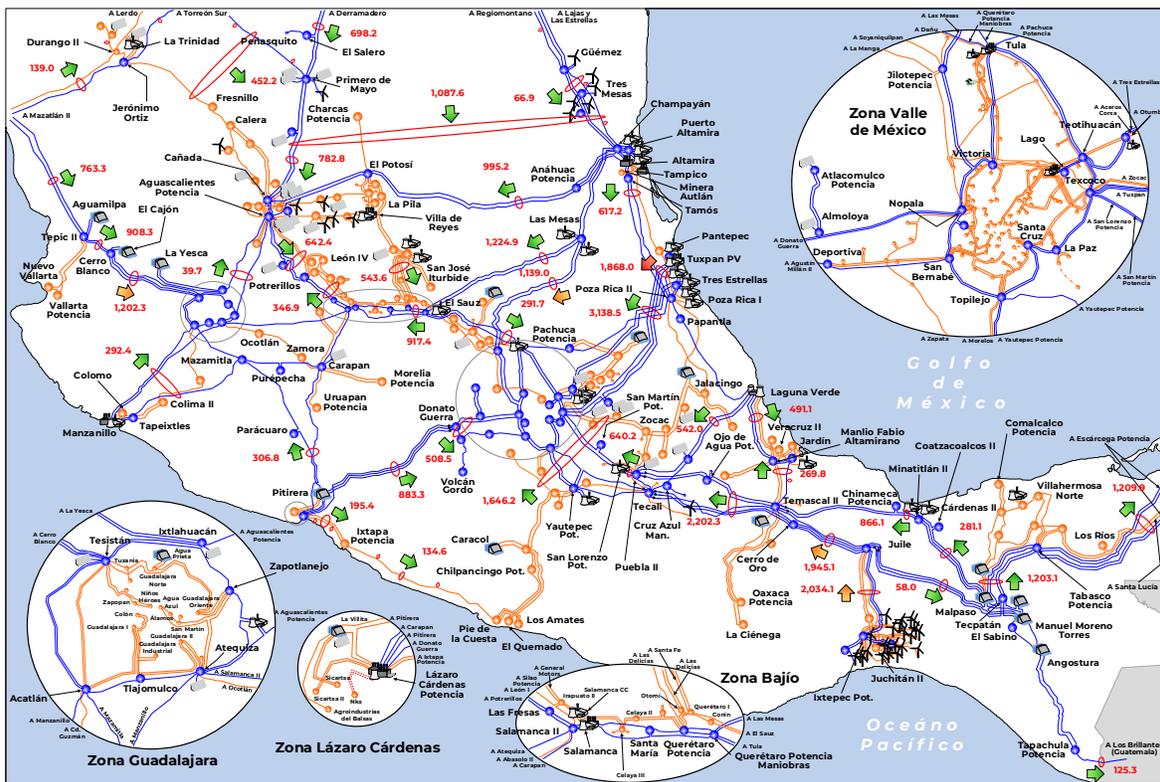


Figura 8.39. Condiciones operativas 2026 a las 20:00 hs

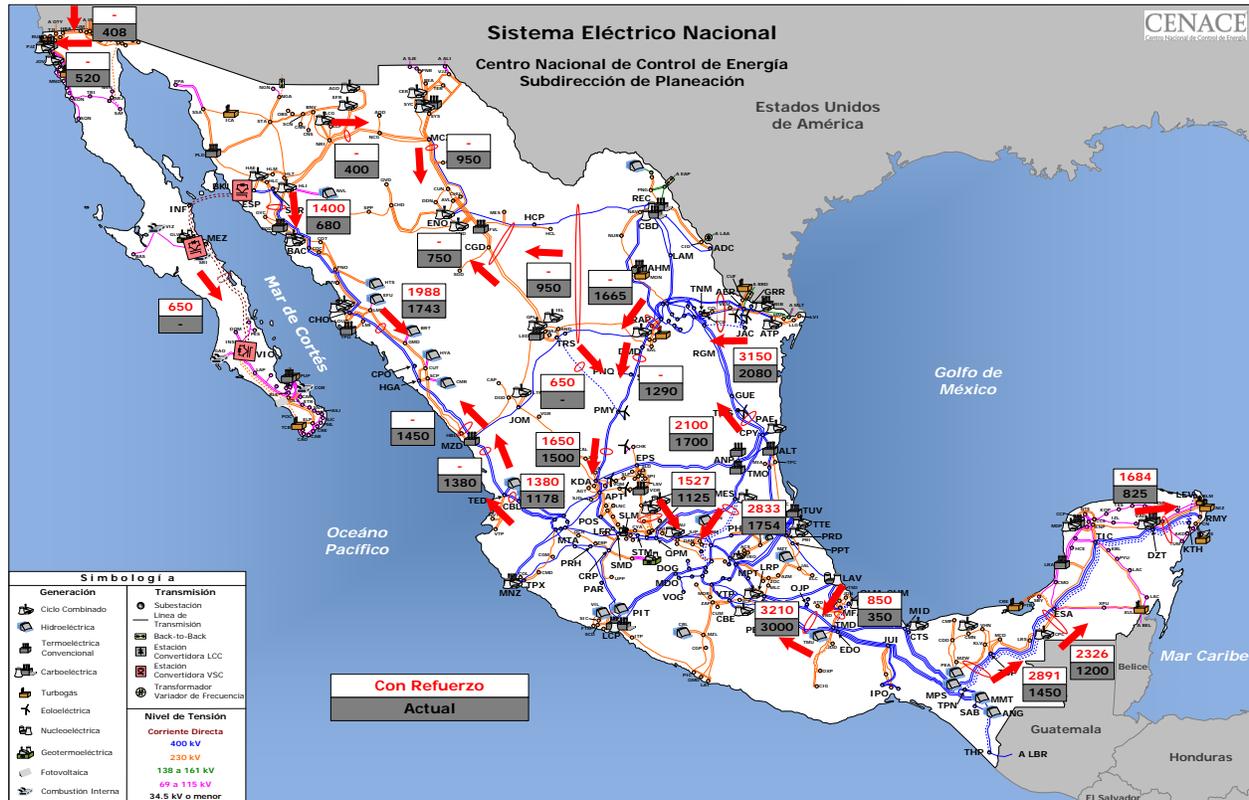


Límites de transmisión 2018 y 2026

En la figura 8.40, se presentan los límites de transmisión para 2018-2026. Entre los años 2019 y 2022 solo se integra a la RNT

del SIN los proyectos asociados a las centrales legadas de ciclos combinados autorizados a la CFE por la SHCP y las redes en 400 kV entre Moctezuma-Chihuahua.

Figura 8.40. Límites de transmisión 2018 – 2026



El incremento en la transmisión entre 2019 y 2026 está asociado a los proyectos propuestos e instruidos en los PRODESEN anteriores.

- Entronque Culiacán Poniente de la línea de transmisión entre las SE Choacahui – Higuera.
- Línea de transmisión entre las regiones San Luis de la Paz – Querétaro
- Línea de Transmisión en 400 kV de doble circuito entre las subestaciones eléctricas Las Mesas-Jilotepec Potencia.
- Red de transmisión entre las regiones de Grijalva – Cancún

- Proyecto Jacalitos entre las regiones de Reynosa – Monterrey.
- Proyecto Olmeca entre las regiones de Veracruz – Temascal.
- Línea de transmisión del proyecto indicativo de la Central Ciclo Combinado Lerdo, entre las subestaciones eléctricas Torreón Sur- Primero de Mayo.

El impacto en la transmisión hacia la Península de Yucatán con la entrada de la red de transmisión entre las regiones de Grijalva y Riviera Maya es un incremento del 80%.

Estado operativo previsto para el 2025 en la Península de Yucatán

Para la demanda máxima local de verano por la noche en la Península de Yucatán, se tiene un pronóstico de 2,730 MW incluyendo las pérdidas eléctricas en la red de transmisión. La capacidad efectiva prevista de generación será de 2,109 MW, considerando las centrales termoeléctricas convencionales de Mérida II, Lerma, el CC de Valladolid que

consume mezcla de combustóleo y diésel y la generación turbogás de baja eficiencia y altos costos de producción. En el cuadro 8.15 se muestra la capacidad efectiva de generación instalada y la capacidad máxima instalada por tipo de tecnología. Para las Centrales Eléctricas Eólicas se consideró un factor de planta de 17.36 %. Asimismo, se consideran en operación 590 MW en la zona Tabasco del CC Abent III con 270 MW y Nuevo Pemex 2 unidades de 160 MW cada una.

Cuadro 8.15. Capacidad máxima instalada en el Sistema de la Península de Yucatán

100% Generación base disponible		
Central Eléctrica	Capacidad Efectiva (MW)	Capacidad Máxima Instalada noche (MW)
Valladolid III	525.0	535.0
Mérida III	410.0	484.0
Valladolid-CCD	208.0	220.0
Campeche	240.0	252.4
TV Lerma + Mérida II + Valladolid	334.3	355.5
Eólico*	92.0	531.0
Total	1,809.3	2,377.9
Turbogás de baja eficiencia	300.0	335.0

*Factor de planta 17.36 %

Generación Tabasco Pemex y Cogeneración: 590MW

Con tan solo la indisponibilidad de 220 MW de generación, que pudiera ser el CC de Valladolid de la CFE o parte del CC de Valladolid III, se tendrían las condiciones operativas que se muestran en la figura 8.41. Se observa saturación en la transmisión de Tabasco hacia la Península de Yucatán en 1,200 MW (límite de 1,200 MW), estando también cercano a la saturación en 1,382 MW

(límite de 1,450 MW) el corredor de transmisión de Malpaso-Tabasco. Ante esta condición operativa, solo se tendría disponible un margen de reserva de generación de 122 MW ubicada en la generación turbogás de baja eficiencia. Esta reserva pudiera ser absorbida si la generación eólica se fuera a cero MW por falta de viento.

Figura 8.41. Transferencias de potencia estando indisponibles 220 MW de generación en la Península de Yucatán



Del balance previo es evidente que, cualquier contingencia de indisponibilidad de gas natural, de falla del CC de Campeche, de falla en el CC Abent III, de falta de viento o de falla en cualquiera de las dos unidades de 160 MW de Nuevo Pemex, estarían propiciando la interrupción del suministro de energía eléctrica en la zona Villahermosa y Península de Yucatán sin contingencias de la red de transmisión. En otros términos, para indisponibilidades de generación de la Península y zona Tabasco mayor al 8 %, se tendrán interrupciones de energía eléctrica en la zona Tabasco y Península de Yucatán sin la ocurrencia de contingencias en la red de transmisión.

Ante crecimientos mayores de la demanda la situación del suministro de energía será más crítica.

Por la crítica situación operativa prevista en la zona Villahermosa y Península de Yucatán para el 2025, es imprescindible que antes de mayo de ese año se tenga en operación nueva red de transmisión hacia la Península, nuevas Centrales Eléctricas o una combinación de ambas.

En este PAMRNT 2019-2033, se están proponiendo obras de refuerzo para el 2023 en la zona Cancún y red de transmisión e n400 kV de la región del Grijalva hasta Cancún para el 2025.

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 Sistema Eléctrico Nacional, que se opere con eficiencia energética, minimizando las restricciones de transmisión y las pérdidas de energía eléctrica, incentivando la integración de generación renovable, satisfacer el crecimiento de la demanda, incorporando tecnologías de Redes Eléctricas Inteligentes y reduciendo 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 Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el punto de partida para la elaboración de los Programas de Ampliación y Modernización 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 en la red que, optimizarían al mínimo 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.

Para cada propuesta realizada se consideran cuando menos dos alternativas que sean técnicamente equivalentes y que resuelvan la misma problemática.

Para determinar la solución más efectiva desde el punto de vista económico, dependiendo del tipo de proyecto identificado, se utilizan los siguientes modelos:

1. Modelo simplificado del SEN en 53 regiones con un análisis determinístico para evaluar proyectos de líneas de transmisión entre Regiones de Transmisión con impacto entre regiones y/o Gerencias de Control Regional.
2. Modelo de CD completo del Sistema en la Gerencia de estudio con un análisis probabilístico para evaluar proyectos de autotransformadores, transformadores, compensación de potencia reactiva y líneas de transmisión.
3. Modelo completo en la zona de estudio con un análisis de demanda incremental para evaluar proyectos de 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.

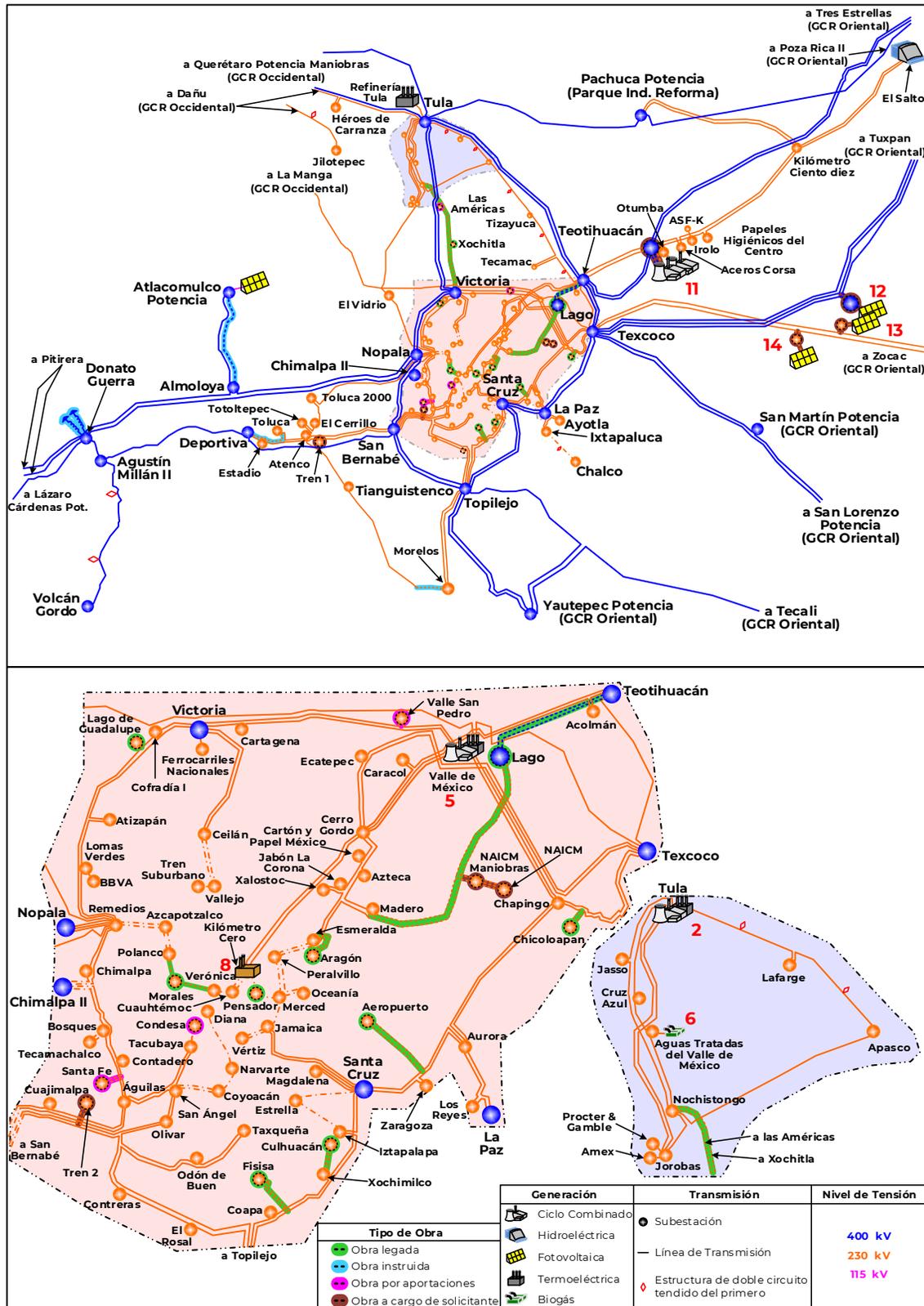
Proyectos de generación que cumplen los criterios de firmeza e instruidos de la RNT para cada Gerencia de Control Regional

En las figuras 9.1 a 9.10 se presentan los principales proyectos de la RNT instruidos, legados, por aportaciones y con cargo al solicitante para cada Gerencia de Control Regional (GCR), así como de los sistemas aislados, son mostrados solo aquellos proyectos que se integran a la red troncal de cada GCR. Adicionalmente, en los cuadros y figuras 9.1 a 9.10 se indican los proyectos de generación que cumplen los criterios de firmeza⁵. Los proyectos de generación con fecha de entrada en operación posterior a 2024, son resultado de un estudio de optimización a largo plazo y por confiabilidad en zonas deficitarias y con fuentes de suministro de gas natural, por lo tanto, no existen solicitudes con prelación.

⁵ [https://www.gob.mx/cenace/prensa/aviso-sobre-los-criterios-aplicables-a-los-proyectos-para-ser-](https://www.gob.mx/cenace/prensa/aviso-sobre-los-criterios-aplicables-a-los-proyectos-para-ser-considerados-en-los-programas-de-ampliacion-y-modernizacion-2019-2033-190199)

[considerados-en-los-programas-de-ampliacion-y-modernizacion-2019-2033-190199](https://www.gob.mx/cenace/prensa/aviso-sobre-los-criterios-aplicables-a-los-proyectos-para-ser-considerados-en-los-programas-de-ampliacion-y-modernizacion-2019-2033-190199)

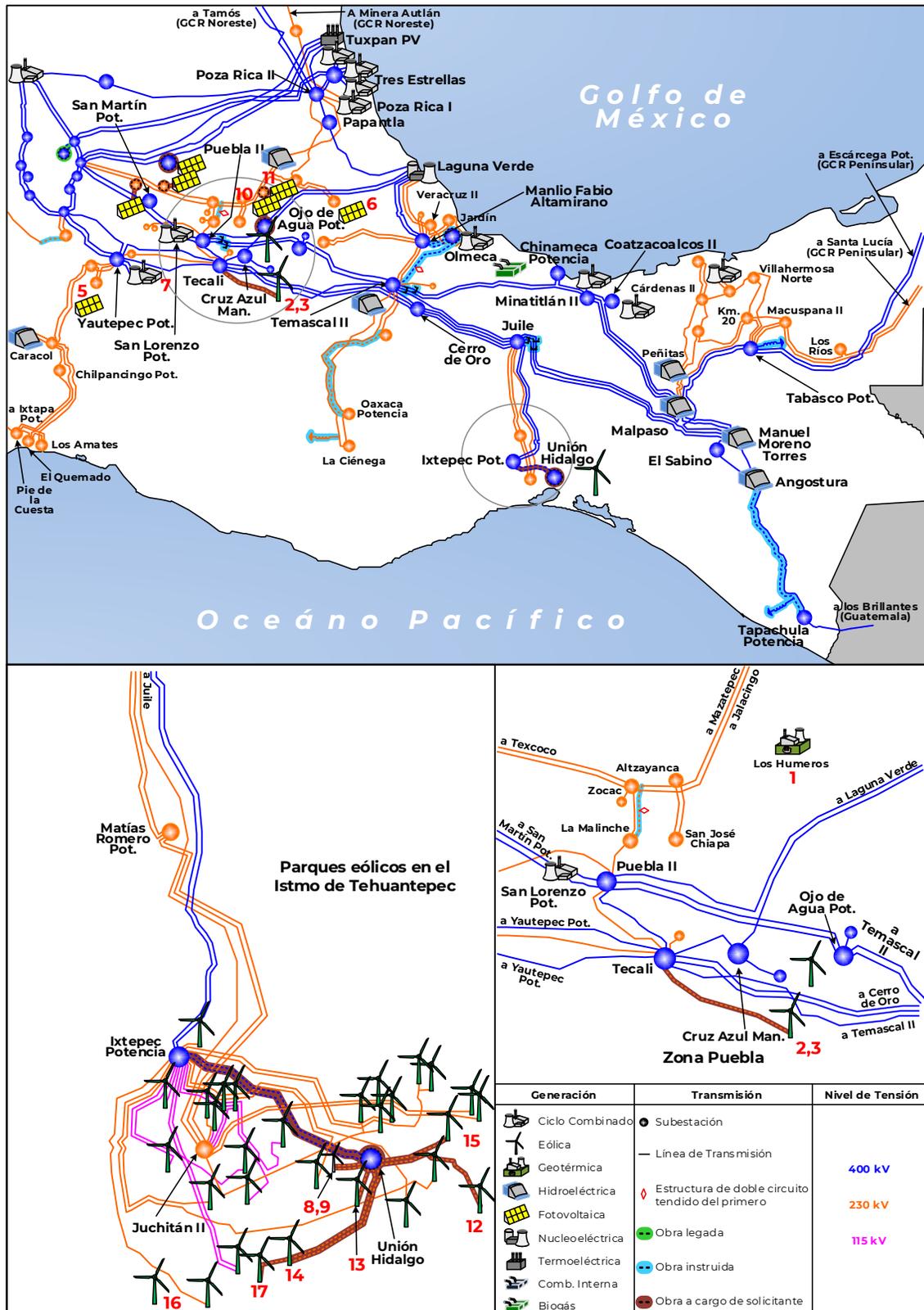
Figura 9.1. Proyectos Instruidos en la RNT de la Gerencia de Control Regional Central



Cuadro 9.1. Proyectos de generación que cumplen los criterios de firmeza para la Gerencia de Control Regional Central

Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (MW)	Fecha de entrada
1	Central Eléctrica GEN1	BIO	GEN	1.6	ene-19
2	Central Eléctrica GEN13	CC	GEN	275.0	mar-19
3	Central Eléctrica GEN14	CI	GEN	2.6	mar-19
4	Central Eléctrica GEN15	CI	GEN	2.6	mar-19
5	Central Eléctrica GEN16	CC	GEN	664.4	mar-19
6	Central Eléctrica GEN27	BIO	GEN	29.9	may-19
7	Central Eléctrica COG3	COGEF	COG	1.0	jun-19
8	Central Eléctrica GEN33	TG	GEN	89.0	jun-19
9	Central Eléctrica GEN54	CI	GEN	3.8	jul-19
10	Central Eléctrica GEN55	CI	GEN	2.0	jul-19
11	Central Eléctrica GEN78	CC	GEN	850.0	mar-20
12	Central Eléctrica GEN80	FV	GEN	500.0	jun-20
13	Central Eléctrica GEN81	FV	GEN	220.0	jun-20
14	Central Eléctrica GEN82	FV	GEN	200.0	jun-20
Total				2,841.9	
BIO	Bioenergía	GEN	Permiso como Generador al amparo de la LIE		
CC	Ciclo Combinado	COG	Permiso como Cogenerador Eficiente		
CI	Combustión Interna				
COGEF	Cogeneración Eficiente				
TG	Turbogás				
FV	Fotovoltaica				

Figura 9.2. Proyectos Instruidos en la RNT de la Gerencia de Control Regional Oriental

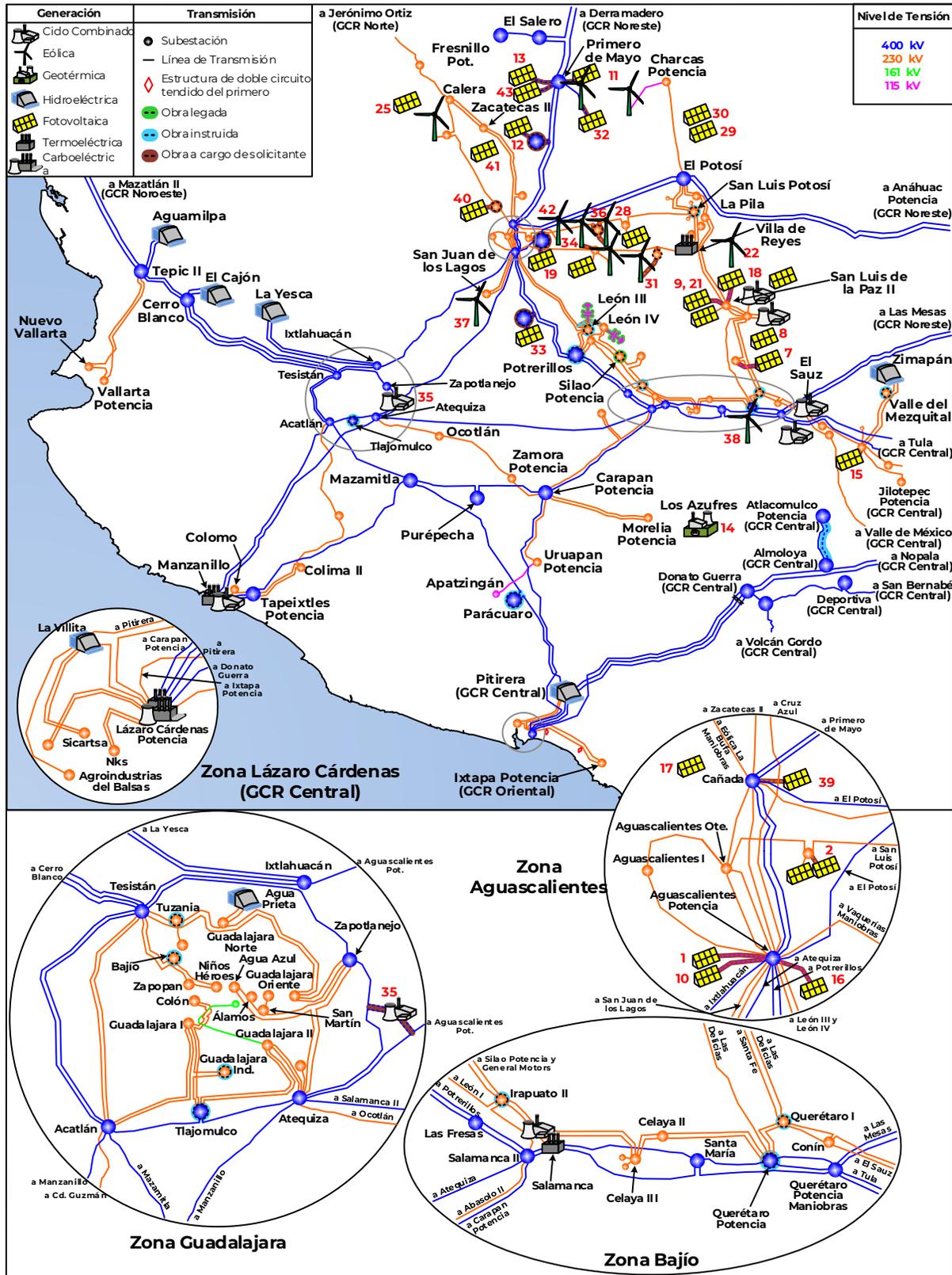


Cuadro 9.2. Proyectos de generación que cumplen los criterios de firmeza para la Gerencia de Control Regional Oriental

Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (MW)	Fecha de entrada
1	Central Eléctrica GEN8	GEO	GEN	27.0	ene-19
2	Central Eléctrica AUT4	EO	AUT	86.5	abr-19
3	Central Eléctrica AUT5	EO	AUT	133.5	abr-19
4	Central Eléctrica GEN51	COGEF	GEN	1.0	jun-19
5	Central Eléctrica GEN52	FV	GEN	70.0	jun-19
6	Central Eléctrica GEN69	FV	GEN	100.0	dic-19
7	Central Eléctrica GEN73	CC	GEN	642.0	ene-20
8	Central Eléctrica GEN97	EO	GEN	48.0	jun-20
9	Central Eléctrica GEN98	EO	GEN	252.0	jun-20
10	Central Eléctrica GEN99	FV	GEN	330.0	jun-20
11	Central Eléctrica GEN109	FV	GEN	200.0	dic-20
12	Central Eléctrica GEN117	EO	GEN	200.0	dic-21
13	Central Eléctrica GEN118	EO	GEN	110.0	dic-21
14	Central Eléctrica GEN119	EO	GEN	100.0	dic-22
15	Central Eléctrica GEN120	EO	GEN	200.0	dic-22
16	Central Eléctrica GEN121	EO	GEN	150.0	dic-22
17	Central Eléctrica GEN122	EO	GEN	70.0	dic-22
Total				2,720.0	

GEO	Geotérmica	GEN	Permiso como Generador al amparo de la LIE
EO	Eólica	AUT	Permiso como Autoabastecedor de Energía
COGEF	Cogeneración Eficiente		
FV	Fotovoltaica		
CC	Ciclo Combinado		

Figura 9.3. Proyectos Instruidos en la RNT de la Gerencia de Control Regional Occidental



Cuadro 9.3. Proyectos de generación que cumplen los criterios de firmeza para la Gerencia de Control Regional Occidental

Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (MW)	Fecha de entrada
1	Central Eléctrica GEN5	FV	GEN	62.5	ene-19
2	Central Eléctrica GEN6	FV	GEN	140.0	ene-19
3	Central Eléctrica GEN7	COGEF	GEN	2.0	ene-19
4	Central Eléctrica GEN22	CC	GEN	22.0	mar-19
5	Central Eléctrica GEN23	CI	GEN	20.0	mar-19
6	Central Eléctrica PP5	FV	PP	15.0	abr-19
7	Central Eléctrica GEN31	FV	GEN	30.0	may-19
8	Central Eléctrica AUT6	FV	AUT	30.0	may-19
9	Central Eléctrica AUT7	FV	AUT	60.0	may-19
10	Central Eléctrica GEN32	FV	GEN	126.0	may-19
11	Central Eléctrica GEN36	FV	GEN	400.0	jun-19
12	Central Eléctrica GEN37	FV	GEN	300.0	jun-19
13	Central Eléctrica GEN40	FV	GEN	150.0	jun-19
14	Central Eléctrica GEN47	GEO	GEN	25.0	jun-19
15	Central Eléctrica GEN48	FV	GEN	100.0	jun-19
16	Central Eléctrica GEN49	FV	GEN	29.7	jun-19
17	Central Eléctrica GEN50	FV	GEN	100.0	jun-19
18	Central Eléctrica PP6	FV	PP	30.0	jun-19
19	Central Eléctrica GEN64	FV	GEN	300.0	nov-19
20	Central Eléctrica GEN65	BIO	GEN	2.9	dic-19
21	Central Eléctrica AUT27	FV	AUT	30.0	dic-19
22	Central Eléctrica AUT28	EO	AUT	63.0	dic-19
23	Central Eléctrica GEN66	FV	GEN	6.2	dic-19
24	Central Eléctrica GEN67	COGEF	GEN	1.0	dic-19
25	Central Eléctrica GEN68	FV	GEN	80.3	dic-19

... Continuación

Cuadro 9.3. Proyectos de generación que cumplen los criterios de firmeza para la Gerencia de Control Regional Occidental

Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (MW)	Fecha de entrada
26	Central Eléctrica PP11	HID	PP	15.0	dic-19
27	Central Eléctrica AUT29	BIO	AUT	2.8	dic-19
28	Central Eléctrica PP12	FV	PP	40.0	dic-19
29	Central Eléctrica AUT30	FV	AUT	30.0	dic-19
30	Central Eléctrica PP13	FV	PP	30.0	dic-19
31	Central Eléctrica AUT32	EO	AUT	106.0	mar-20
32	Central Eléctrica AUT34	FV	AUT	40.0	jun-20
33	Central Eléctrica GEN96	FV	GEN	270.0	jun-20
34	Central Eléctrica GEN125	FV	GEN	200.0	jun-20
35	Central Eléctrica AUT36	EO	AUT	64.0	jul-20
36	Central Eléctrica GEN106	CC	GEN	874.0	dic-20
37	Central Eléctrica AUT37	EO	AUT	76.0	dic-20
38	Central Eléctrica AUT38	EO	AUT	40.0	dic-20
39	Central Eléctrica AUT39	EO	AUT	30.0	dic-20
40	Central Eléctrica GEN107	FV	GEN	200.0	dic-20
41	Central Eléctrica GEN108	FV	GEN	95.0	dic-20
42	Central Eléctrica GEN110	FV	GEN	89.0	ene-21
43	Central Eléctrica AUT40	EO	AUT	71.0	ene-21
44	Central Eléctrica GEN114	FV	GEN	150.0	jun-21
Total				4,548.4	

FV	Fotovoltaica	GEN	Permiso como Generador al amparo de la LIE
COGEF	Cogeneración Eficiente	PP	Permiso como Pequeño Productor de Energía
CC	Ciclo Combinado	AUT	Permiso como Autoabastecedor de Energía
CI	Combustión Interna		
GEO	Geotérmica		
BIO	Bioenergía		
EO	Eólica		
HID	Hidroeléctrica		

Figura 9.4. Proyectos Instruidos en la RNT de la Gerencia de Control Regional Noroeste

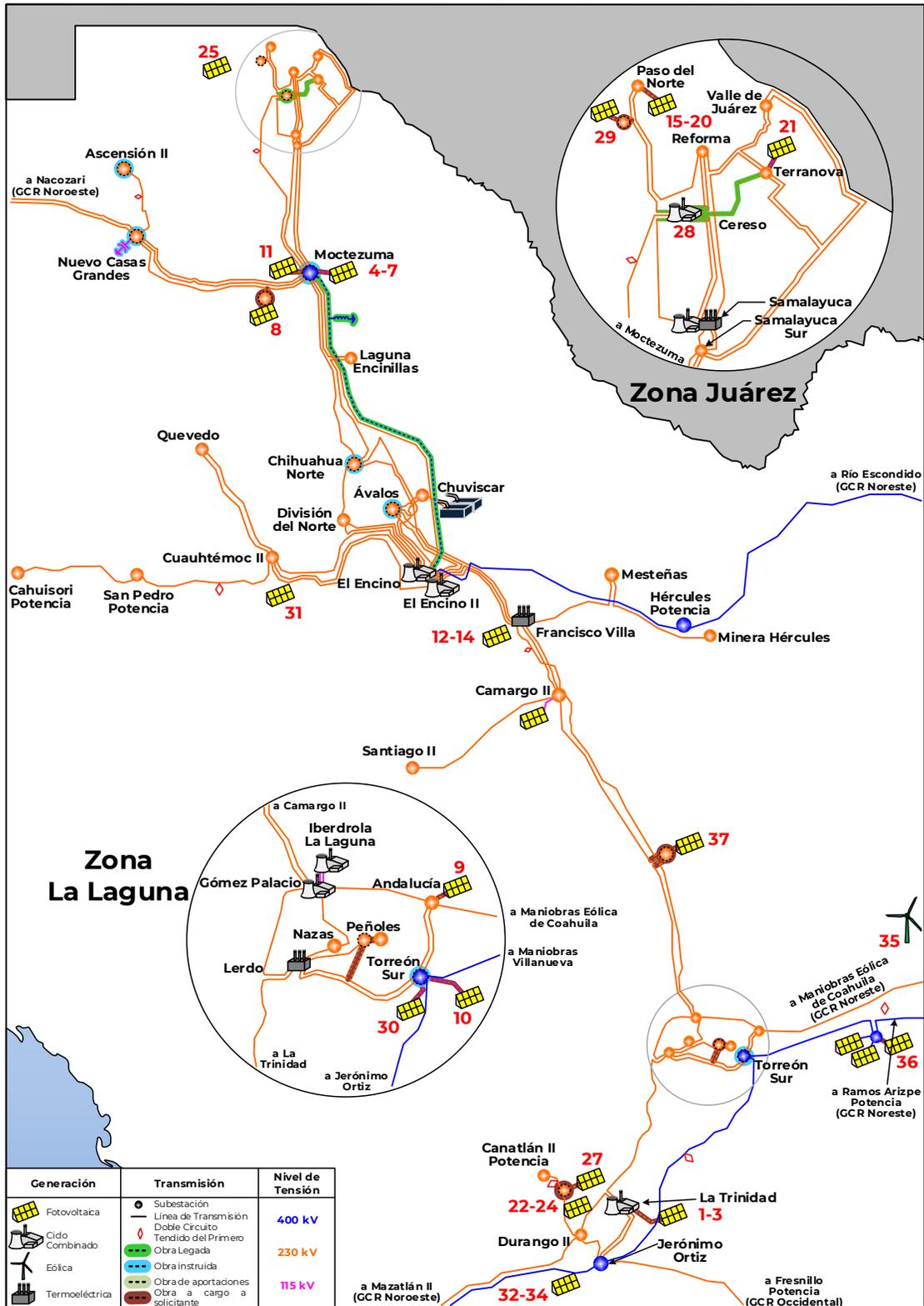


Cuadro 9.4. Proyectos de generación que cumplen los criterios de firmeza para la Gerencia de Control Regional Noroeste

Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (MW)	Fecha de entrada
1	Central Eléctrica AUT1	FV	AUT	125.0	ene-19
2	Central Eléctrica GEN12	FV	GEN	125.0	feb-19
3	Central Eléctrica GEN20	FV	GEN	90.0	mar-19
4	Central Eléctrica AUT2	FV	AUT	21.6	mar-19
5	Central Eléctrica AUT3	FV	AUT	25.0	abr-19
6	Central Eléctrica PIE2	CC	PIE	887.4	abr-19
7	Central Eléctrica GEN28	CC	GEN	783.0	may-19
8	Central Eléctrica GEN29	CC	GEN	791.2	may-19
9	Central Eléctrica AUT9	FV	AUT	100.0	jun-19
10	Central Eléctrica GEN41	FV	GEN	180.0	jun-19
11	Central Eléctrica GEN42	FV	GEN	137.5	jun-19
12	Central Eléctrica AUT19	FV	AUT	10.0	sep-19
13	Central Eléctrica GEN63	EO	GEN	2.0	oct-19
14	Central Eléctrica PIE4	CC	PIE	765.8	ene-20
15	Central Eléctrica GEN91	FV	GEN	200.0	jun-20
16	Central Eléctrica GEN92	FV	GEN	99.0	jun-20
17	Central Eléctrica GEN93	FV	GEN	99.0	jun-20
18	Central Eléctrica GEN94	FV	GEN	100.0	jun-20
19	Central Eléctrica GEN103	FV	GEN	110.0	oct-20
Total				4,651.5	

FV	Fotovoltaica	AUT	Permiso como Autoabastecedor de Energía
CC	Ciclo Combinado	GEN	Permiso como Generador al amparo de la LIE
EO	Eólica	PIE	Productor Independiente de Energía

Figura 9.5. Proyectos Instruidos en la RNT de la Gerencia de Control Regional Norte



Cuadro 9.5. Proyectos de generación que cumplen los criterios de firmeza para la Gerencia de Control Regional Norte

Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (MW)	Fecha de entrada
1	Central Eléctrica GEN2	FV	GEN	30.0	ene-19
2	Central Eléctrica GEN3	FV	GEN	30.0	ene-19
3	Central Eléctrica GEN4	FV	GEN	30.0	ene-19
4	Central Eléctrica PP1	FV	PP	30.0	mar-19
5	Central Eléctrica PP2	FV	PP	30.0	mar-19
6	Central Eléctrica PP3	FV	PP	30.0	mar-19
7	Central Eléctrica PP4	FV	PP	30.0	mar-19
8	Central Eléctrica GEN21	FV	GEN	148.0	mar-19
9	Central Eléctrica GEN24	FV	GEN	82.3	abr-19
10	Central Eléctrica GEN25	FV	GEN	101.3	abr-19
11	Central Eléctrica GEN30	FV	GEN	150.0	may-19
12	Central Eléctrica AUT10	FV	AUT	4.0	jun-19
13	Central Eléctrica AUT11	FV	AUT	7.0	jun-19
14	Central Eléctrica AUT12	FV	AUT	4.0	jun-19
15	Central Eléctrica AUT13	FV	AUT	30.3	jun-19
16	Central Eléctrica AUT14	FV	AUT	30.3	jun-19
17	Central Eléctrica AUT15	FV	AUT	30.3	jun-19
18	Central Eléctrica AUT16	FV	AUT	30.3	jun-19
19	Central Eléctrica AUT17	FV	AUT	30.3	jun-19
20	Central Eléctrica AUT18	FV	AUT	30.3	jun-19
21	Central Eléctrica GEN43	FV	GEN	80.0	jun-19
22	Central Eléctrica GEN44	FV	GEN	23.0	jun-19
23	Central Eléctrica GEN45	FV	GEN	10.0	jun-19
24	Central Eléctrica GEN46	FV	GEN	15.0	jun-19
25	Central Eléctrica GEN56	FV	GEN	30.0	jul-19
26	Central Eléctrica GEN57	FV	GEN	2.0	jul-19
27	Central Eléctrica GEN62	FV	GEN	100.2	sep-19
28	Central Eléctrica PIE3	CC	PIE	906.7	sep-19
29	Central Eléctrica AUT20	FV	AUT	150.0	nov-19
30	Central Eléctrica AUT26	FV	AUT	30.0	dic-19
31	Central Eléctrica GEN75	FV	GEN	21.5	feb-20
32	Central Eléctrica GEN76	FV	GEN	21.5	feb-20
33	Central Eléctrica GEN77	FV	GEN	21.5	feb-20
34	Central Eléctrica AUT35	EO	AUT	50.0	jun-20
35	Central Eléctrica GEN95	FV	GEN	150.0	jun-20
36	Central Eléctrica GEN102	FV	GEN	130.0	jul-20
Total				2,629.8	

FV Fotovoltaica

CC Ciclo Combinado

EO Eólica

GEN

Permiso como Generador al amparo de la LIE

PP

Permiso como Pequeño Productor de Energía

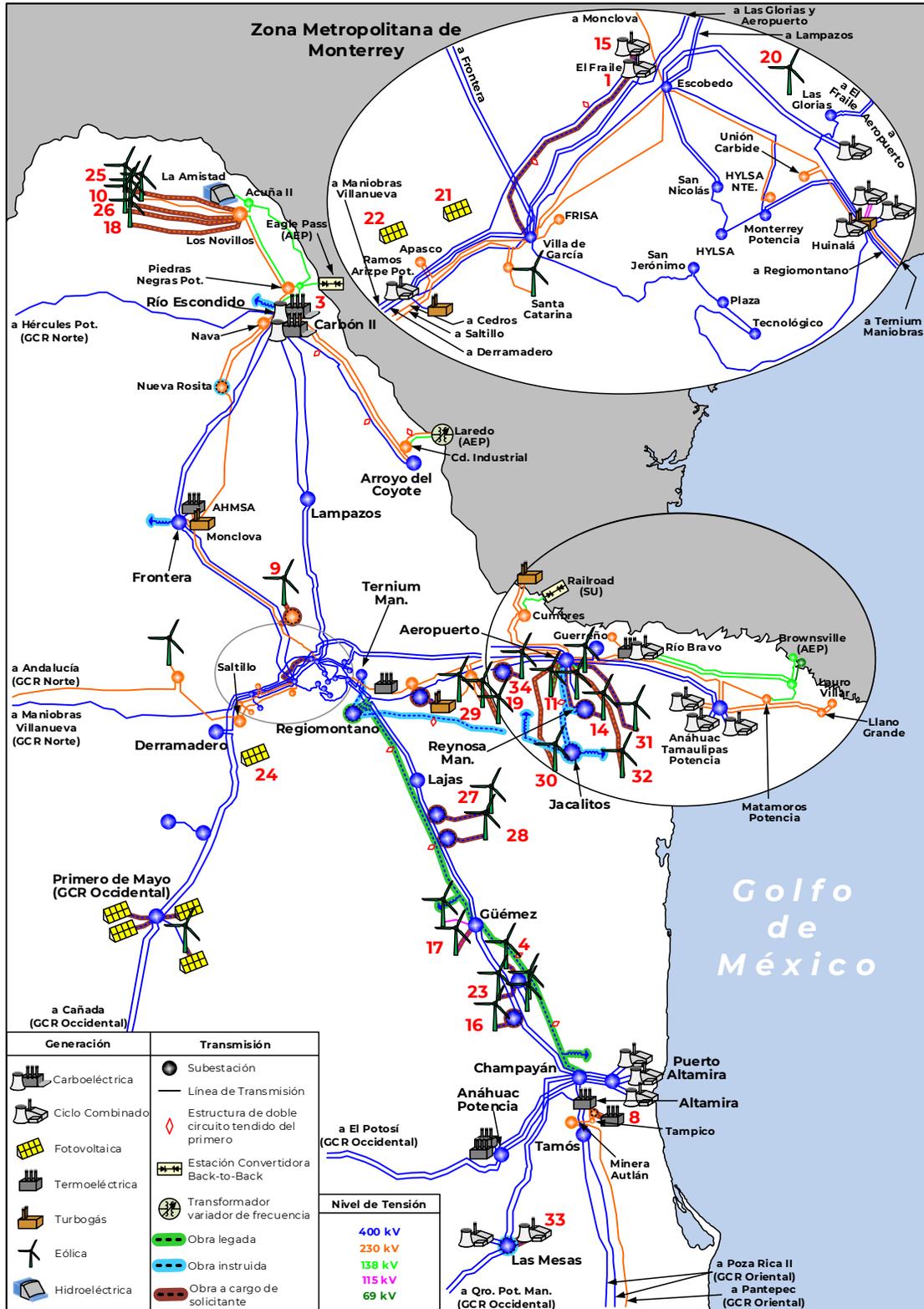
AUT

Permiso como Autoabastecedor de Energía

PIE

Productor Independiente de Energía

Figura 9.6. Proyectos Instruidos en la RNT de la Gerencia de Control Regional Noreste



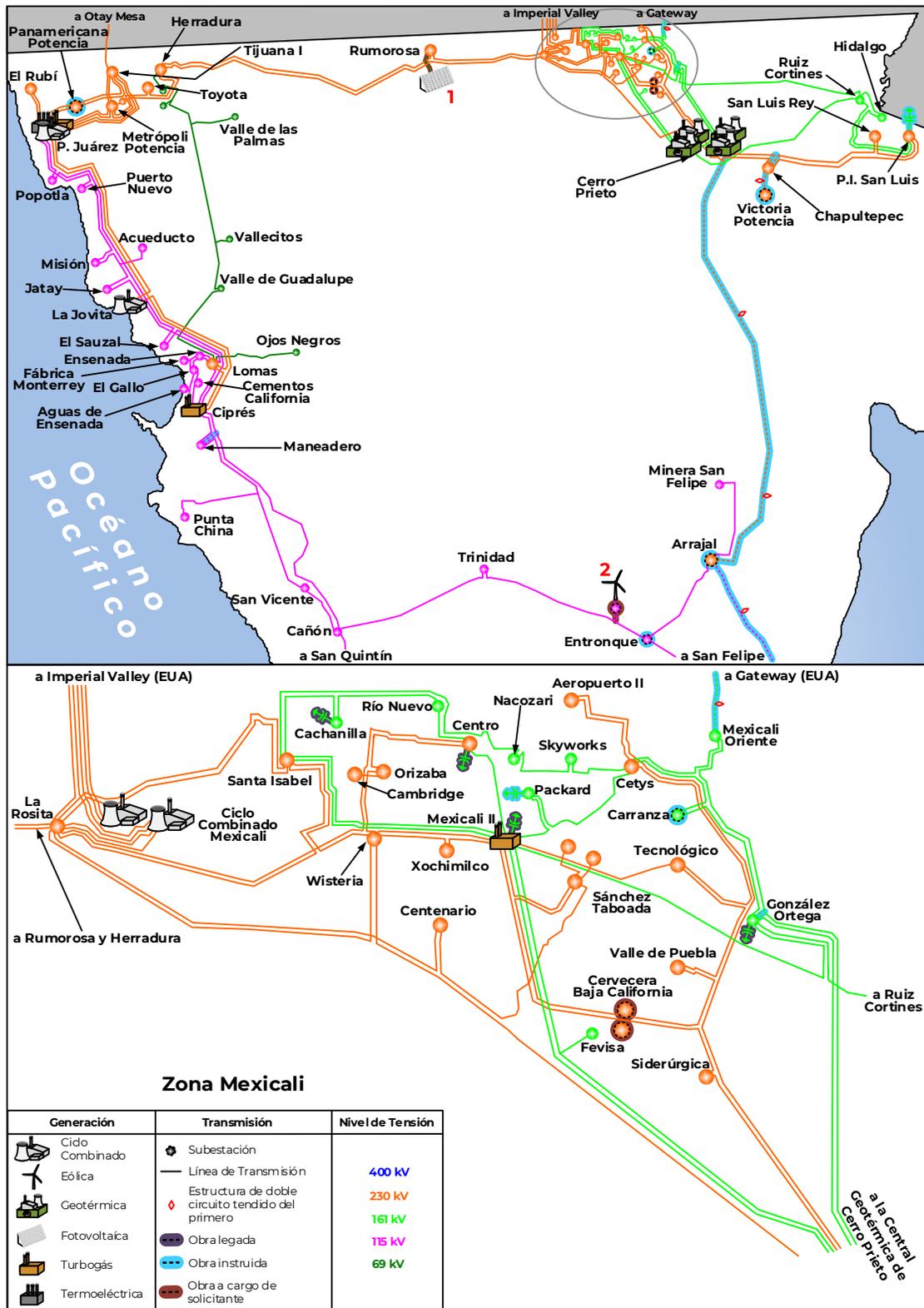
Cuadro 9.6. Proyectos de generación que cumplen los criterios de firmeza para la Gerencia de Control Regional Noreste

Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (MW)	Fecha de entrada
1	Central Eléctrica PIE1	CC	PIE	857.2	ene-19
2	Central Eléctrica COG1	COGEF	COG	1.0	ene-19
3	Central Eléctrica GEN10	CAR	GEN	128.8	feb-19
4	Central Eléctrica GEN11	EO	GEN	49.5	feb-19
5	Central Eléctrica GEN17	CI	GEN	7.9	mar-19
6	Central Eléctrica GEN18	CI	GEN	4.9	mar-19
7	Central Eléctrica GEN19	COGEF	GEN	22.7	mar-19
8	Central Eléctrica COG2	COGEF	COG	350.0	abr-19
9	Central Eléctrica GEN34	EO	GEN	250.0	jun-19
10	Central Eléctrica GEN35	EO	GEN	99.0	jun-19
11	Central Eléctrica GEN38	EO	GEN	99.0	jun-19
12	Central Eléctrica GEN39	COGEF	GEN	1.0	jun-19
13	Central Eléctrica AUT8	FV	AUT	2.0	jun-19
14	Central Eléctrica GEN59	EO	GEN	431.0	sep-19
15	Central Eléctrica GEN60	CC	GEN	949.8	sep-19
16	Central Eléctrica GEN61	EO	GEN	300.0	sep-19
17	Central Eléctrica AUT21	EO	AUT	118.0	dic-19
18	Central Eléctrica AUT22	EO	AUT	200.0	dic-19
19	Central Eléctrica AUT23	EO	AUT	117.0	dic-19
20	Central Eléctrica AUT24	EO	AUT	42.0	dic-19
21	Central Eléctrica PP9	FV	PP	30.0	dic-19
22	Central Eléctrica AUT25	FV	AUT	50.0	dic-19
23	Central Eléctrica GEN79	EO	GEN	95.7	mar-20
24	Central Eléctrica GEN85	FV	GEN	100.0	jun-20
25	Central Eléctrica GEN86	EO	GEN	99.0	jun-20
26	Central Eléctrica GEN87	EO	GEN	150.0	jun-20
27	Central Eléctrica GEN88	EO	GEN	300.0	jun-20
28	Central Eléctrica GEN89	EO	GEN	198.0	jun-20
29	Central Eléctrica GEN90	TG	GEN	550.0	jun-20
30	Central Eléctrica GEN104	EO	GEN	269.0	dic-20
31	Central Eléctrica GEN105	EO	GEN	138.0	dic-20
32	Central Eléctrica AUT41	EO	AUT	168.0	mar-21
33	Central Eléctrica GEN113	CC	GEN	500.0	may-21
34	Central Eléctrica GEN115	EO	GEN	250.0	jun-21
35	Central Eléctrica GEN124	EO	AUT	171.0	jun-20
Total				7,099.5	

CC Ciclo Combinado
COGEF Cogeneración Eficiente
CAR Carboeléctrica
EO Eólica
CI Combustión Interna
FV Fotovoltaica
TG Turbogás

PIE Productor Independiente de Energía
COG Permiso como Cogenerador Eficiente
GEN Permiso como Generador al amparo de la LIE
AUT Permiso como Autoabastecedor de Energía
PP Permiso como Pequeño Productor de Energía

Figura 9.7. Proyectos Instruidos en la RNT de la Gerencia de Control Regional Baja California

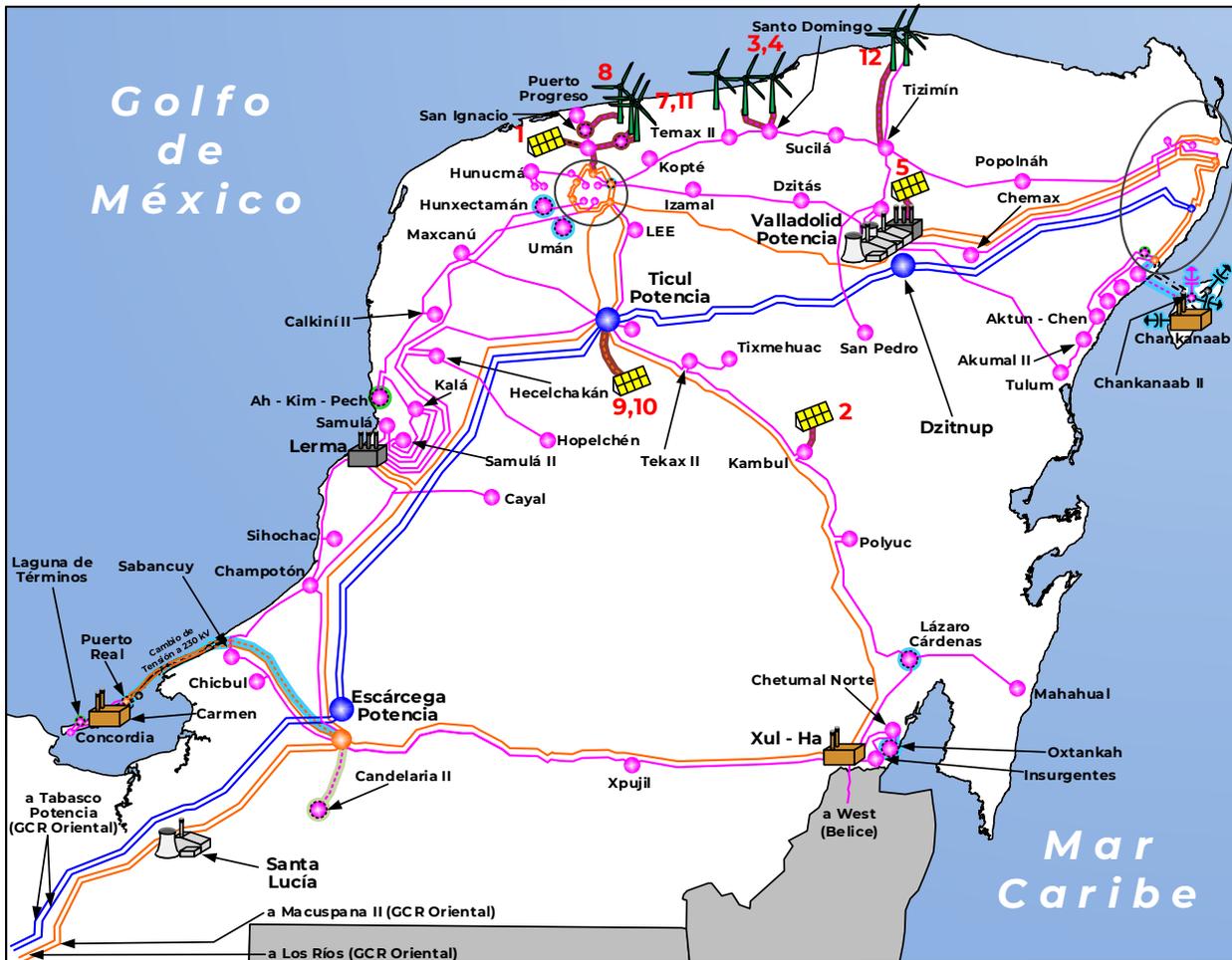


Cuadro 9.7. Proyectos de generación que cumplen los criterios de firmeza para la Gerencia de Control Regional Baja California

Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (MW)	Fecha de entrada
1	Central Eléctrica GEN26	FV	GEN	41.0	may-19
2	Central Eléctrica AUT33	EO	AUT	30.0	jun-20
Total				71.0	

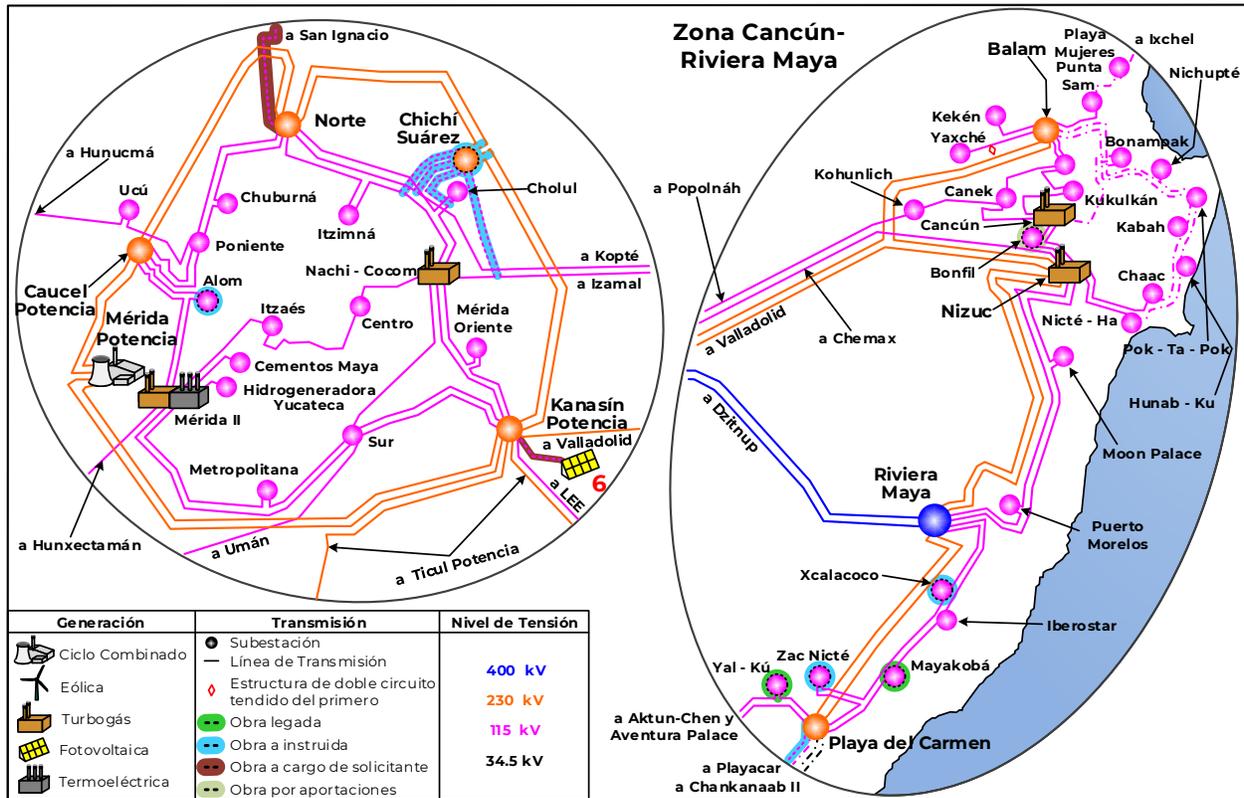
FV	Fotovoltaica	GEN	Permiso como Generador al amparo de la LIE
EO	Eólica	AUT	Permiso como Autoabastecedor de Energía

Figura 9.8. Proyectos Instruidos en la RNT de la Gerencia de Control Regional Peninsular



... Continuación

Figura 9.8. Proyectos Instruidos en la RNT de la Gerencia de Control Regional Peninsular

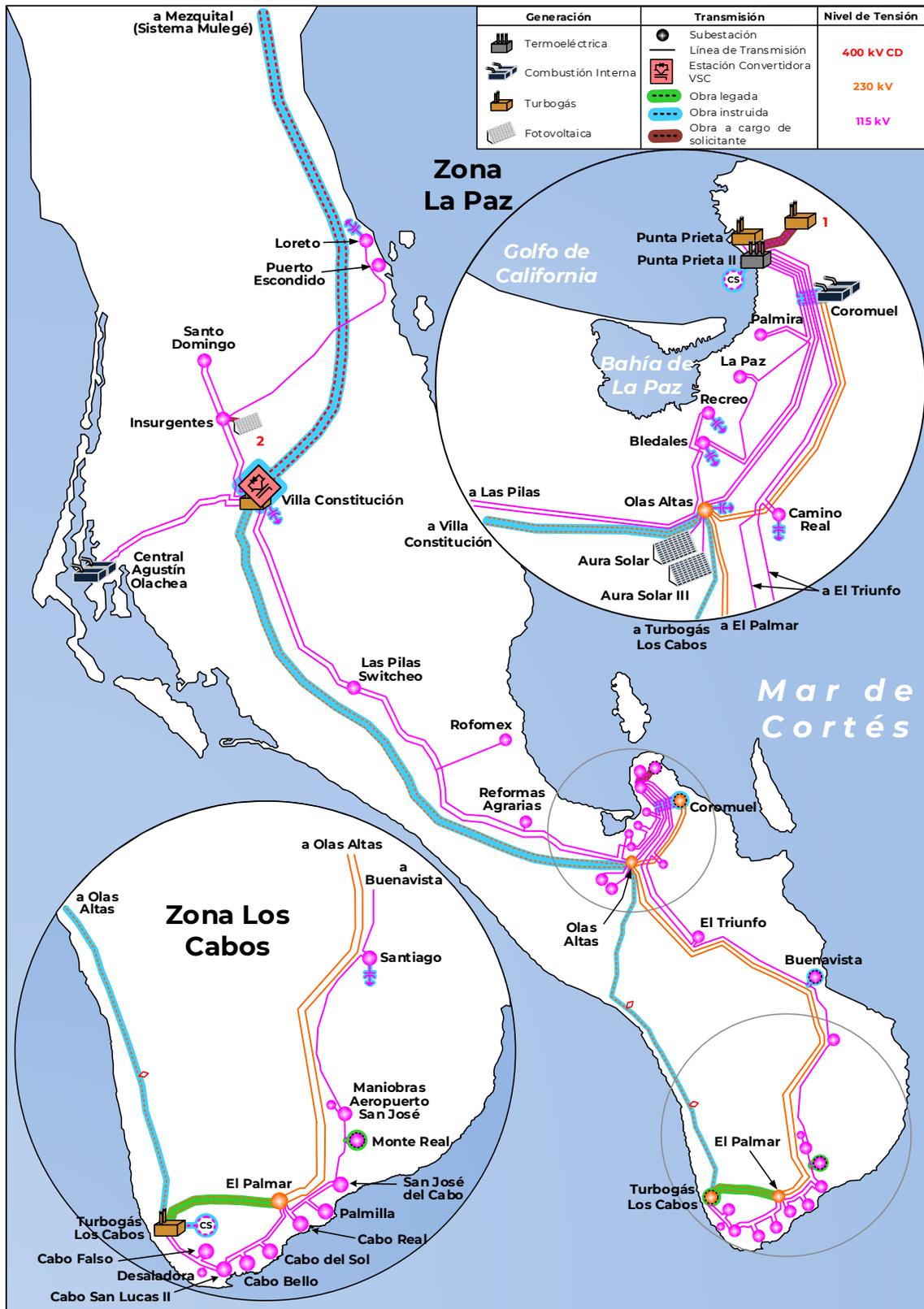


Cuadro 9.8. Proyectos de generación que cumplen los criterios de firmeza para la Gerencia de Control Regional Peninsular

Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (MW)	Fecha de entrada
1	Central Eléctrica GEN9	FV	GEN	18.0	ene-19
2	Central Eléctrica GEN53	FV	GEN	30.0	jun-19
3	Central Eléctrica GEN70	EO	GEN	30.0	dic-19
4	Central Eléctrica GEN71	EO	GEN	30.0	dic-19
5	Central Eléctrica GEN74	FV	GEN	70.0	ene-20
6	Central Eléctrica AUT31	FV	AUT	30.0	ene-20
7	Central Eléctrica GEN100	EO	GEN	70.4	jun-20
8	Central Eléctrica GEN101	EO	GEN	90.0	jun-20
9	Central Eléctrica GEN111	FV	GEN	189.0	ene-21
10	Central Eléctrica GEN112	FV	GEN	94.3	ene-21
11	Central Eléctrica GEN116	EO	GEN	87.8	jun-21
12	Central Eléctrica GEN123	EO	GEN	75.6	ene-24
Total				815.1	

FV Fotovoltaica GEN Permiso como Generador al amparo de la LIE
 EO Eólica PP Permiso como Pequeño Productor de Energía
 AUT Permiso como Autoabastecedor de Energía

Figura 9.9. Proyectos Instruidos en la RNT del Sistema Baja California Sur



Cuadro 9.9. Proyectos de generación que cumplen los criterios de firmeza para el Sistema Baja California Sur

Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (MW)	Fecha de entrada
1	Central Eléctrica GEN58	TG	GEN	100.0	sep-19
2	Central Eléctrica GEN72	FV	GEN	23.0	ene-20
Total				123.0	

TG Turbogás GEN Permiso como Generador al amparo de la LIE
FV Fotovoltaica

Figura 9.10. Proyectos Instruidos en la RNT del Sistema Mulegé



Cuadro 9.10. Proyectos de generación que cumplen los criterios de firmeza para el Sistema Mulegé

Núm.	Nombre	Tipo	Contrato	Capacidad Bruta (MW)	Fecha de entrada
1	Central Eléctrica GEN83	CI	GEN	3.8	jun-20
2	Central Eléctrica GEN84	CI	GEN	3.8	jun-20
Total				7.6	

CI Combustión Interna GEN Permiso como Generador al amparo de la LIE

Proyectos de Ampliación de la RNT instruidos por la SENER hasta 2018

Como se establece en la LIE, la SENER tiene la facultad de instruir a la Comisión Federal de Electricidad a que construya determinados proyectos de infraestructura eléctrica. También, la SENER tiene la facultad para llevar a cabo licitaciones privadas para la construcción y operación de infraestructura eléctrica, donde una vez terminado el contrato, los activos pasarán a la posesión del Estado.

Desde 2015, a partir de la entrada en vigor de la Ley de la Industria Eléctrica, 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 en Sistema Eléctrico Nacional para el suministro de energía en el mediano plazo.

En el cuadro 9.11 se presenta un resumen de todos los proyectos instruidos en cada año por la SENER (2015 a 2018), en donde se incluye el

avance constructivo reportado por CFE Transmisión. Se indican aquellos que fueron instruidos previamente por la SENER.

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, como se muestra en el cuadro 9.11.

En este ciclo de planeación se han cancelado 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 Comisión Federal de Electricidad y fue instruido en 2015.

El proceso de licitación del segundo proyecto estaba a cargo de la Secretaría de Energía.

Cuadro 9.II. Proyectos de ampliación de la RNT instruidos por la SENER

Proyecto	Fecha Necesaria	Reporte de Comisión Federal de Electricidad (oficio CRTE-354 CFE Transmisión)		Año de instrucción de la SENER a la CFE para su construcción				Comentario
		Fecha Factible de Término	Avance constructivo (%)	2015	2016	2017	2018	
Compensación Capacitiva Baja California - Baja California Sur - Noroeste	abr-17	feb-21	0	X				En 2017 se modificó alcance
Compensación Capacitiva Occidente	abr-19	feb-21	0	X				Se modifica alcance
Línea de Transmisión Corriente Alterna en Tapachula Chiapas	abr-17	dic-23	0	X			X	
Línea de Transmisión Corriente Alterna en Puebla	-	-	-	X				Obra Cancelada
Línea de Transmisión Corriente Directa Tehuantepec - Valle de México	-	-	-	X				Licitación Cancelada por CFE. Oficio SEP/010/2019 Subdirección de Estructuración de Proyectos de CFE
Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar - Chankanaab II	mar-24	mar-24	0	X			X	
Dos Bocas Banco 7	-	-	-	X				Instruido en 2015, posteriormente cambia de alcance como proyecto Olmeca Banco 1
Enlace asíncrono Back to Back de 150 MW en Nogales, Sonora - Arizona EUA.	abr-19	jul-21	0		X			
Red de transmisión para el aprovechamiento de los recursos eólicos de Tamaulipas (Red de transmisión Reynosa - Monterrey)	abr-21	abr-24	0		X		X	
Chichí Suárez Banco 1	mar-20	oct-21	0		X	X		
Zona La Laguna	abr-23	abr-23	0		X	X		Se modifica alcance
Guadalajara Industrial	abr-19	sep-21	0		X			
Potrerrillos Banco 4	abr-19	ago-21	0		X	X		
Interconexión Baja California - SIN	-	-	-					SENER canceló la Licitación Pública Internacional LT/SENER-01-2018 en febrero de 2019
Alvarado II y San Andrés II MVar	abr-16	dic-20	0			X		
Amozoc y Acatzingo MVar	abr-18	dic-20	0			X		
Ascensión II Banco 2	abr-18	nov-20	0			X		
Donato Guerra MVar (traslado de los reactores 1 y 2 de Temascal II)	dic-15	ene-21	0			X		
El Arrajal Banco 1 y Red Asociada	abr-22	ago-22	0			X		

... Continuación

Cuadro 9.11. Proyectos de ampliación de la RNT instruidos por la SENER

Proyecto	Fecha Necesaria	Reporte de Comisión Federal de Electricidad (oficio CRTE-354 CFE Transmisión)		Año de instrucción de la SENER a la CFE para su construcción				Comentario
		Fecha Factible de Término	Avance constructivo (%)	2015	2016	2017	2018	
El Carrizo MVAR (traslado)	abr-18	dic-20	0			X		
El Habal Banco 2 (traslado)	abr-19	dic-20	0			X		
Esfuerzo MVAR	abr-19	feb-21	0			X		
Compensación Reactiva Inductiva en Esperanza	oct-18	ene-21	0			X		
Frontera Comalapa MVAR	abr-17	ene-21	0			X		
Interconexión Baja California - Imperial Irrigation District	may-21	may-21	0			X		
Incremento de Capacidad de Transmisión entre las Regiones Puebla-Temascal, Temascal-Coatzacoalcos, Temascal-Grijalva y Grijalva-Tabasco y Temascal - Ixtepec (Reemplazo de equipamiento en subestaciones)	abr-19	ago-21	0			X		
Izúcar de Matamoros MVAR	abr-16	dic-20	0			X		
Kilómetro 110 - Tulancingo	sep-16	jul-21	0			X		
Maneadero entronque Ciprés - Cañón	abr-17	sep-21	0			X		
Compensación Reactiva Inductiva en Seri	oct-18	abr-21	0			X		
Interconexión Sistema Interconectado Nacional - Baja California Sur	abr-22	abr-23	0			X		Proyecto en SHCP, fecha no definida,
Suministro de energía en Oaxaca y Huatulco (Jalapa de Díaz - Oaxaca Potencia, San Jacinto Tlacotepec - Pinotepa Nacional y Ciénega MVAR)	abr-16 y abr-21	jul-22	0			X		
Tabasco Potencia MVAR (traslado de reactor 9 de Temascal II)	dic-17	feb-21	0			X		
Querétaro I Banco 1 (sustitución)	abr-20	dic-20	0			X		
Compensación Capacitiva Isla de Cozumel	abr-18	abr-22	0				X	
Puerto Real Bancos 1 y 2	ene-18 y abr-21	abr-22	0				X	
Línea de transmisión Deportiva - Toluca	dic-22	dic-22	0				X	
Línea de transmisión Atlacomulco Potencia - Almoloya	abr-18	jul-21	0				X	
Las Mesas Banco 1	abr-21	abr-22	0				X	
Traslado de Reactores en el Noreste	nov-18	sep-20	0				X	

... Continuación

Cuadro 9.11. Proyectos de ampliación de la RNT instruidos por la SENER

Proyecto	Fecha Necesaria	Reporte de Comisión Federal de Electricidad (oficio CRTE-354 CFE Transmisión)		Año de instrucción de la SENER a la CFE para su construcción				Comentario
		Fecha Factible de Término	Avance constructivo (%)	2015	2016	2017	2018	
Jiménez, Las Norias y San Fernando MVAR	abr-18	may-22	0				X	
Nueva Rosita Banco 2	abr-23	abr-23	0				X	
Olmeca Banco 1	abr-17	dic-22	0				X	
Tlaltizapán Potencia Banco 1	-	-	0				X	Proyecto en revisión con cambio de alcance, derivado de la cancelación de la licitación del proyecto Línea de Transmisión Corriente Directa Tehuantepec - Valle de México
Línea de Transmisión La Malinche - Altzayanca Maniobras	jun-20	dic-21	0				X	
Quilá MVAR (traslado)	abr-18	jul-20	0				X	
Chihuahua Norte Banco 5	abr-18	dic-22	0				X	
Nuevo Casas Grandes Banco 3	abr-18	dic-22	0				X	
Francisco Villa Banco 3	abr-23	abr-23	0				X	
Irapuato II Banco 3 (traslado)	abr-18	abr-22	0				X	
San Luis Potosí Banco 3 (traslado)	abr-19	sep-20	0				X	
Querétaro Potencia Banco 4	abr-20	jun-22	0				X	
León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III	abr-21	jun-22	0				X	
Compensación capacitiva en la zona Querétaro	abr-21	jun-22	0				X	
Compensación capacitiva en la zona Zacatecas	abr-21	nov-22	0				X	
Compensación capacitiva en la zona Guadalajara	abr-21	abr-21	0				X	
Línea de transmisión Conín - Marqués Oriente y San Ildefonso - Tepeyac	abr-20	feb-22	0				X	
Línea de transmisión Silao Potencia - Las Colinas	abr-22	abr-22	0				X	
Expansión de las zonas Uruapan y Apatzingán	abr-21	ago-22	0				X	
Enlace Tepic II - Cerro Blanco	abr-18	sep-20	0				X	

... Continuación

Cuadro 9.11. Proyectos de ampliación de la RNT instruidos por la SENER

Proyecto	Fecha Necesaria	Reporte de Comisión Federal de Electricidad (oficio CRTE-354 CFE Transmisión)		Año de instrucción de la SENER a la CFE para su construcción				Comentario
		Fecha Factible de Término	Avance constructivo (%)	2015	2016	2017	2018	
Valle de Mezquital Banco 1 (traslado)	abr-20	feb-22	0				X	
Loreto y Villa Hidalgo MVAR	abr-20	ago-21	0				X	
Panamericana Potencia Banco 3	abr-21	abr-22	0				X	
Chapultepec entronque Cerro Prieto II - San Luis Rey	abr-21	abr-21	0				X	
Loreto MVAR	abr-19	jun-22	0				X	
Camino Real MVAR	abr-19	jun-22	0				X	
Frontera entronque Industrial - Universidad	abr-21	may-21	0				X	
Rubí entronque Cárdenas - Guerrero	abr-19	abr-21	0				X	
Recreo MVAR	abr-21	abr-21	0				X	
Santa Rosalía Banco 2	abr-18	abr-22	0				X	
Mezquital MVAR (traslado)	abr-18	jul-20	0				X	

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 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	feb-21	Baja California
Parque industrial San Luis MVar	Capacitor	161	21.0	abr-17	feb-21	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	feb-21	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	feb-21	Baja California
Río MVar	Capacitor	69	16.0	abr-17	feb-21	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	feb-21	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	jun-21	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	feb-21	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	feb-21	Occidental
Santa Fe II MVar /23	Capacitor	115	30.0	abr-19	feb-21	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	feb-21	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	feb-21	Occidental
Dolores Hidalgo MVar	Capacitor	115	22.5	abr-19	feb-21	Occidental
La Fragua MVar	Capacitor	115	22.5	abr-19	feb-21	Occidental
La Griega MVar	Capacitor	115	22.5	abr-19	feb-21	Occidental
Querétaro Oriente MVar	Capacitor	115	22.5	abr-19	feb-21	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	feb-21	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	dic-23	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	dic-23	Oriental
Total			75.0			

P15-PE1 Línea de Transmisión en 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 - Playacar / 12	115	1	2.5	mar-24	mar-24	Peninsular
Playacar - Chankanaab II / 9	115	1	25.0	mar-24	mar-24	Peninsular
Total			27.5			

9/ Cable Submarino

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Chankanaab II Bancos 3 y 4 (SF6)	2	T	120.0	115/34.5	mar-24	mar-24	Peninsular
Total			120.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Chankanaab II MVAr	Capacitor	115	30.0	mar-24	mar-24	Peninsular
Total			30.0			

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	jul-21	Noroeste
Nogales Aeropuerto - Back To Back Nogales (EUA) Tramo 2 / 3	230	2	11.0	abr-19	jul-21	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	jul-21	Noroeste
Total			35.0			

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	oct-21	Peninsular
Chichí Suárez entronque Nachi-Cocom - Cholul / 41	115	4	7.6	mar-20	oct-21	Peninsular
Chichí Suárez entronque Nachi-Cocom - Itzimná / 13	115	4	7.6	mar-20	oct-21	Peninsular
Chichí Suárez entronque Nachi-Cocom - Izamal / 13	115	4	16.0	mar-20	oct-21	Peninsular
Chichí Suárez entronque Norte - Kopté / 41	115	4	6.0	mar-20	oct-21	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	oct-21	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 - California / 23	115	1	5.3	abr-23	abr-23	Norte
Torreón Sur - Torreón Oriente / 23	115	1	11.4	abr-23	abr-23	Norte
Total			16.7			

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 / 23	3	AT	375.0	400/230	abr-23	abr-23	Norte
Total			375.0				

AT. Autotransformador

23/ Proyecto con cambio de alcance

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 - Bugambillas (tramo 1) / 25	230	4	4.5	abr-19	sep-21	Occidental
Guadalajara Industrial - Bugambillas (tramo 2) / 3	69	2	4.5	abr-19	sep-21	Occidental
Guadalajara Industrial - Bugambillas (tramo 3) / 5	69	1	1.8	abr-19	sep-21	Occidental
Guadalajara Industrial - Las Pintas	69	1	2.9	abr-19	sep-21	Occidental
Guadalajara Industrial entronque Miravalle - Álamos, Higuierillas - Álamos	69	2	9.0	abr-19	sep-21	Occidental
Santa Cruz - Parques Industriales	69	1	1.7	abr-19	sep-21	Occidental
Santa Cruz entronque San Agustín - Acatlán	69	2	0.2	abr-19	sep-21	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	sep-21	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
Potreriños - San Roque / 3	115	2	8.0	abr-19	ago-21	Occidental
Potreriños 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
León III Banco 3 (traslado)	4	AT	133.3	230/115	abr-19	ago-21	Occidental
Potreriños Banco 4	4	T	500.0	400/115	abr-19	ago-21	Occidental
Total			633.3				

AT. Autotransformador

T. Transformador

116-NE3 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	abr-24	Noreste
Jacalitos - Regiomontano /3	400	2	180.0	abr-21	abr-24	Noreste
Reynosa Maniobras - Jacalitos	400	2	66.0	abr-21	abr-24	Noreste
Ternium Maniobras - Regiomontano /3	400	2	30.0	abr-21	abr-24	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	abr-24	Noreste
Jacalitos MVar (reactor de línea)	Reactor	400	66.6	abr-21	abr-24	Noreste
Total			200.0			

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	dic-20	Oriental
San Andrés II MVar	Capacitor	115	7.5	abr-16	dic-20	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	dic-20	Oriental
Amozoc MVar	Capacitor	115	15.0	abr-18	dic-20	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	nov-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	nov-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	ene-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	ago-22	Baja California
El Arrajal - San Felipe / 3	115	2	50.0	abr-22	ago-22	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	ago-22	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	dic-20	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-20	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	feb-21	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	ene-21	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	ene-21	Oriental
Total			7.5			

P17-BCI Interconexión BC-IID en Mexicali Oriente

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
González Ortega entronque Mexicali Oriente - Cerro Prieto IV / 3	161	2	0.6	may-21	may-21	Baja California
Mexicali Oriente - Punto de Interconexión Frontera (Gateway) / 3, 39	161	2	3.0	may-21	may-21	Baja California
Total			3.6			

3/ Tendido del primer circuito
39/ Dos conductores por fase

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	ago-21	Oriental
Puebla II compensación serie Bancos 1 y 2 (A3910 y A3920) / 21	Capacitor	400	532.2	abr-19	ago-21	Oriental
Temascal II compensación serie Bancos 1 y 2 (A3260 y A3360) / 21	Capacitor	400	885.6	abr-19	ago-21	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	dic-20	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	jul-21	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	sep-21	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	abr-21	Noroeste
Total			116.6			

P16-BSI Interconexión Sistema Interconectado Nacional - Baja California Sur

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Coromuel entronque Punta Prieta - La Paz	115	2	4.0	abr-22	abr-23	Baja California Sur
Coromuel entronque Punta Prieta II - Palmira	115	2	4.0	abr-22	abr-23	Baja California Sur
Olas Altas - Central Diésel Los Cabos / 3	230	2	130.0	abr-22	abr-23	Baja California Sur
Villa Constitución - Olas Altas	230	2	394.0	abr-22	abr-23	Baja California Sur
El Infiernito - Bahía de Kino / 6, 9	± 400	2	210.0	abr-22	abr-23	Mulegé
El Infiernito - Mezquital / 6	± 400	2	300.0	abr-22	abr-23	Mulegé
Mezquital - Villa Constitución / 6	± 400	2	698.0	abr-22	abr-23	Mulegé
Bahía de Kino - Esperanza / 6	± 400	2	100.0	abr-22	abr-23	Noroeste
Esperanza - Seri	400	2	110.0	abr-22	abr-23	Noroeste
Total			1,950.0			

3/ Tendido del primer circuito

6/ Corriente Directa

9/ Cable Submarino

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Coromuel Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-22	abr-23	Baja California Sur
Villa Constitución Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-22	abr-23	Baja California Sur
Villa Constitución Estación Convertidora VSC	1	EC	840.0	± 400/230	abr-22	abr-23	Baja California Sur
Mezquital Estación Convertidora VSC	1	EC	180.0	± 400/115	abr-22	abr-23	Mulegé
Esperanza Estación Convertidora VSC	1	EC	1020.0	± 400/400	abr-22	abr-23	Noroeste
Total			2,640.0				

AT. Autotransformador

EC. Estación Convertidora

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Central Diésel Los Cabos Condensador Síncrono	Condensador	115	40(Ind.) / 75(Cap.)	abr-22	abr-23	Baja California Sur
Olas Altas MVAR	Capacitor	115	15.0	abr-22	abr-23	Baja California Sur
Punta Prieta II Condensador Síncrono	Condensador	115	40(Ind.) / 75(Cap.)	abr-22	abr-23	Baja California Sur
Villa Constitución MVAR	Capacitor	115	15.0	abr-22	abr-23	Baja California Sur
Total			260.0			

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo

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	jul-22	Oriental
San Jacinto Tlacotepec - Pinotepa Nacional / 3	115	2	77.0	abr-16	jul-22	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	jul-22	Oriental
Total			28.0			

P17-OR3 Tabasco Potencia MVAR

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tabasco Potencia MVAR	Reactor	400	63.5	dic-17	feb-21	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	dic-20	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	Capacitor	34.5	7.2	abr-18	abr-22	Peninsular
Chankanaab MVAR	Capacitor	34.5	7.2	abr-18	abr-22	Peninsular
Cozumel MVAR	Capacitor	34.5	7.2	abr-18	abr-22	Peninsular
Total			21.6			

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	abr-22	Peninsular
Punto de inflexión Sabancuy - Puerto Real (Tramo Aéreo) / 40	230	2	27.2	abr-21	abr-22	Peninsular
Punto de inflexión Sabancuy - Puerto Real (Tramo Marino) / 36	230	2	6.6	ene-18	abr-22	Peninsular
Puerto Real - Palmar	34.5	2	38.0	abr-21	abr-22	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	7	AT	233.3	230/115	abr-21	abr-22	Peninsular
Puerto Real Banco 3 (traslado)	1	T	6.2	115/34.5	abr-21	abr-22	Peninsular
Total			239.5				

AT. Autotransformador

T. Transformador

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	dic-22	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	jul-21	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	abr-22	Noreste
Las Mesas entronque Axtla - Tamazunchale	115	2	12.0	abr-21	abr-22	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	abr-22	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	abr-22	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 (traslado)	Reactor	400	50.0	nov-18	sep-20	Noreste
Río Escondido MVAr (traslado)	Reactor	400	75.0	nov-18	sep-20	Noreste
Total			125.0			

P18-NE8 Jiménez, La Noria 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	may-22	Noreste
Las Norias MVAr	Capacitor	115	5.0	abr-18	may-22	Noreste
San Fernando MVAr	Capacitor	115	5.0	abr-18	may-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	abr-23	Noreste
Total			100.0				

AT. Autotransformador

P18-OR1 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 - Olmeca /24	400	2	40.0	abr-17	dic-22	Oriental
Olmeca - Temascal III /3,24	400	2	105.0	abr-17	dic-22	Oriental
Olmeca entronque Dos Bocas - Infonavit (73470) /24	115	2	0.5	abr-17	dic-22	Oriental
Olmeca entronque Dos Bocas - Veracruz I (73370) /24	115	2	0.5	abr-17	dic-22	Oriental
Olmeca entronque Veracruz I - J.B. Lobos (73950) /24	115	2	3.0	abr-17	dic-22	Oriental
Total			149.0			

3/ Tendido del primer circuito

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
Olmeca Banco 1 /24	4	T	500.0	400/115	abr-17	dic-22	Oriental
Total			500.0				

T. Transformador

24/ Reemplaza proyecto PRODESEN Dos Bocas Banco 7 y red asociada

P18-OR2 Línea de Transmisión La Malinche - Alzayanca Maniobras

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Apizaco II - La Malinche /3	115	2	10.0	jun-20	dic-21	Oriental
Zocac - La Malinche /3	230	2	14.5	jun-20	dic-21	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	jul-20	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
Ávalos Banco 3 (traslado)	3	AT	100.0	230/115	abr-18	dic-22	Norte
Chihuahua Norte Banco 5	4	AT	400.0	230/115	abr-18	dic-22	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	dic-22	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	dic-22	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	abr-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	abr-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	abr-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	sep-20	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	jun-22	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
El Granjeno - León Oriente (recalibración) /5	115	1	3.0	abr-21	jun-22	Occidental
León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III	230	2	50.0	abr-21	jun-22	Occidental
Total			53.0			

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	jun-22	Occidental
Campanario MVar	Capacitor	115	15.0	abr-21	jun-22	Occidental
Cimatarío MVar	Capacitor	115	30.0	abr-21	jun-22	Occidental
Montenegro MVar	Capacitor	115	22.5	abr-21	jun-22	Occidental
Querétaro MVar	Capacitor	115	15.0	abr-21	jun-22	Occidental
San Ildefonso MVar	Capacitor	115	30.0	abr-21	jun-22	Occidental
Total			135.0			

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	nov-22	Occidental
Total			0.1			

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Saucito MVar	Capacitor	115	15.0	abr-21	nov-22	Occidental
Fresnillo Industrial MVar	Capacitor	115	15.0	abr-21	nov-22	Occidental
Jerez MVar	Capacitor	115	15.0	abr-21	nov-22	Occidental
San Jerónimo MVar	Capacitor	115	15.0	abr-21	nov-22	Occidental
Total			60.0			

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-21	Occidental
Chapala MVar (traslado)	Capacitor	69	8.1	abr-21	abr-21	Occidental
Lomas MVar	Capacitor	69	24.0	abr-21	abr-21	Occidental
Mojonera MVar	Capacitor	69	24.0	abr-21	abr-21	Occidental
Pinar MVar	Capacitor	69	24.0	abr-21	abr-21	Occidental
San Agustín MVar	Capacitor	69	24.0	abr-21	abr-21	Occidental
Total			122.1			

P16-OC4 Línea de transmisión Conín - Marqués Oriente y San Ildefonso - Tepeyac

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Conín - Marqués Oriente / 4	115	2	5.0	abr-20	feb-22	Occidental
Tepeyac - San Ildefonso / 4	115	2	9.5	abr-20	feb-22	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	abr-22	Occidental
Total			15.4			

3/ Tendido del primer circuito

4/ Tendido del segundo circuito

29/ Tendido del cuarto circuito

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	sep-20	Occidental
Total			0.0			

42/ Cambio en ambos extremos de transformadores de corriente en LT A3630 y trampa de onda en LT A3590

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 - Pradera	115	1	21.2	abr-21	ago-22	Occidental
Parácuaro entronque Mazamitla - Pitirera	400	2	0.2	abr-21	ago-22	Occidental
Parácuaro entronque Uruapan Potencia - Apatzingán	115	2	1.6	abr-21	ago-22	Occidental
Pradera - Valle Verde	115	1	9.0	abr-21	ago-22	Occidental
Taretan - Ario de Rosales	69	1	30.0	abr-21	ago-22	Occidental
Taretan - Uruapan III	69	1	1.0	abr-21	ago-22	Occidental
Total			63.0			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Parácuaro Banco 1	4	T	300.0	400/115	abr-21	ago-22	Occidental
Total			300.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Huacana MVAr	Capacitor	69	8.1	abr-21	ago-22	Occidental
Total			8.1			

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 - Tap Zimapán	115	1	3.0	abr-20	feb-22	Occidental
Valle del Mezquital entronque C.H. Zimapán - Daño (93050)	230	2	0.2	abr-20	feb-22	Occidental
Valle del Mezquital entronque Zimapán - Tap Zimapán (73620)	115	2	0.2	abr-20	feb-22	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	feb-22	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	feb-22	Occidental
Humedades MVAr	Capacitor	115	15.0	abr-20	feb-22	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	ago-21	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	ago-21	Occidental
Villa Hidalgo MVAr	Capacitor	115	22.5	abr-20	ago-21	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	abr-22	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	abr-21	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	jun-22	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	jun-22	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	may-21	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	abr-21	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	abr-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	abr-22	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	jul-20	Mulegé
Total			2.5			

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 de Planeación.

En cumplimiento con el criterio P-28 del Código de Red, se presenta en el cuadro 9.12 un listado de los diez proyectos más importantes, ordenados en términos de prioridad para la ampliación de la RNT.

Cuadro 9.12. Proyectos más importantes identificados de la RNT en el PAMRNT 2019 – 2033

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	P18-PE2	Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya	abr-20	2018	Cancún y Riviera Maya / Quintana Roo
2	Occidental	P19-OC4	Compensación de potencia reactiva dinámica en el Bajío	abr-25	2019	Bajío / Guanajuato y Querétaro
3	Central, Occidental, Noreste	I19-CE1	Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País	abr-25	2019	Gerencias de Control Central y Occidental / Querétaro, Estado de México, Hidalgo y Ciudad de México
4	Oriental y Peninsular	P17-PE1	Interconexión Sureste - Peninsular	abr-22	2017	Gerencias de Control Oriental y Peninsular / Tabasco, Campeche, Yucatán y Quintana Roo
5	Noreste	P19-NE2	Reducción en el nivel de cortocircuito de la red eléctrica de la Zona Metropolitana de Monterrey	abr-21	2019	Monterrey / Nuevo León
6	Noroeste	P19-NO2	Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos del Noroeste	abr-19	2019	Nogales, Hermosillo, Obregón, Los Mochis, Culiacán y Mazatlán / Sonora y Sinaloa
7	Noroeste	P15-NO1	Culiacán Poniente entronque Choacahui – La Higuera (A3N40)	abr-20	2015	Culiacán / Sinaloa
8	Noreste	P18-NE2	Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia - Salero	abr-19	2018	Saltillo / Coahuila
9	Noreste	P18-NE3	San Jerónimo Potencia Banco 2	abr-23	2018	Monterrey / Nuevo León
10	Baja California	P19-BC1	Tijuana I Banco 4	abr-23	2019	Tijuana / Baja California

Adicionalmente, en el cuadro 9.13 se lista un segundo bloque de proyectos identificados, cuya construcción

también es fundamental para atender el suministro de energía eléctrica.

Cuadro 9.13. Proyectos identificados de la RNT en el PAMRNT 2019 – 2033

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
Norte	P19-NT1	Terranova Banco 2	abr-23	2019	Ciudad Juárez / Chihuahua
Occidental	P19-OC2	San José Iturbide Banco 4	abr-23	2019	San Luis de la Paz / Guanajuato y Querétaro
Oriental	P19-OR3	Suministro de energía en la Zona Huatulco y Costa Chica	jun-19	2019	Huatulco, Oaxaca, Acapulco / Oaxaca y Guerrero
Occidental	P19-OC3	Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias - Querétaro	abr-23	2019	Querétaro / Querétaro y Guanajuato
Noreste	P19-NE1	Ampliación de la red eléctrica de 115 kV del corredor Tecnológico-Lajas	abr-18	2019	Montemorelos y Linares / Nuevo León
Noroeste	P16-NO1	El Mayo entronque Navojoa Industrial - El Carrizo	abr-20	2016	Navojoa / Sonora
Oriental	P19-OR2	Puebla Dos Mil entronque Puebla II 73890 Guadalupe Analco	jun-19	2019	Puebla / Puebla
Noroeste	P19-NO1	Viñedos MVAR	abr-20	2019	Hermosillo / Sonora

En el cuadro 9.14 se presenta los objetivos del proceso de planeación a

los que cada proyecto de ampliación de la RNT atiende.

Cuadro 9.14. Cumplimiento de los objetivos del proceso de planeación de los proyectos identificados en el PAMRNT 2019 – 2033

N°	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
1	Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya	✓	✓	✓		✓	✓	✓
2	Compensación de potencia reactiva dinámica en el Bajío	✓	✓	✓		✓	✓	✓
3	Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
4	Interconexión Sureste - Peninsular	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
5	Reducción en el nivel de cortocircuito de la red eléctrica de la Zona Metropolitana de Monterrey	✓				✓		
6	Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos del Noroeste	✓	✓	✓		✓	✓	
7	Culiacán Poniente entronque Choacahui – La Higuera (A3N40)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
8	Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia - Salero	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
9	San Jerónimo Potencia Banco 2	✓	✓			✓	✓	
10	Tijuana I Banco 4	✓	✓			✓	✓	

... Continuación

Cuadro 9.14. Cumplimiento de los objetivos del proceso de planeación de los proyectos identificados en el PAMRNT 2019 – 2033

N°	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
11	Terranova Banco 2	✓	✓			✓	✓	
12	San José Iturbide Banco 4	✓	✓			✓	✓	
13	Suministro de energía en la Zona Huatulco y Costa Chica	✓	✓			✓	✓	✓
14	Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias – Querétaro	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
15	Ampliación de la red eléctrica de 115 kV del corredor Tecnológico-Lajas	✓	✓			✓	✓	
16	El Mayo entronque Navjoa Industrial - El Carrizo	✓	✓	✓		✓	✓	
17	Puebla Dos Mil entronque Puebla II 73890 Guadalupe Analco	✓	✓	✓		✓	✓	
18	Viñedos MVAr	✓	✓			✓		

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.

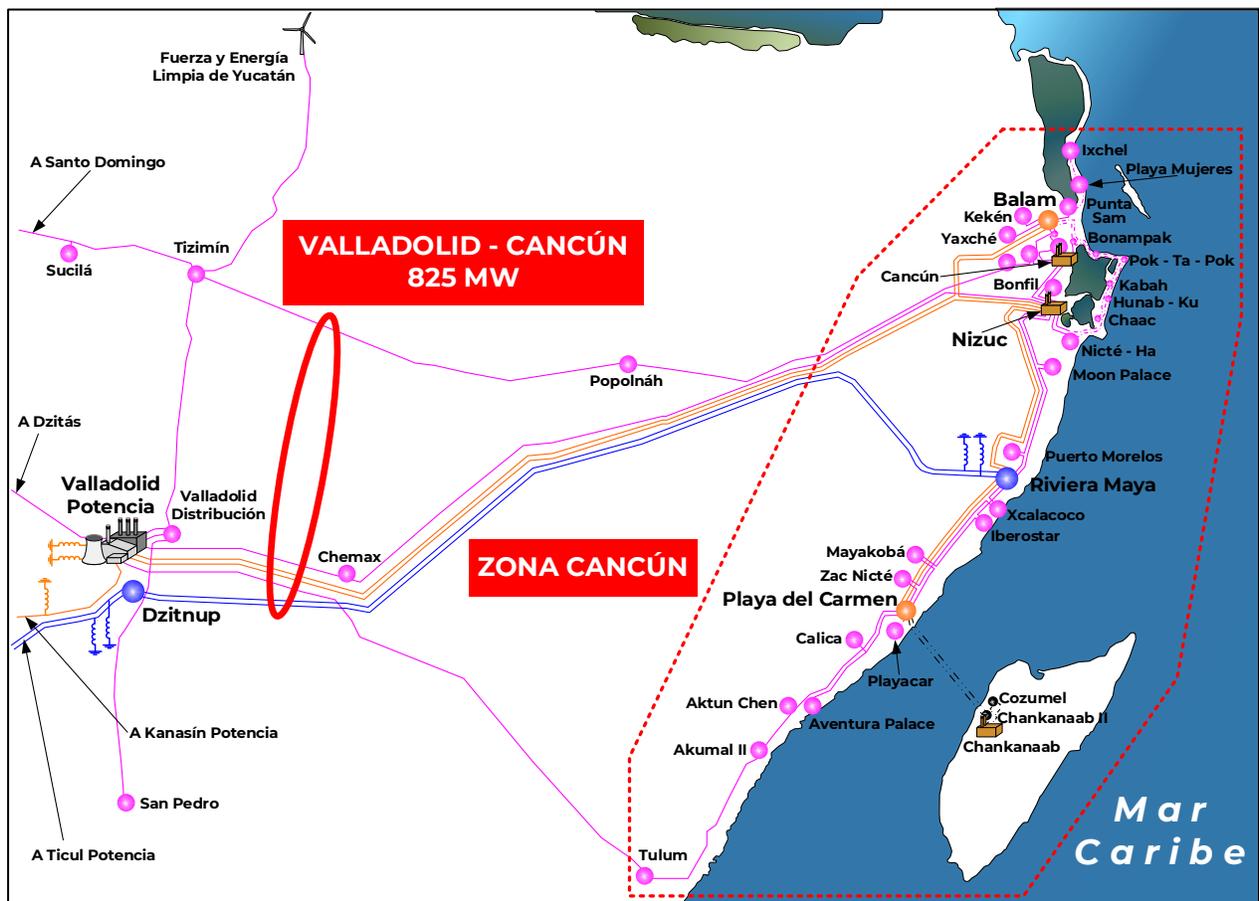
P18-PE2 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya

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 circuitos en 400 kV que unen a las subestaciones eléctricas (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. En la figura 1 se muestran geográficamente la zona y el límite de transmisión mencionados.

Figura 1. Diagrama geográfico de la Zona Cancún y enlace de transmisión de Valladolid hacia Cancún



Durante 2018, por indisponibilidad de molécula de gas natural para los ciclos combinados (CC) de AES y Valladolid III,

se congestionó la red de transmisión de Malpaso/Manuel Moreno Torres – Tabasco y Tabasco – Escárcega, previo a

la saturación del enlace Valladolid – Cancún, teniendo que sincronizar generación turbogás de baja eficiencia en la zona Cancún para descargar estos enlaces, con costos de oferta del Mercado de Día en Adelanto (MDA) en el rango de 5,355 \$/MWh a 9,253 \$/MWh. En total durante este año se generaron 252,631 MWh con generación turbogás de baja eficiencia en la zona Cancún.

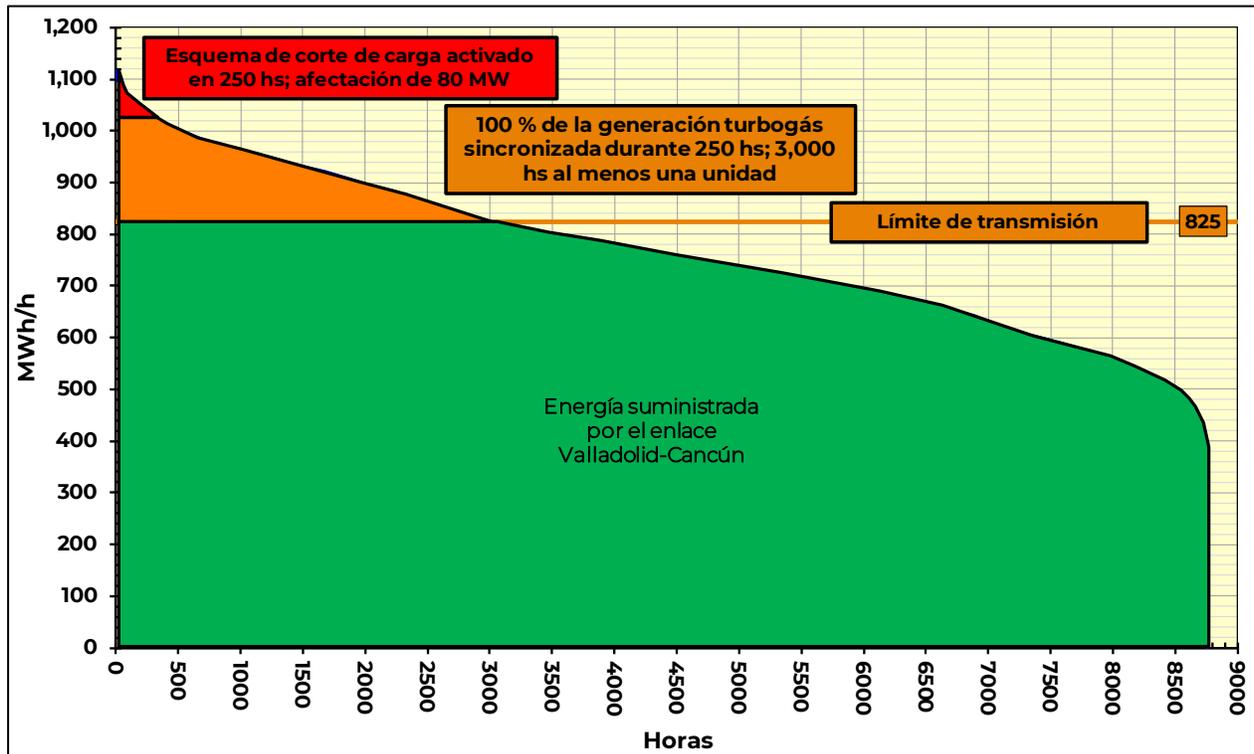
La demanda máxima de Cancún – Riviera Maya en 2018 fue de 864 MW; superando límite de transmisión Valladolid – Cancún y por control de los flujos de potencia, se tuvo la necesidad de sincronizar generación turbogás de baja eficiencia en la zona Cancún.

En el verano de 2019, se requerirá de la sincronización de generación turbogás para no violar el límite de transmisión Valladolid – Cancún en un mayor número de horas. Lo anterior repercutirá en un aumento del costo total de producción de energía impactando al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y a los usuarios finales. Así mismo, se requerirá de implementar un Esquema de Acción Remedial de corte automático de carga (DAC) como último recurso para preservar la Confiabilidad del suministro en la zona. En 2020, la demanda máxima

pronosticada de la zona es de 963 MW y ésta superará la capacidad máxima de transmisión en estado operativo de emergencia considerando el DAC, por lo cual se requerirá sincronizar generación turbogás hasta un monto máximo de 138 MW y en al menos 1,300 horas.

En la figura 2, se muestra gráficamente la curva de duración de la demanda estimada para la zona Cancún en el 2023 incluyendo pérdidas eléctricas en la red de transmisión. Se pronostica una demanda máxima de la zona de 1,120 MW y en caso de no disponer de infraestructura adicional de transmisión y de soporte de tensión, para la condición de demanda de verano, se requerirá de la sincronización de toda la generación turbogás instalada en la zona Cancún, cuya aportación neta será del orden de 200 MW, durante un periodo de 250 horas. Además, estará activado el DAC para preservar la confiabilidad de suministro ante la ocurrencia de contingencias sencillas. Se estima que esta energía no suministrada ascendería a aproximadamente 7,400 MWh. También, en al menos 3,000 horas se necesitará tener sincronizada al menos una unidad para no violar el límite de transmisión Valladolid – Cancún.

Figura 2. Curva de duración de la demanda de zona Cancún para el 2023



Adicionalmente, en las zonas Cancún y Riviera Maya se está presentando una alta incidencia de solicitudes de conexión de Centros de Carga. En el periodo 2019-2022 se tienen solicitudes por 173.6 MW. Asimismo, se esperan solicitudes adicionales ya que la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) expidió una Manifestación de Impacto Ambiental, la cual permite el desarrollo de complejos turísticos/residenciales en la región denominada Costa Mujeres que se encuentra al norte de la ciudad de Cancún. Se tiene la expectativa que en los próximos 15 años se detone el crecimiento económico en esta zona llegando a 27 mil habitaciones.

Por la expectativa de crecimiento de la demanda por desarrollos turísticos, a partir de 2022 ya no será factible aceptar la conexión de nuevos Centros de Carga dado que, ni estando en operación el

100 % de la generación turbogás de baja eficiencia y elevados precios de oferta al mercado se podrá suministrar la demanda de verano de la zona.

Con el proyecto del Tren Maya se espera una mayor afluencia turística en la Península de Yucatán y en especial en estas dos zonas, lo cual puede producir incrementos en la demanda mayores a los pronosticados que no podrían ser atendidos con la infraestructura actual de transmisión durante la época de verano.

De acuerdo con lo previsto, a partir de agosto de 2019 se tendrá una disponibilidad de gas natural del orden de 150 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD), los cuales permitirían que los ciclos combinados de AES Mérida y Valladolid III, alcancen una generación neta de cercana a su capacidad nominal; reduciendo así, la congestión

de los corredores de Malpaso/Manuel Moreno Torres – Tabasco y Tabasco – Escárcega y con esto, la necesidad de sincronizar generación turbogás de baja eficiencia para aliviar esas congestiones. Para los años subsecuentes, se estará regularizando el suministro de gas natural hasta 250 MMPCD, lo cual permitirá un uso mínimo de generación turbogás de baja eficiencia siempre y cuando las obras instruidas en la GCR Peninsular y el proyecto que se propone a continuación se lleven a cabo para aliviar las congestiones y sobrecargas locales en Mérida, Ciudad del Carmen, Cozumel, Cancún y Riviera Maya.

Descripción del proyecto que atiende la problemática.

Por las condiciones operativas actuales, las previstas para 2023 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:

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 22 km y conductor de calibre 1113 kCM tipo ASCR en 400 kV.

- Entronque de la LT Playa del Carmen – 73790 – Aventura Palace en la SE Kantenáh con una longitud de 11 km y conductor de calibre 795 kCM tipo ASCR en 115 kV.
- Entronque de la LT Playa del Carmen – 73R60 – Aktun-Chen en la SE Kantenáh con una longitud de 11 km y conductor de calibre 795 kCM tipo ASCR 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 kCM tipo ASCR en 115 kV.
- Una nueva línea de transmisión entre las SE Aktun-Chen y Aventura Palace con una longitud de 1.4 km y conductor de calibre 477 kCM tipo ASCR en 115 kV.
- Reemplazo de la línea de transmisión Aktun-Chen – Akumal II de un circuito por línea de transmisión de doble circuito con una longitud de 8.2 km y conductor de calibre 477 kCM tipo ASCR 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 (incluye fase de reserva) de la SE Riviera Maya a la SE Kantenáh en 400 kV.
- Condensador síncrono con capacidad de ± 250 MVAR en la SE Kantenáh en 400 kV.
- Condensador síncrono con capacidad de ± 250 MVAR en la SE Balam 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 2023.

Descripción de alternativas.

En las figuras 3 y 4 se muestran las metas físicas de cada alternativa analizada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de las obras propuestas.

Figura 3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

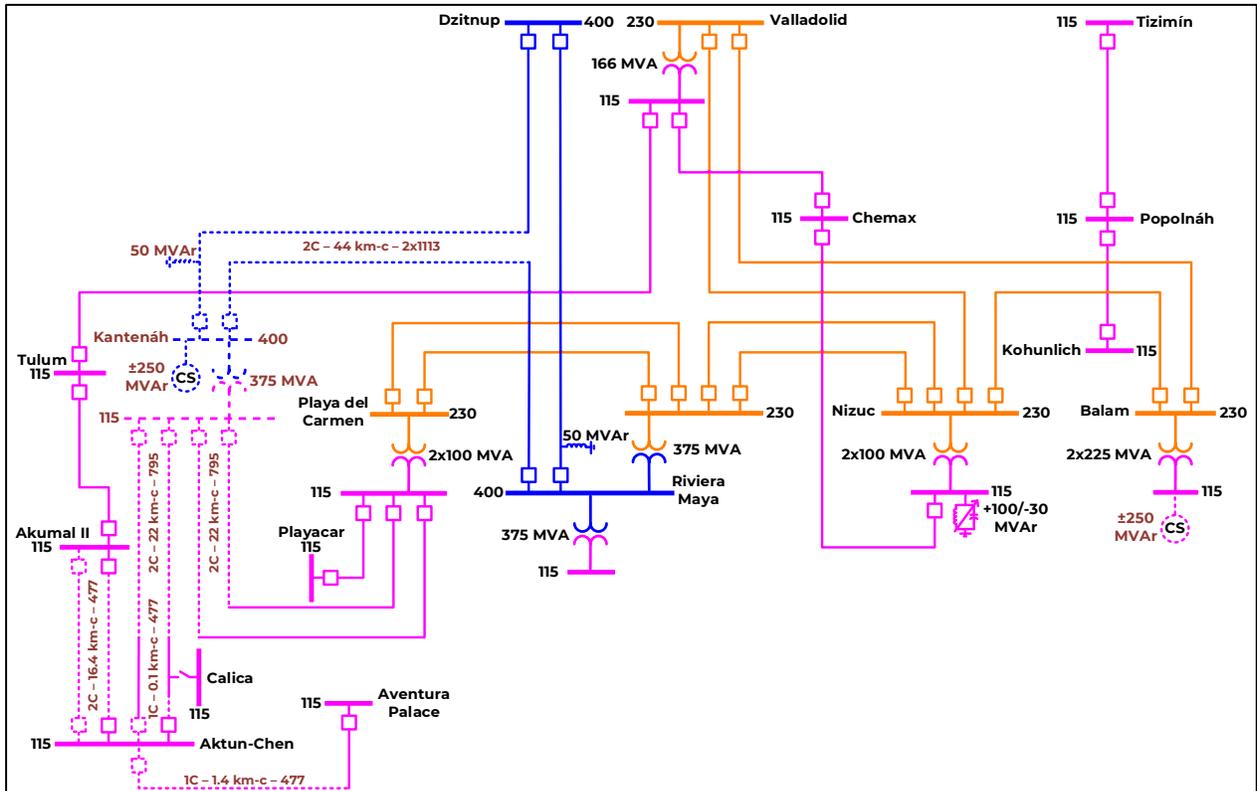
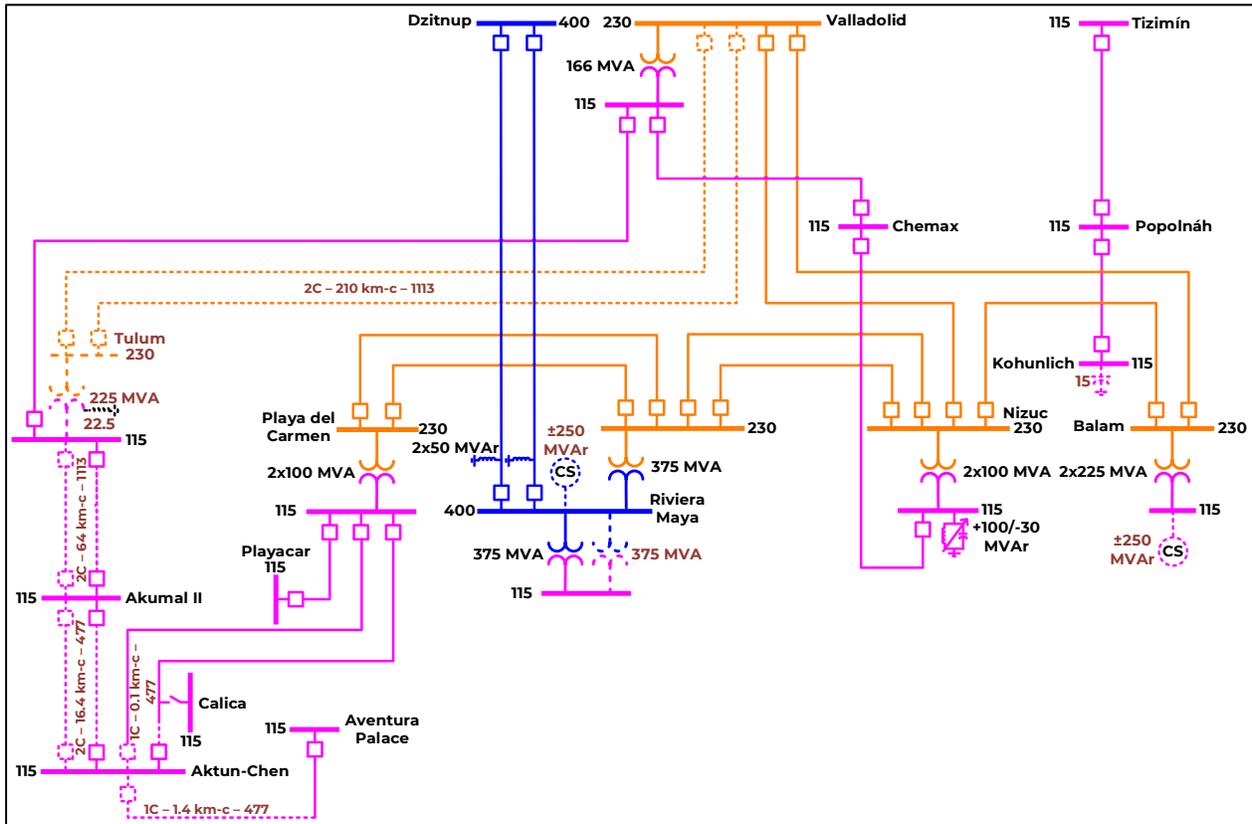


Figura 4. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 contiene 105.9 km-c de línea de transmisión, 500 MVA de transformación y 1,066.6 MVar de compensación. El proyecto considera los alimentadores para la conexión de

las líneas de transmisión en las subestaciones eléctricas y del cambio de un transformador de corriente (TC) en la SE Puerto Morelos.

Los cuadros 1 a 3 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 1. Obras de transmisión de la Alternativa 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Kantenáh entronque Dzitnup - Riviera Maya (A3Q70)	400	2	44.0	abr-20	abr-23
Kantenáh entronque Playa del Carmen - Aventura Palace (73790)	115	2	22.0	abr-20	abr-23
Kantenáh entronque Playa del Carmen - Aktun-Chen (73R60)	115	2	22.0	abr-20	abr-23
Aktun-Chen entronque Aventura Palace - Punto de Inflexión Aktun-Chen	115	1	0.1	abr-20	abr-23
Aktun-Chen - Aventura Palace	115	1	1.4	abr-20	abr-23
Aktun-Chen - Akumal II /8	115	2	16.4	abr-20	abr-23
Total			105.9		

8/ Reemplazo de línea de transmisión de un circuito a doble circuito

Cuadro 2. Obras de transformación de la Alternativa 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Kantenáh Banco 1	4	T	500.0	400/115	abr-20	abr-23
Total			500.0			

T. Transformador

Cuadro 3. Obras de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Kantenáh Condensador Síncrono	Condensador	400	250(Ind.) / 250(Cap.)	abr-20	abr-23
Kantenáh MVar (reactor de línea) (traslado)	Reactor	400	66.6	abr-20	abr-23
Balam Condensador Síncrono	Condensador	115	250(Ind.) / 250(Cap.)	abr-20	abr-23
Total			1,066.6		

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo

La Alternativa 2 contiene 291.9 km-c de línea de transmisión, 675 MVA de transformación y 1,037.5 MVar de compensación. El proyecto considera los alimentadores para la conexión de las líneas de transmisión en las subestaciones eléctricas y del cambio

de los TC en las SE Iberostar, Mayakobá, Xcalacoco, Zac Nicté, Puerto Morelos y Moon Palace.

Los cuadros 4 a 6 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 4. Obras de transmisión de la Alternativa 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Valladolid - Tulum	230	2	210.0	abr-20	abr-23
Tulum - Akumal II /8	115	2	64.0	abr-20	abr-23
Aktun-Chen entronque Aventura Palace - Punto de Inflexión Aktun-Chen	115	1	0.1	abr-20	abr-23
Aktun-Chen - Aventura Palace	115	1	1.4	abr-20	abr-23
Aktun-Chen - Akumal II /8	115	2	16.4	abr-20	abr-23
Total			291.9		

8/ Reemplazo de línea de transmisión de un circuito a doble circuito

Cuadro 5. Obras de transformación de la Alternativa 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Riviera Maya Banco 3	3	T	375.0	400/115	abr-20	abr-23
Tulum Banco 3	4	AT	300.0	230/115	abr-20	abr-23
Total			675.0			

AT. Autotransformador

T. Transformador

Cuadro 6. Obras de compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Riviera Maya Condensador Síncrono	Condensador	400	250(Ind.) / 250(Cap.)	abr-20	abr-23
Balam Condensador Síncrono	Condensador	115	250(Ind.) / 250(Cap.)	abr-20	abr-23
Tulum MVar (reactor de terciario)	Reactor	13.8	22.5	abr-20	abr-23
Kohunlich MVar (traslado)	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-23
Total			1,037.5		

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo

Indicadores técnicos.

Con las alternativas de red eléctrica especificadas previamente, se podrá incrementar la capacidad de transmisión de Valladolid hacia Cancún. Como la limitante es por estabilidad de voltaje, en las figuras 5 y 6 se muestran las curvas características Potencia-

Voltaje (P-V) con red completa y ante la contingencia n-1 de cada alternativa. Se observa que para ambas el límite de transmisión seguro es del orden de 1,190 MW. Estas características muestran la similitud de las alternativas en cuanto a la capacidad de transmisión y una ganancia de 365 MW respecto a la condición de red sin el proyecto.

Figura 5. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) de la Alternativa 1 con red completa y ante la contingencia n-1

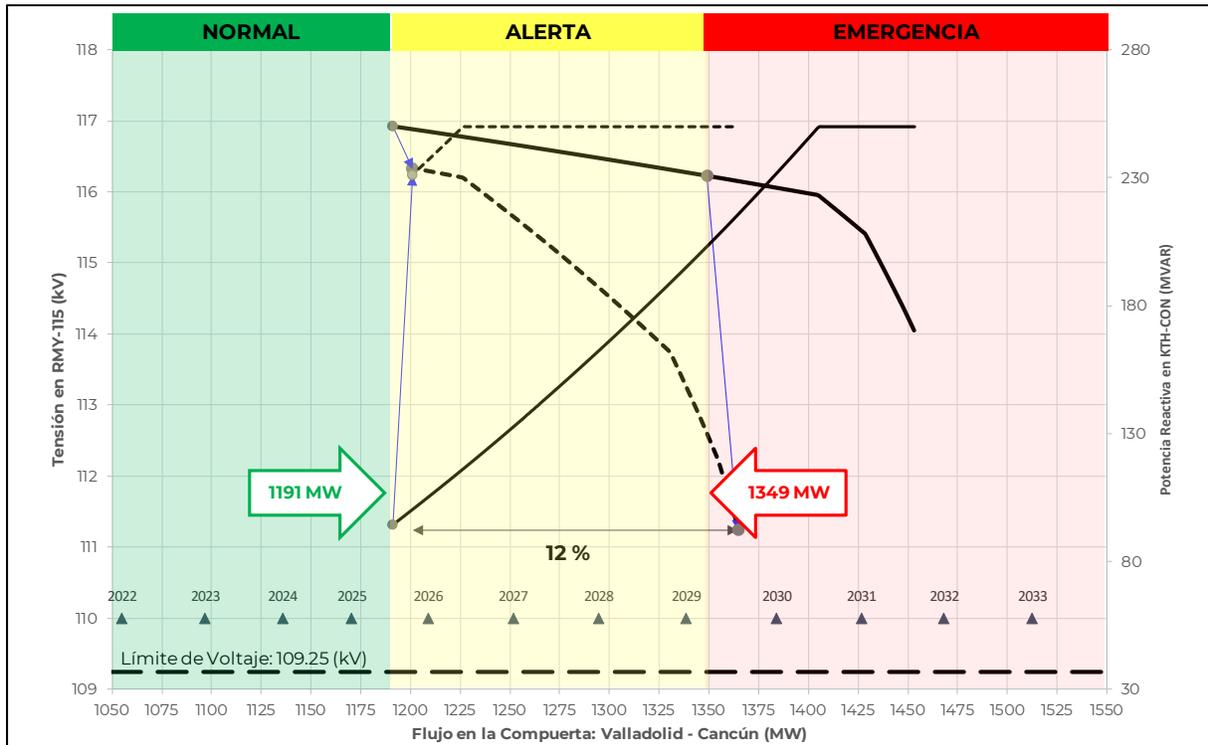
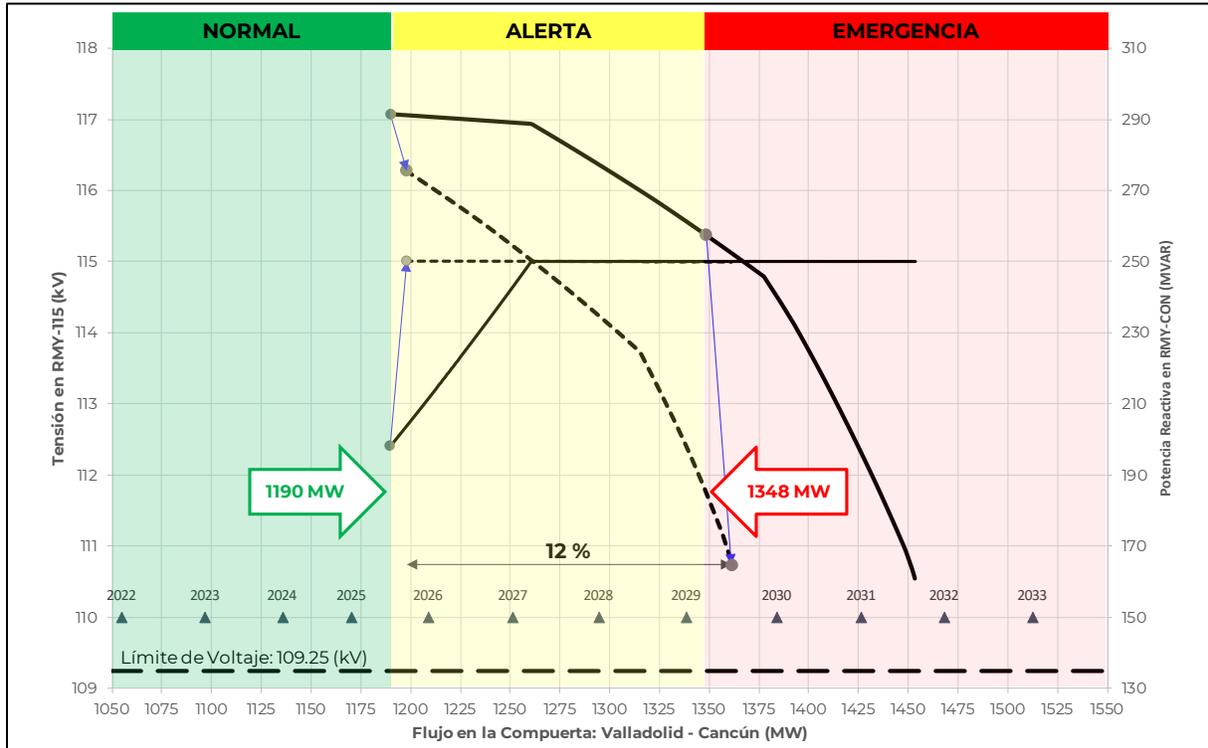


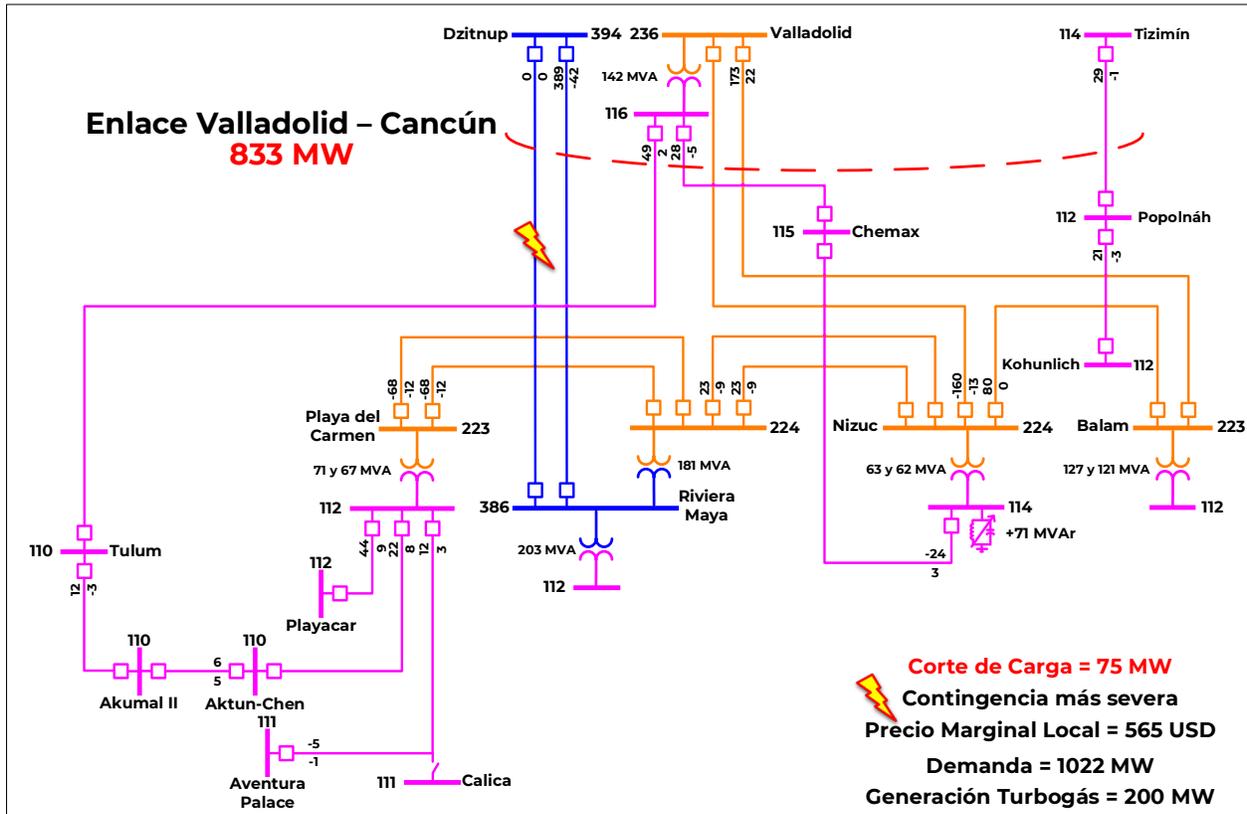
Figura 6. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) de la Alternativa 2 con red completa y ante la contingencia n-1



Sin el proyecto, en la figura 7, se muestran las condiciones operativas en el verano de 2023 en la red de transmisión de las zonas Cancún y Riviera Maya ante la contingencia de cualquiera de las líneas de transmisión de 400 kV Dzitnup – Riviera Maya. Se puede observar que, inclusive despachando toda la generación turbogás instalada en estas zonas y la

operación del esquema de corte de carga se dejan de suministrar alrededor de 75 MW para mantener la estabilidad de la red eléctrica. Los voltajes se encuentran en valores cercanos al límite establecido en el Código de Red (0.95 pu). Asimismo, si no actuara el esquema automático de corte de carga o ante una eventual falla de este, la red eléctrica de esa zona se colapsaría.

Figura 7. Condiciones operativas post-contingencia previstas en la zona Cancún en 2023 considerando 200 MW de generación turbogás sincronizada y el corte automático de carga por 75 MW



En las figuras 8 y 9 se muestran las condiciones operativas en 2023 en las zonas Cancún y Riviera Maya con cada una de las alternativas. Se puede observar que, ante la ocurrencia de la contingencia más severa de línea de transmisión y la misma condición de demanda máxima, no es necesario despachar generación turbogás ni se requiere el corte automático de carga. Las condiciones operativas resultantes

están dentro del estado operativo normal de seguridad y de calidad en el suministro de energía.

También, de acuerdo con los resultados obtenidos del modelo PEGYT, al no requerir la generación turbogás, los PML de la zona Cancún y Riviera Maya se reducen aproximadamente de 565 dólares a 120 dólares, es decir una disminución de 79 %.

Figura 8. Condiciones operativas post-contingencia previstas en la Zona Cancún en 2023 para la Alternativa 1

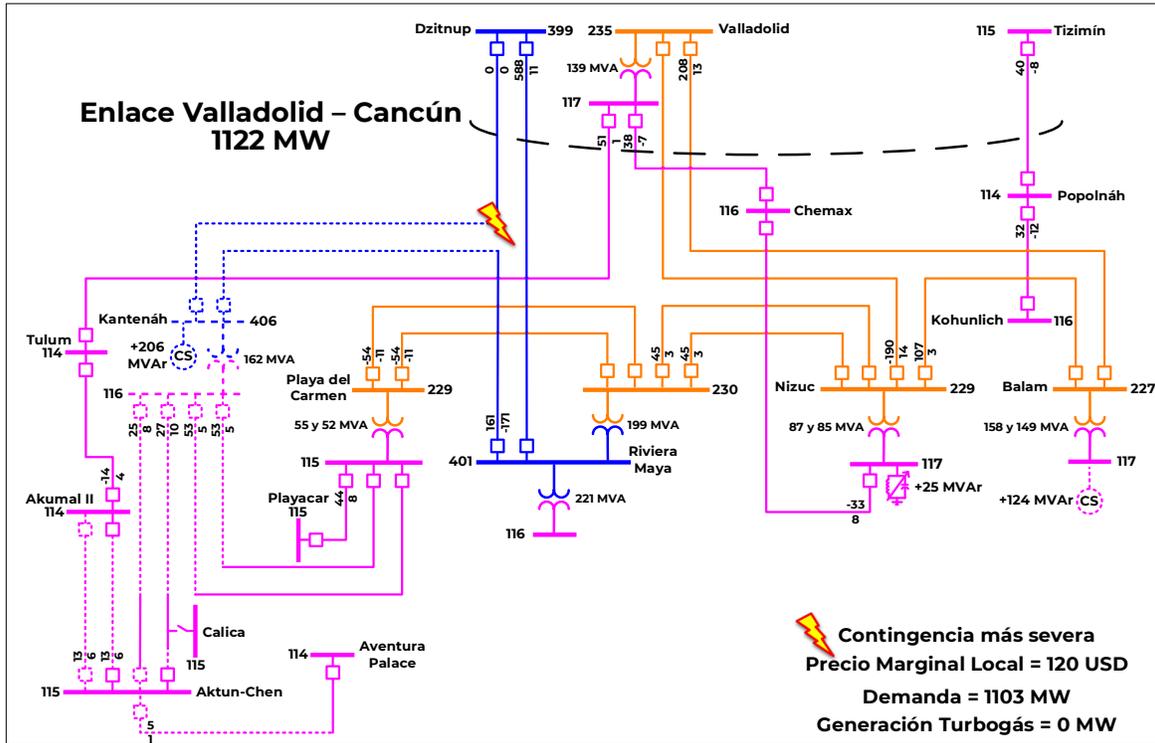
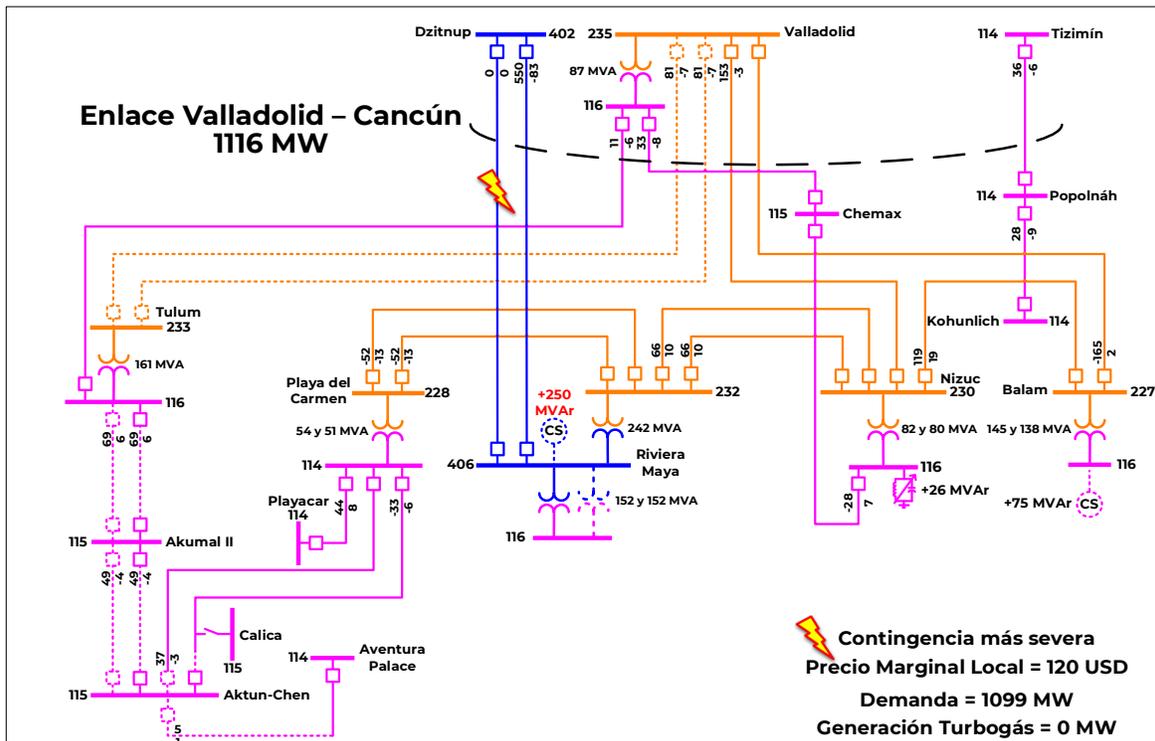


Figura 9. Condiciones operativas post-contingencia previstas en la zona Cancún en 2023 para la Alternativa 2



Alternativa propuesta.

El cuadro 7 presenta el aumento en capacidad de transmisión de las alternativas estudiadas con respecto a la infraestructura existente; ambas tienen prácticamente la misma ganancia de capacidad de transmisión (365 MW). La

Alternativa 2 tiene una desventaja importante que consiste en que la cargabilidad de la red de 230 kV hacia Tulum depende fuertemente de la generación en Valladolid, es decir que ante despachos bajos la red tiene un factor de uso menor.

Cuadro 7. Aumento de capacidad de transmisión del proyecto

Límite de transmisión sin proyecto	Límite de transmisión con Alternativa 1	Límite de transmisión con Alternativa 2
825 MW	1,191 MW	1,190 MW

La infraestructura propuesta sería suficiente para suministrar la demanda pronosticada hasta 2025 sin tener que sincronizar generación turbogás y poder atender las solicitudes de conexión de Centros de Carga en esta región del país. En consecuencia, los precios marginales locales (PML) de esta zona se podrían reducir en aproximadamente 79 % en el año de 2023 y ser similares a los que se presentan en la región de Valladolid.

En cuanto a confiabilidad, el proyecto permitirá tener una mayor regulación de voltaje en esta red eléctrica, y se evitaría dejar de suministrar 75 MW de demanda para 2023 ante la ocurrencia de una contingencia.

Los condensadores síncronos propuestos representan tecnologías de redes eléctricas inteligentes y son fuentes de potencia reactiva que permiten controlar el voltaje y por ende mejorar la estabilidad del sistema en redes de transmisión débiles.

También, en el corredor turístico Playa del Carmen – Tulum ya no se tendrían restricciones en la red de transmisión en red completa o ante contingencia.

El cuadro 8 presenta un resumen de las principales características de confiabilidad de las dos alternativas analizadas.

Cuadro 8. Resumen de las características de confiabilidad de las dos alternativas

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Estabilidad transitoria del sistema	Igual	Igual
Control de la calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I ² R	Igual	Igual
Factor de uso de la red 2023-2033	48%	45%

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 de suministro de las zonas Cancún y Riviera Maya.

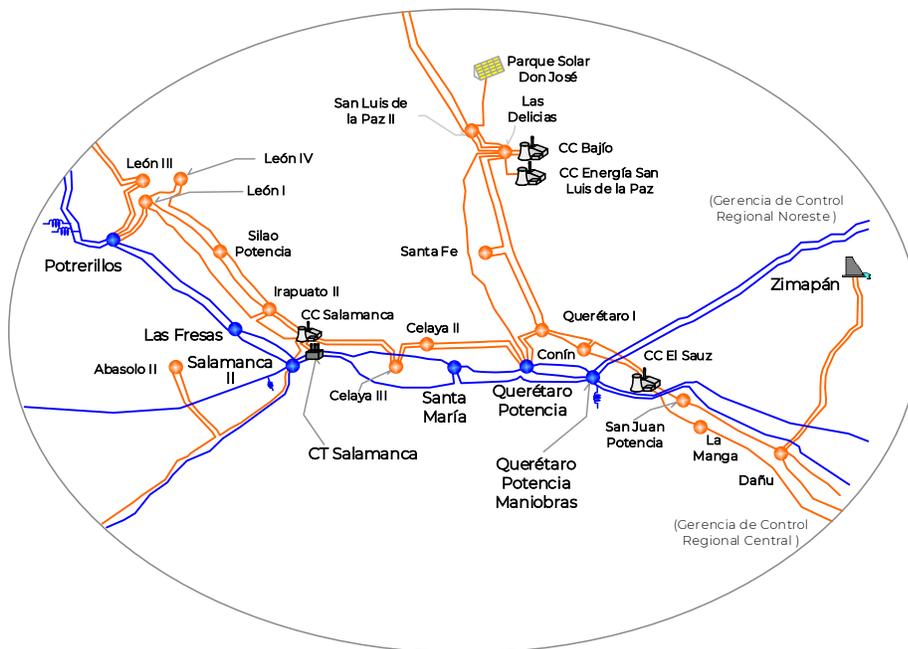
P19-OC4 Compensación de Potencia Reactiva Dinámica en el Bajío

Diagnóstico operativo.

La región Bajío del país está compuesta por estados con un importante crecimiento a nivel industrial, comercial y por tanto residencial, como son las entidades de Guanajuato y Querétaro. En dichos estados se encuentran importantes zonas de carga que presentan una tasa media de

crecimiento anual (TMCA) a cinco años de 5.56% para la zona Querétaro, 3.86% en la zona Irapuato y 5.11% para la zona León; además de otras zonas de alto crecimiento como Salamanca, Celaya, San Luis de la Paz y San Juan de Río. En la figura 1 se observa el diagrama geográfico de la zona de influencia mencionada.

Figura 1. Diagrama geográfico de la zona de influencia



León, Irapuato y Querétaro son zonas de carga altamente importadoras de energía, debido al déficit de generación que tienen en algunos puntos operativos. La energía se importa desde las Gerencias de Control Noroeste, Norte y Noreste, fluyendo por la red de 400 kV y 230 kV de la Gerencia de Control Regional Occidental (GCROC). Dentro del ámbito de la GCROC, la energía a las zonas de interés se importa desde las Zonas Aguascalientes, Zacatecas, San Luis Potosí, Manzanillo y Zona Metropolitana de Guadalajara.

La alta demanda, principalmente de las zonas León, Irapuato y Querétaro, en combinación con el traslado de energía eléctrica desde Centrales Eléctricas remotas, propician un bajo perfil de voltaje en la red de 400 kV y 230 kV. De acuerdo con los casos de estudio previstos, para el año 2025, en condición de red completa y manteniendo una reserva de reactivos del 50% en las Centrales Eléctricas de la zona, se tendrían niveles de voltaje en la red de 400 kV de 392.7 kV en la SE Potrerillos y 391.7 kV en la SE Querétaro Potencia,

mientras que en la red de 230 kV se presentan voltajes de 221.8 kV en la SE León IV, 222.0 kV en la SE Silao Potencia y 222.3 kV en la SE León III; para la zona Querétaro se tiene un nivel de voltaje de 222.9 kV en la SE Querétaro I y de 223.2 kV en la SE Santa Fe.

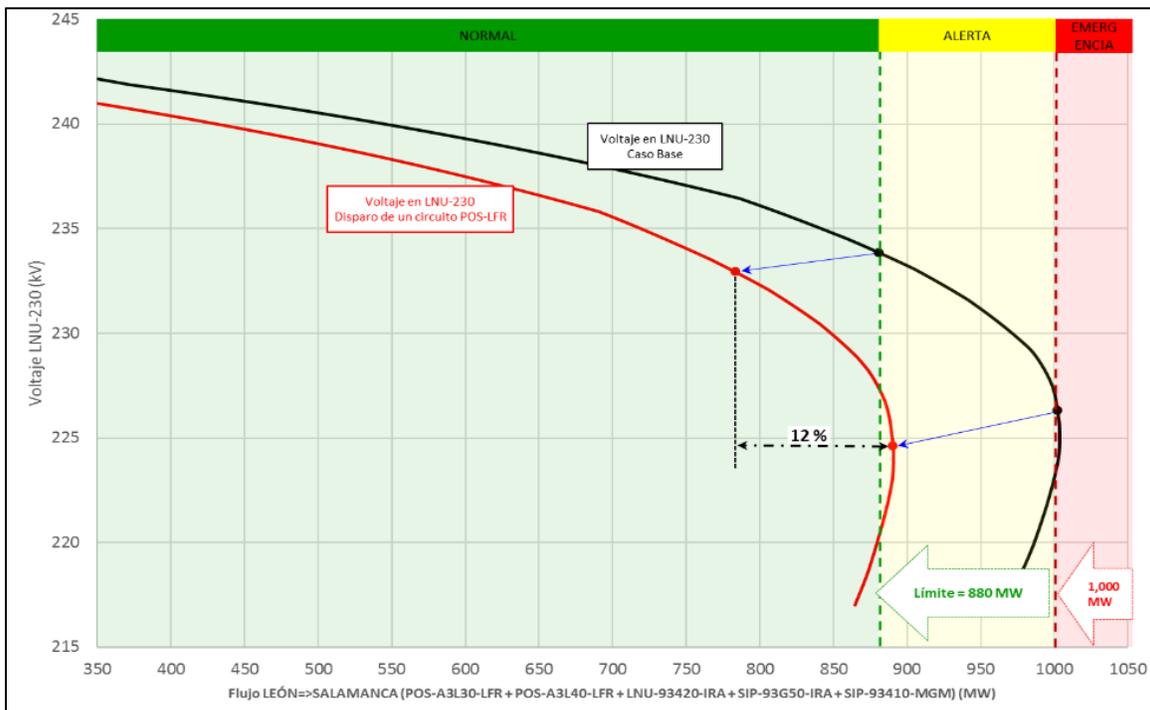
Ante la pérdida de elementos de control de voltaje, como el autotransformador 400/230 kV de la SE Potrerillos, se tendrían voltajes fuera de límites permisibles operativos. Los niveles de voltaje más bajos se presentarían en la zona León e Irapuato, con afectación en las SE León III (215.3 kV), León IV (215.8 kV), Silao Potencia (217.5 kV), Maniobras General Motors (218.1 kV) y León I (216.4 kV). Ante esta contingencia se tendría que aumentar la aportación de reactivos de las unidades de la zona para mejorar el perfil de voltaje.

La condición de bajo perfil de voltaje en la zona Bajío dificulta la operación del sistema eléctrico, al limitar la

transmisión de energía por el corredor de transmisión León – Salamanca. Esto se debe a que ante altos flujos de energía eléctrica en ciertos corredores de transmisión que alimentan a la zona, decreta la magnitud de voltaje de esta. Por tal motivo y considerando los escenarios previstos para 2022, se tendría que limitar el flujo de energía eléctrica a través del enlace. En la figura 2 se puede observar que con un flujo pre-contingencia de 1,000 MW por este corredor de transmisión y ante contingencia sencilla se presentan voltajes fuera de límites permisibles operativos. Por lo tanto, el límite de transmisión se establece en 880 MW, considerando un 12% de margen de seguridad.

Esta problemática reduciría la capacidad de transporte de energía eléctrica por medio de la red de 400 y 230 kV desde las zonas Aguascalientes y San Luis Potosí hacia la región Bajío y al Centro del País (Valle de México).

Figura 2. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) de la Compuerta León – Salamanca con red completa y ante contingencia (sin proyecto)



El continuo decremento del voltaje en 400 kV de la SE Querétaro Potencia producirá una disminución en el límite de transmisión Querétaro - Santa María, que está conformado por tres líneas de transmisión de 400 kV (Querétaro Potencia Maniobras – A3M30 – Querétaro Potencia, Querétaro Potencia Maniobras – A3M20 – Querétaro Potencia y Querétaro Potencia Maniobras – A3L80 – Santa María), pasando de un límite actual de 1,900 MW (determinado por sobrecarga ante contingencia) a un límite de 1,542 MW para 2025 (determinado por violación de voltaje ante contingencia sencilla). Esta compuerta transporta, en distintos puntos de operación, la energía eléctrica proveniente del Noreste y Centro del país hacia la región Bajío.

La SE Las Mesas (Tamazunchale), es uno de los puntos de envío de los excedentes de generación de energía

eléctrica de la Gerencia de Control Regional Noreste, la cual destaca por la gran cantidad de Centrales Eléctricas que tiene instaladas. La transmisión de dichos excedentes se da, principalmente, por el corredor de transmisión Las Mesas – Querétaro Potencia Maniobras y, de acuerdo con los escenarios de planeación, se espera que la GCROC esté importando flujos de potencia de alrededor 1,800 MW a partir de 2024. Con la red prevista para 2025 y debido a las problemáticas de voltaje mencionadas anteriormente, no se podría permitir un flujo mayor al orden de 1,711 MW por las dos líneas de transmisión en 400 kV entre la SE Las Mesas y la SE Querétaro Potencia Maniobras, ya que ante contingencia sencilla de uno de dichos circuitos estaría en condiciones de voltajes fuera de límites permisibles operativos y se tendría la operación de Esquemas de Protección para preservar la Confiabilidad y estabilidad del Sistema.

Figura 3. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) de la Compuerta Querétaro – Santa María con red completa y ante contingencia (sin proyecto)

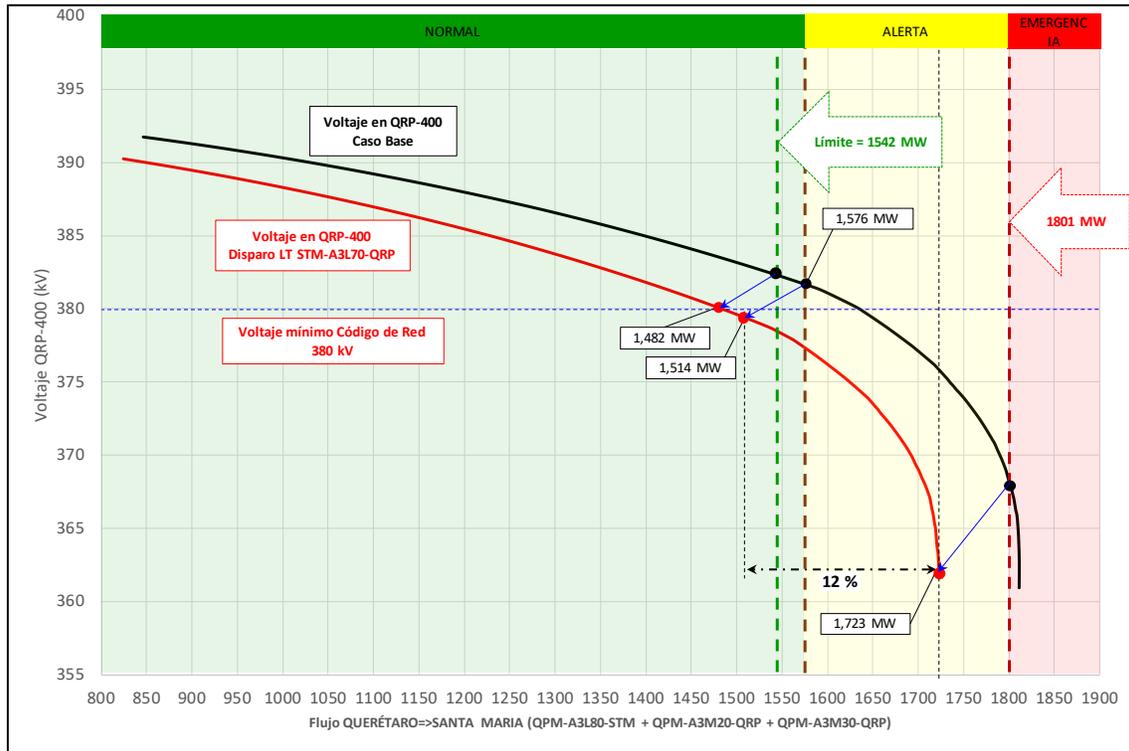
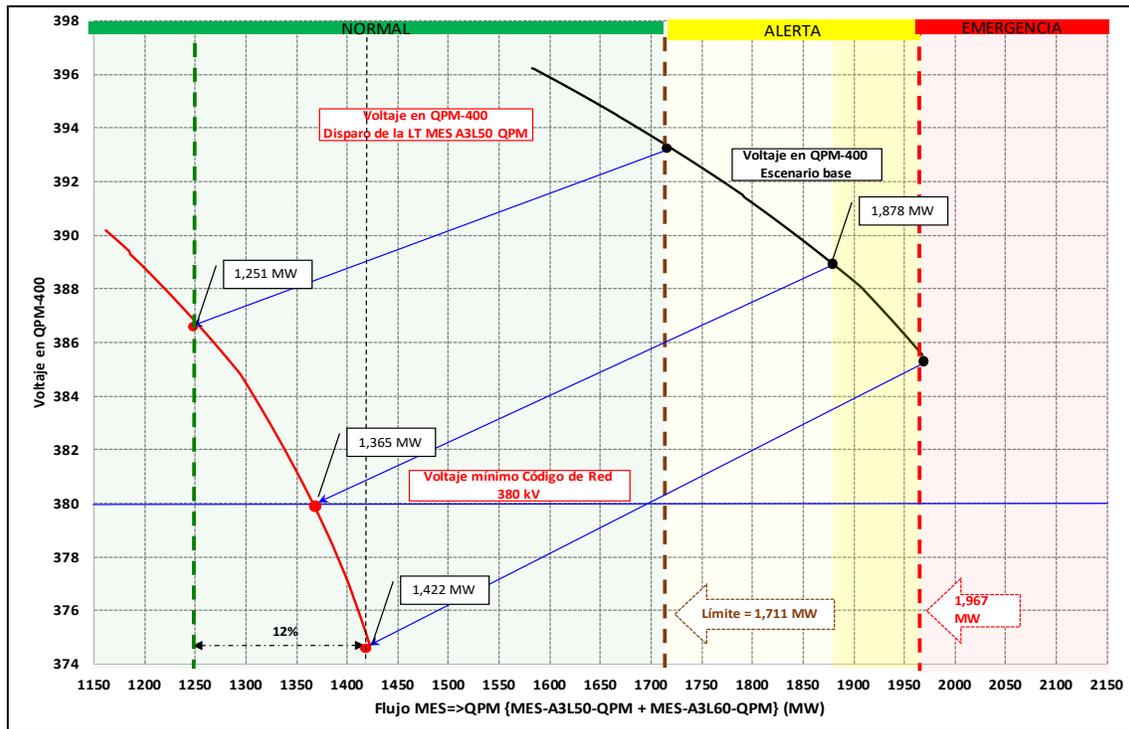


Figura 4. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) Compuerta Las Mesas – Querétaro Potencia Maniobras con red completa y ante la contingencia (sin proyecto)



Cuando se presenten restricciones en el suministro de gas y/o salidas no programadas de Centrales Eléctricas, se tendría que utilizar el total de reserva de potencia reactiva de aquellas unidades que estén en funcionamiento, reduciendo la Confiabilidad del suministro.

El 19 de febrero de 2019 se presentó una situación similar a lo descrito anteriormente; ya que, por restricciones de gas, la central eléctrica Bajío (BAJ) solicitó a la GCROC la autorización para conmutar de gas a diésel y, durante ese periodo de conmutación, salieron de operación por falla las unidades 2 y 4 de dicha central eléctrica. Además, en ese mismo lapso, la central eléctrica Energía San Luis de la Paz (ELP) solicitó la desconexión de su central por la misma problemática de restricción de gas. 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 de la región Bajío, con valores de 391.5 kV en la SE Querétaro Potencia, 395.0 kV en la SE Querétaro Maniobras Potencia, 396.1 kV en la SE Santa María y 396.8 kV en la SE Las Fresas. En la red de 230 kV de la zona Querétaro-San Luis de la Paz se tuvieron voltajes de 218.6 kV en la SE Santa Fe, 220.5 kV en la SE Conín y 220.8 kV en la SE Querétaro I.

En la zona León el voltaje mínimo se presentó en la SE León IV con un valor de 217.1 kV, mientras que en Irapuato se alcanzó un voltaje de 219.7 kV en la SE Silao Potencia. La GCROC se declaró en Estado Operativo de Alerta (EOA) en la zona Guanajuato y Querétaro por no contar con recursos suficientes de potencia reactiva capacitiva para la regulación de tensión, por lo que ante la ocurrencia de contingencia sencilla se activaría la operación de los Esquemas

de Protección para preservar las Confiabilidad y estabilidad de Sistema.

Descripción del proyecto que atiende la problemática.

Por las condiciones operativas actuales y las previstas para 2025, se ha identificado un proyecto para evitar la problemática de inestabilidad de voltaje de la zona Bajío, preservar la confiabilidad y aumentar la capacidad de transmisión de los corredores: León – Salamanca, Querétaro – Santa María y Las Mesas – Querétaro. Consiste en las siguientes obras:

Compensación:

- Instalación de un Compensador Estático de VAr (CEV) de +300/-90 MVar en 230 kV en la SE Potrerillos.
- Instalación de un Compensador Estático de VAr (CEV) de +300/-90 MVar en 230 kV en la SE Querétaro Potencia.
- Instalación de un banco de capacitores de 45 MVar de capacidad nominal en SE Potrerillos 115 kV,
- Instalación de un banco de capacitores de 45 MVar de capacidad nominal en SE Santa Fe 115 kV,
- Instalación de un banco de capacitores de 30 MVar de capacidad nominal en SE El Marqués 115 kV.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2025.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.

Descripción de alternativas.

En las figuras 5 y 6 se muestran las metas físicas de cada alternativa analizada. En trazo punteado color verde se indican las obras de cada una de las obras propuestas.

Figura 5. Diagrama unifilar simplificado de la Alternativa 1

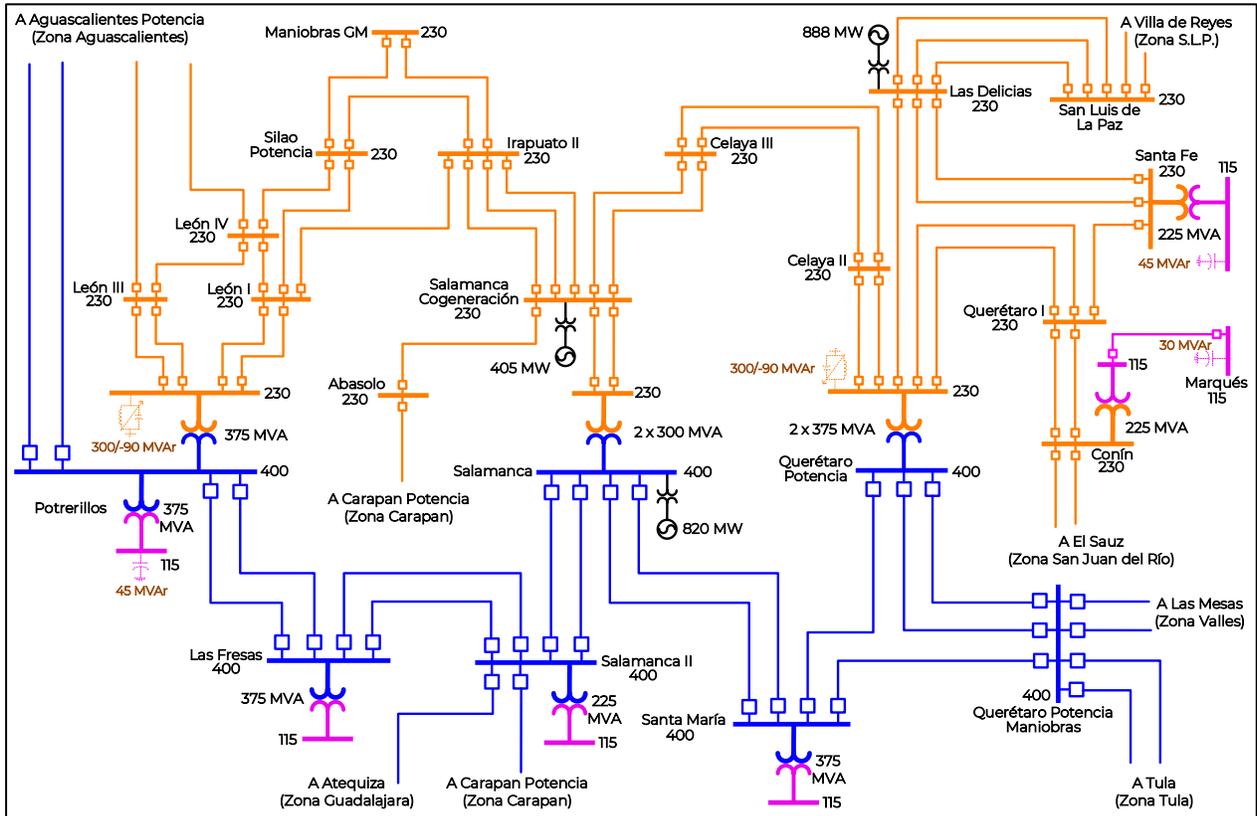
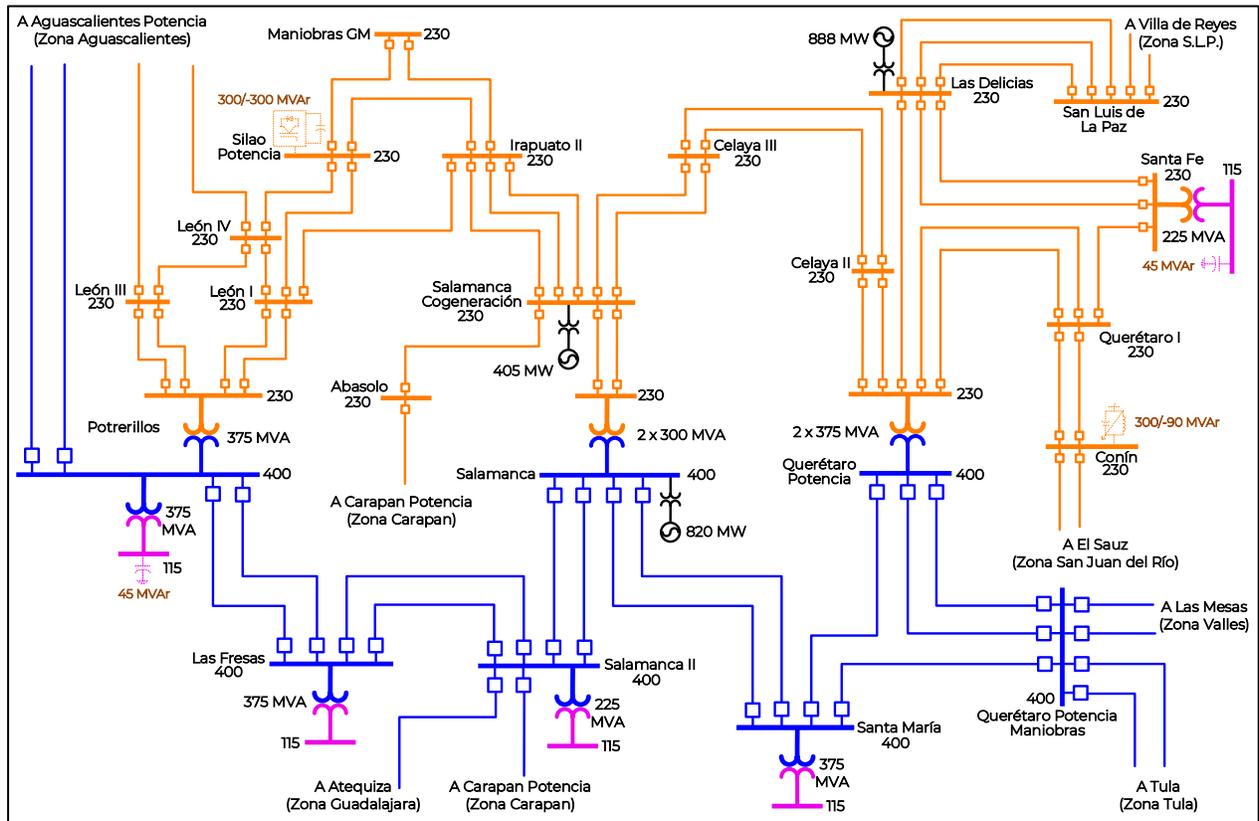


Figura 6. Diagrama unifilar simplificado de la Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La **Alternativa 1** consta de dos Compensadores Estáticos de VAR de +300/-90 MVAR en 230 kV, tres capacitores para un total de 120 MVAR en 115 kV. Mientras que la **Alternativa 2** de un STATCOM de +300/-300 MVAR y un Compensador Estático de VAR de +300/-90 MVAR en 230 kV, además de

dos capacitores en 115 kV por un total de 90 MVAR.

En los cuadros 1 y 2 se muestra el resumen de las metas físicas para cada una de las alternativas.

En la Alternativa 2 se propone un STATCOM debido a que es más compacto que un CEV y el espacio disponible en la SE Silao Potencia es reducido.

Cuadro 1. Obras de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Potrerrillos CEV	CEV	230	90 (Ind.) / 300(Cap.)	abr-25	abr-25
Querétaro Potencia CEV	CEV	230	90 (Ind.) / 300(Cap.)	abr-25	abr-25
Potrerrillos MVar	Capacitor	115	45.0	abr-25	abr-25
Santa Fe MVar	Capacitor	115	45.0	abr-25	abr-25
El Marqués MVar	Capacitor	115	30.0	abr-25	abr-25
Total			900.0		

Cap. Capacitivo
Ind. Inductivo

Cuadro 2. Obras de compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Silao Potencia STATCOM	STATCOM	230	300 (Ind.) / 300(Cap.)	abr-25	abr-25
Conín CEV	CEV	230	90 (Ind.) / 300(Cap.)	abr-25	abr-25
Potrerrillos MVar	Capacitor	115	45.0	abr-25	abr-25
Santa Fe MVar	Capacitor	115	45.0	abr-25	abr-25
Total			1,080.0		

Cap. Capacitivo
Ind. Inductivo

Indicadores técnicos.

En la figura 7 se muestra la condición de red esperada en la región Bajío, desde la zona León hasta la zona San Juan del Río, para un escenario de Demanda Máxima Coincidente de la Gerencia de Control Regional Occidental. Sin el proyecto de compensación, se observa un bajo perfil de voltaje tanto en la red de 400 kV como en la red de 230 kV, pero dentro de límites permisibles

operativos. En la figura 8 se muestra la condición resultante en la red ante la pérdida del autotransformador 400/230 kV de Potrerillos, principal elemento de regulación de la zona León y parte de la zona Irapuato. Se observa que, aún con la utilización de 85% de la capacidad de reactivos de las unidades de la zona de influencia, se presentan voltajes fuera de límites permisibles operativos en la red de 230 kV (ver figura 9).

Figura 7. Condiciones pre-contingencia del escenario de demanda máxima de 2025 (sin proyecto)

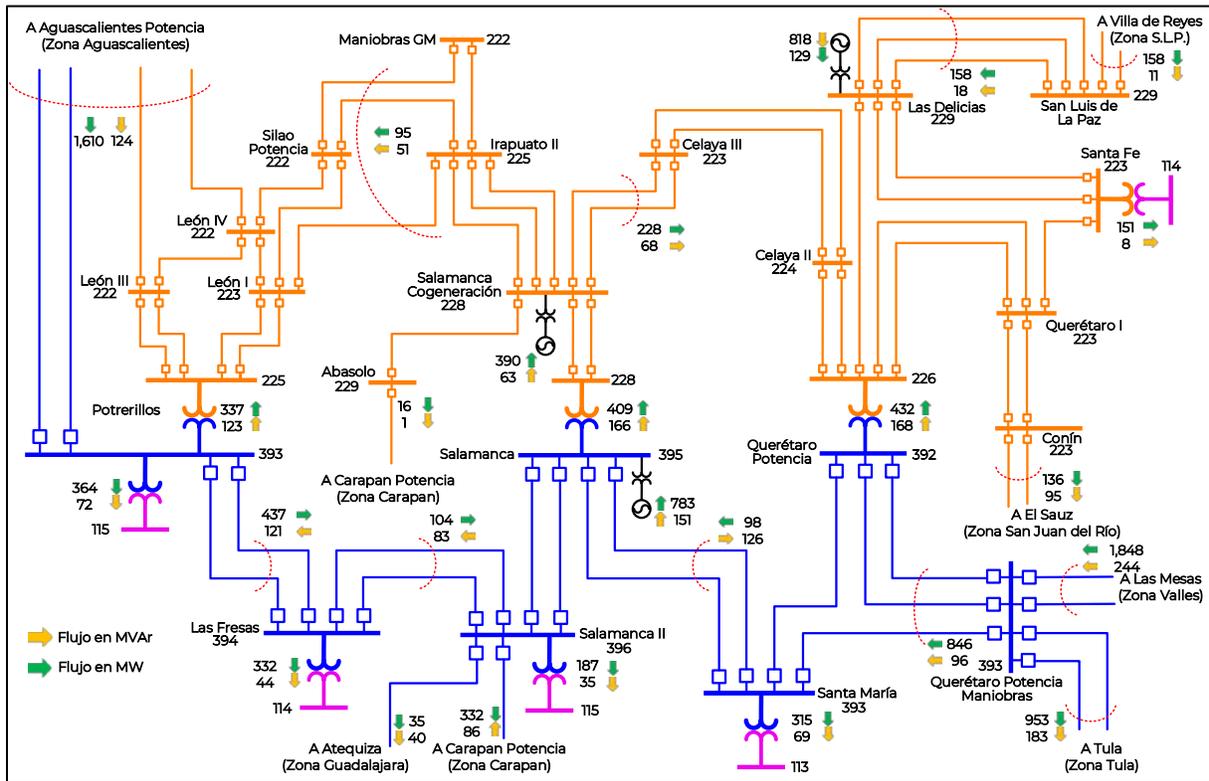


Figura 8. Condiciones post-contingencia del escenario de demanda máxima de 2025 (sin proyecto)

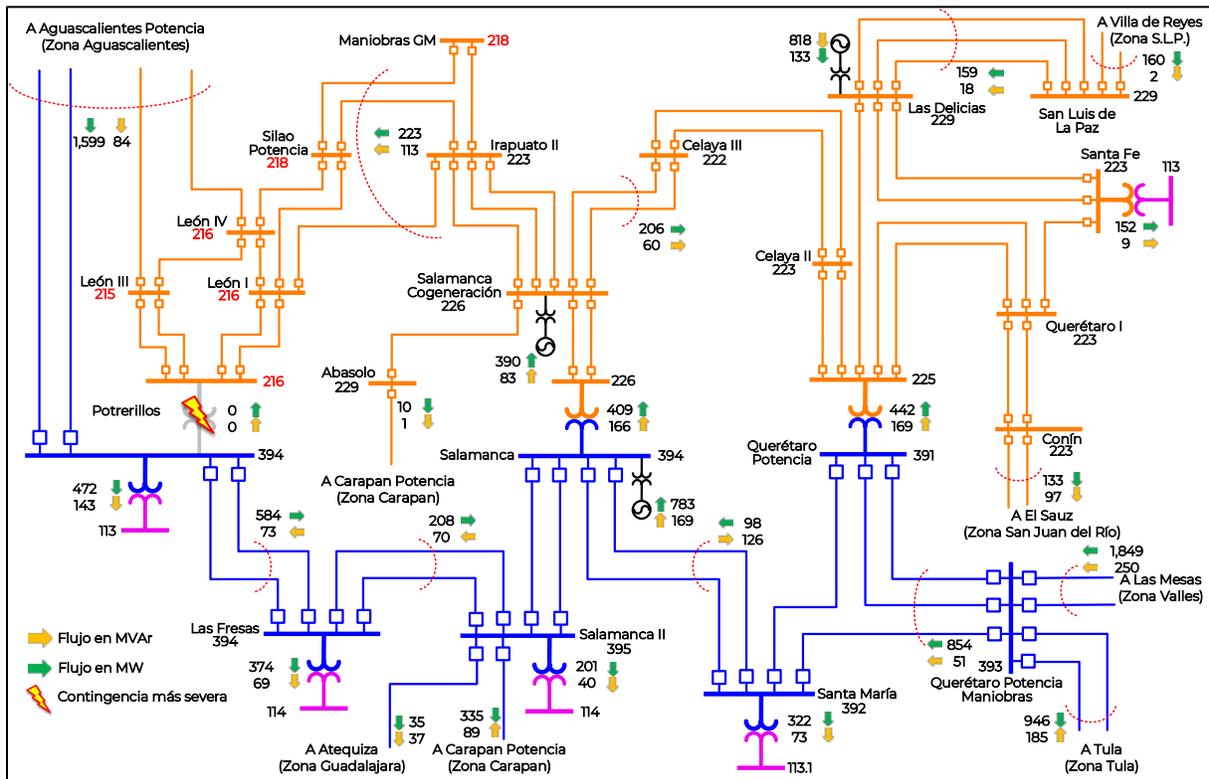
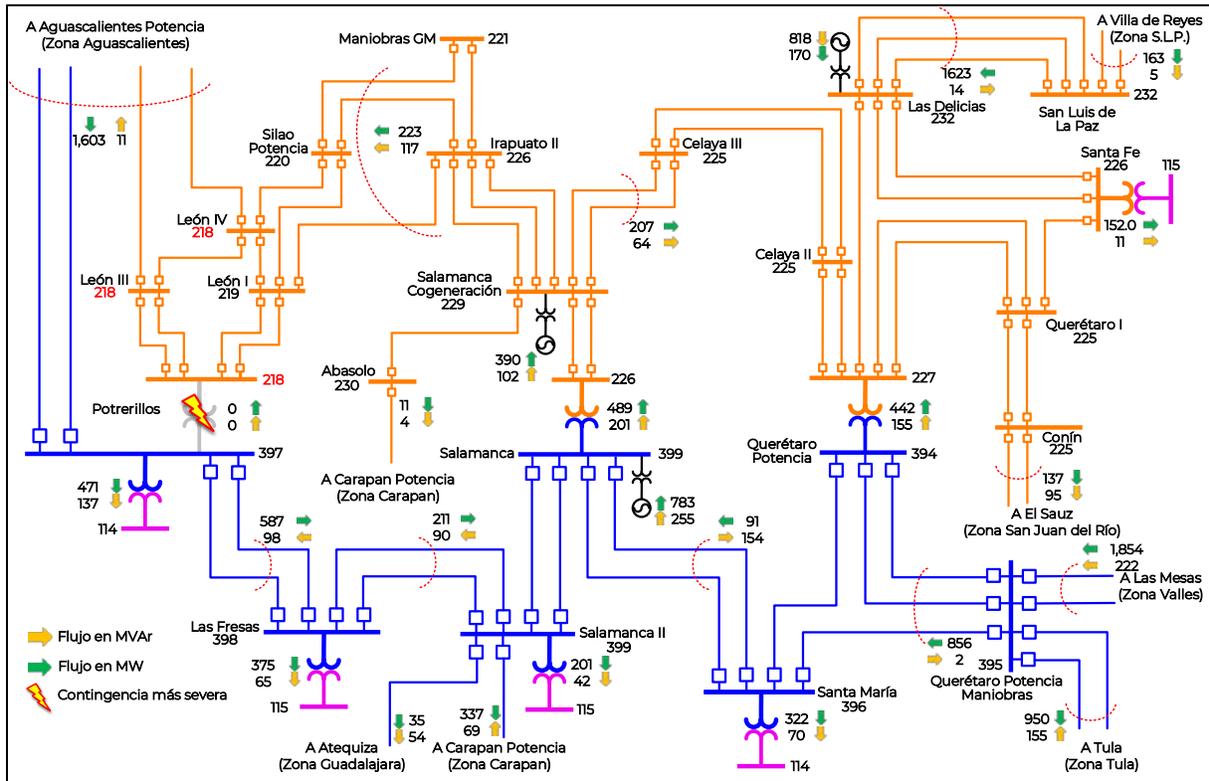


Figura 9. Condiciones post-contingencia con regulación de unidades en la zona de influencia al 85% de su capacidad de potencia reactiva (sin proyecto)



En la misma condición operativa del 2025 pero con la entrada en operación de la Alternativa 1, se presentan perfiles de voltaje adecuados en la zona, tanto en red completa como ante contingencia sencilla del

autotransformador 400/230 kV de Potrerillos, voltajes con valores de magnitud superiores a 228 kV en red de 230 kV y 399 kV en la red de 400 kV. Este comportamiento de la red se puede observar en las figuras 10 y 11.

Figura 10. Condiciones pre-contingencia del escenario de demanda máxima de 2025 (Alternativa 1)

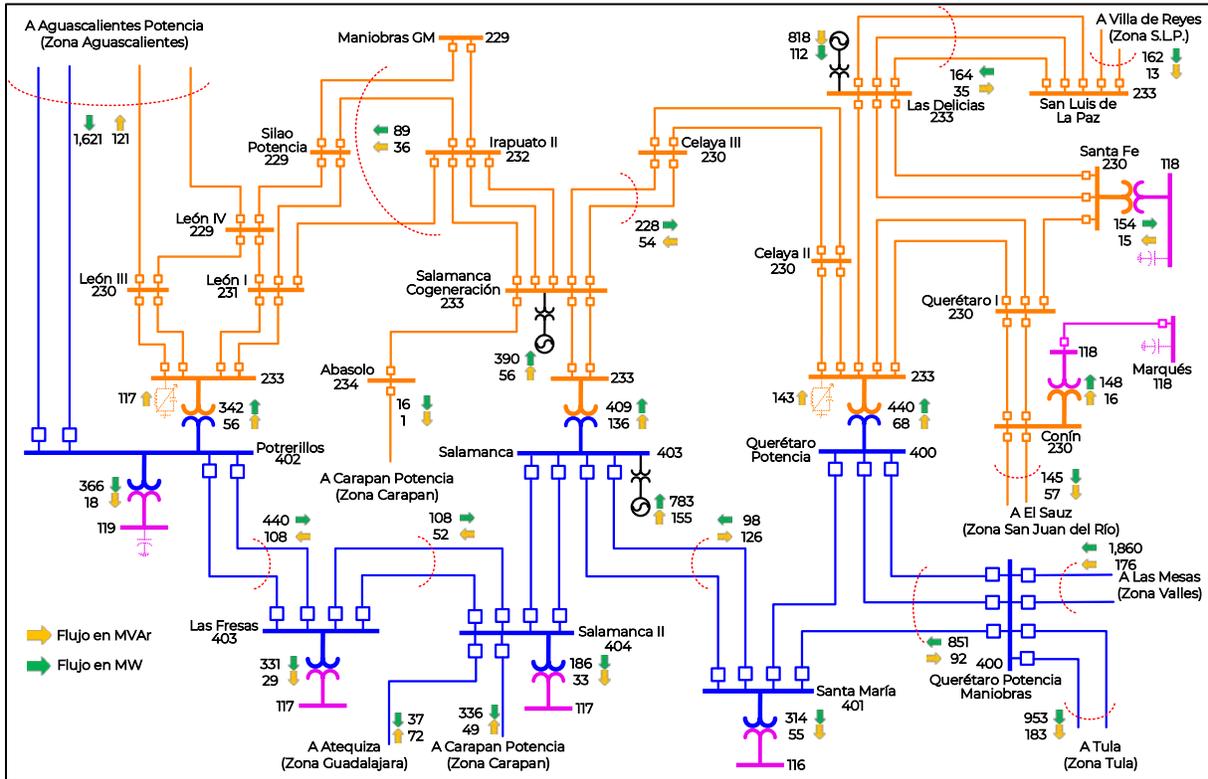
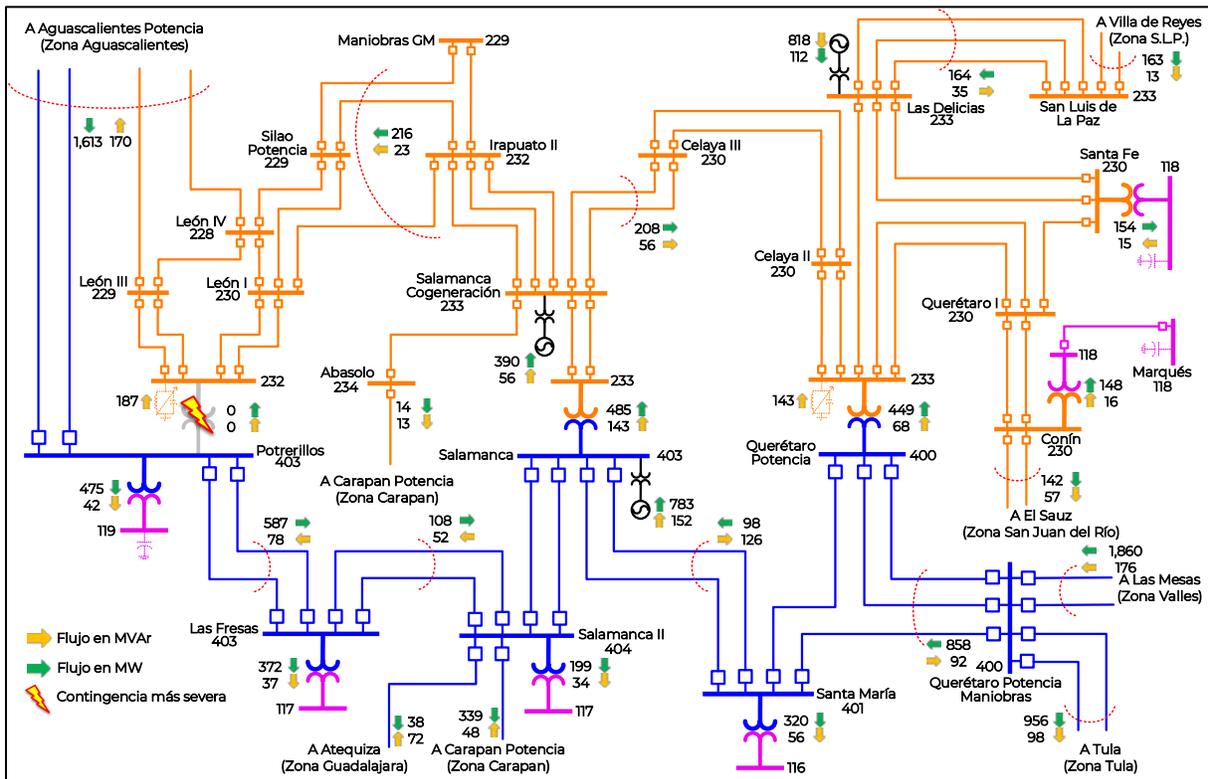


Figura 11. Condiciones post-contingencia del escenario de demanda máxima de 2025 (Alternativa 1)



La Alternativa 2 de igual manera presenta beneficios en cuestión de perfil de voltaje, con valores que van desde los 399.8 kV hasta 403.8 kV en la red de 400 kV y en la red de 230 kV desde 229.1 kV hasta 233.7 kV, de las subestaciones de interés; ante contingencia del autotransformador 400/230 kV de Potrerillos los voltajes mínimos que se presentan son de 226.4 kV y sin mucha afectación en la red de 400 kV. Es importante señalar que se cuenta con reserva de reactivos suficientes para mejorar el perfil de voltaje ante la pérdida de dicho elemento (figuras 12 y 13).

Las alternativas, al mejorar el perfil de voltaje y la reserva de reactivos en la zona, ayudan a aumentar los límites de transmisión de los enlaces entre regiones de la GCROC como son los corredores de León – Salamanca, Querétaro – Santa María (Celaya) y Las Mesas – Querétaro, además de reducir pérdidas y tener la capacidad de regulación ante situaciones especiales como salida de generación a mantenimiento o problemáticas de suministro de gas.

Figura 12. Condiciones pre-contingencia del escenario de demanda máxima de 2025 (Alternativa 2)

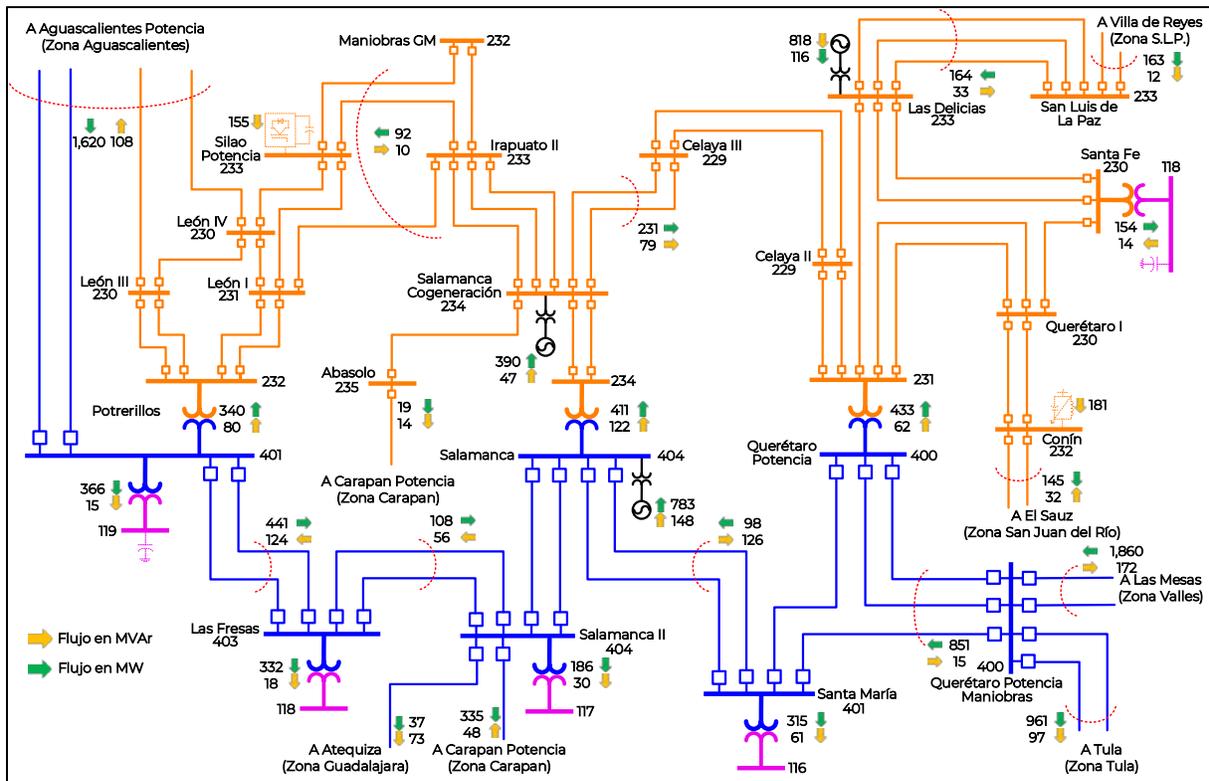
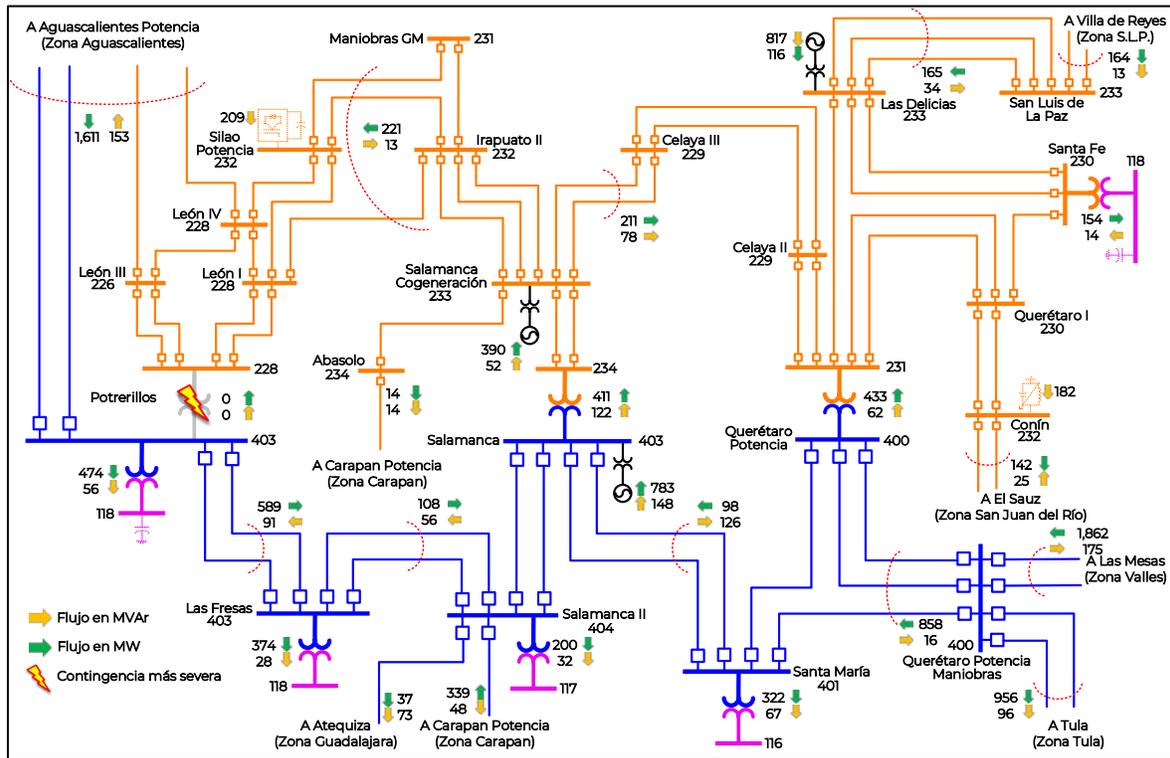


Figura 13. Condiciones post-contingencia del escenario de demanda máxima de 2025 (Alternativa 2)



En las figuras 14 y 15 se presentan las curvas característica Potencia-Voltaje (P-V) con red completa y ante la contingencia n-1 más severa del corredor de transmisión León – Salamanca, con la Alternativa 1 y la Alternativa 2, respectivamente. Estas curvas se calculan en los escenarios de demanda máxima coincidente de 2025 de la GCROC.

Con la Alternativa 1, con la mejora en el perfil de tensión, el corredor de transmisión incrementaría su límite de transmisión a **1,135 MW**, un incremento de 255 MW respecto al límite sin proyecto (880 MW de acuerdo con la figura 2). En tanto, con la Alternativa 2 se tendría un incremento de 250 MW con respecto al límite sin proyecto, para llegar a un límite de **1,130 MW**.

Figura 14. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) de la Compuerta León – Salamanca, con red completa y ante contingencia N-1 (Alternativa 1)

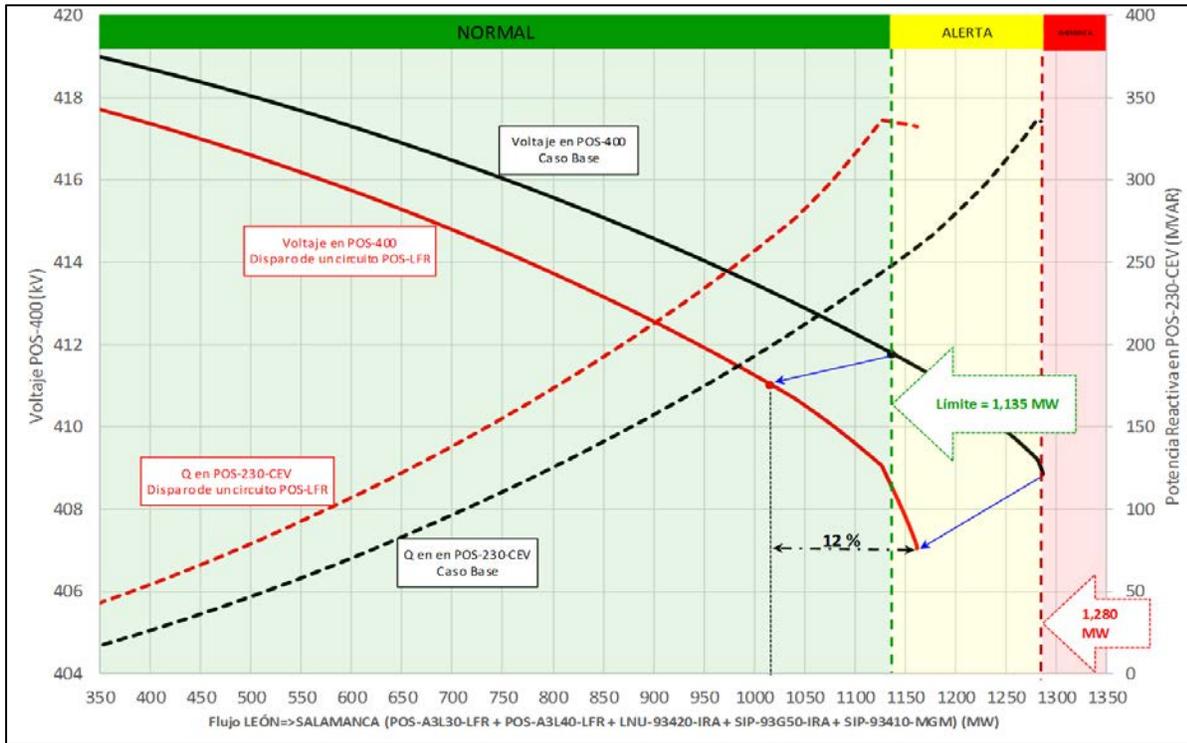
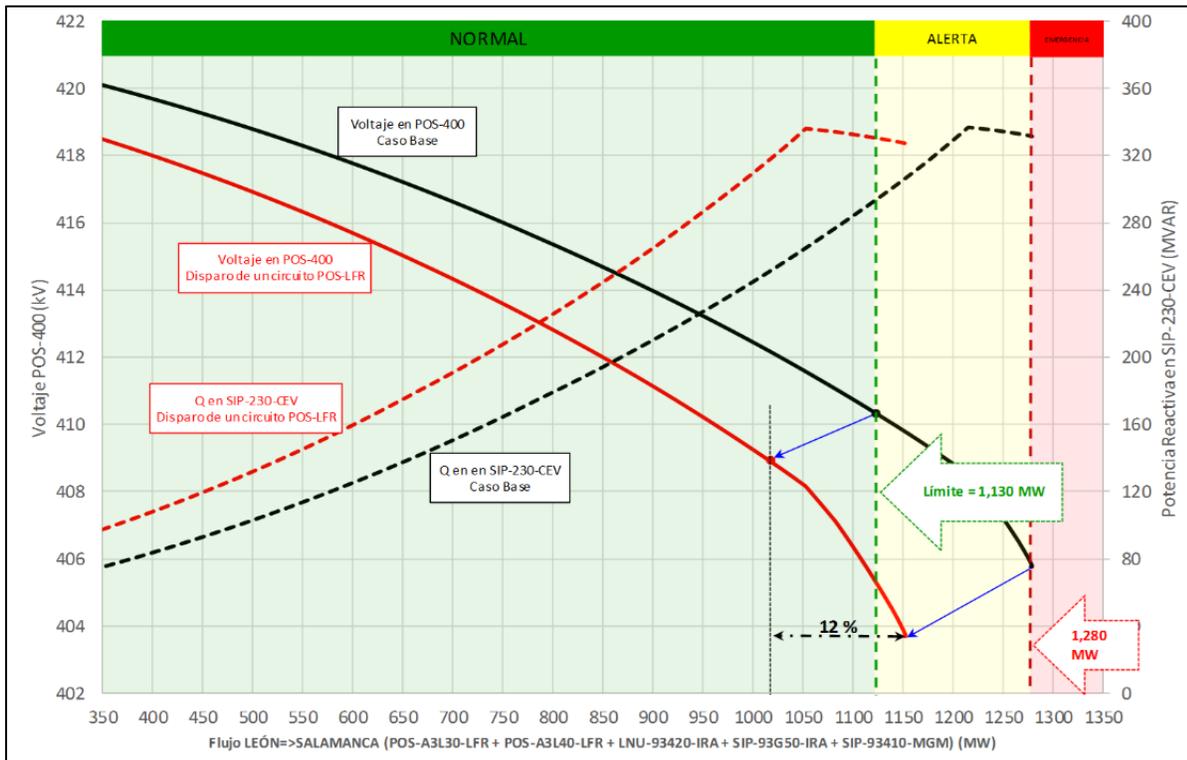


Figura 15. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) de la Compuerta León – Salamanca con red completa y ante contingencia N-1 (Alternativa 2)



Aunque los límites de transmisión de las alternativas son básicamente iguales (diferencia de 5 MW), en las curvas P-V se aprecia que en la Alternativa 2 (figura 15) se alcanza la saturación de potencia reactiva en la compensación dinámica en el STATCOM de la SE Silao Potencia antes que en el CEV de la SE Potrerillos de la Alternativa 1 (figura 14). La aportación de potencia reactiva (Q) está representada por líneas punteadas de color negro para la condición de red completa y roja para la condición ante contingencia. Para la Alternativa 2 la saturación de potencia reactiva con red completa se presenta en un flujo del corredor de transmisión de 1,220 MW, mientras que para la Alternativa 1 es con un flujo de 1,270 MW. Por otro lado, para la condición ante contingencia sencilla es de 1,130 MW para la Alternativa 1 y 1,050 MW para la Alternativa 2, ambos flujos de potencia son post-contingencia. De esta manera se ve más conveniente para la transmisión de energía eléctrica la compensación propuesta en la Alternativa 1.

En las figuras 16 y 17 se muestran las curvas características Potencia-Voltaje (P-V) del corredor de transmisión Querétaro – Santa María con red completa y ante la contingencia n-1 obtenidas para cada una de las alternativas propuestas. Anteriormente se definió que para el caso sin proyecto el límite de transmisión está definido

por bajo nivel de voltaje con un valor de flujo de potencia de 1,542 MW (figura 3) y una tensión en la SE Querétaro Potencia de 383 kV.

En la figura 16, para la Alternativa 1, se observa que el límite de transmisión es ahora por estabilidad de voltaje y se incrementa a 1,746 MW, con una tensión en la SE Querétaro Potencia de 390 kV. En cuanto a la Alternativa 2 (figura 17), se observa que el límite de transmisión por estabilidad de voltaje es de 1,737 MW, con una tensión en la SE Querétaro Potencia de 388.5 kV. En ambos casos la contingencia más severa sigue siendo el disparo de la línea de transmisión Santa María - A3L70 - Querétaro Potencia.

Los límites de transmisión de las alternativas son básicamente iguales (diferencia de 9 MW) en las curvas P-V. Sin embargo, para un mismo incremento de flujo de potencia en el enlace, la caída de voltaje es más pronunciada en la Alternativa 2, por lo que la condición es menos conveniente para el sistema eléctrico. Lo anterior se debe a que la saturación de la compensación dinámica de la Alternativa 2 se presenta en un valor menor de transmisión de potencia activa. Con la Alternativa 1, se aumenta el límite de transmisión del corredor en 204 MW, mientras que con la Alternativa 2 en 195 MW.

Figura 16. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) de la Compuerta Querétaro – Santa María con red completa y ante contingencia N-1 (Alternativa 1)

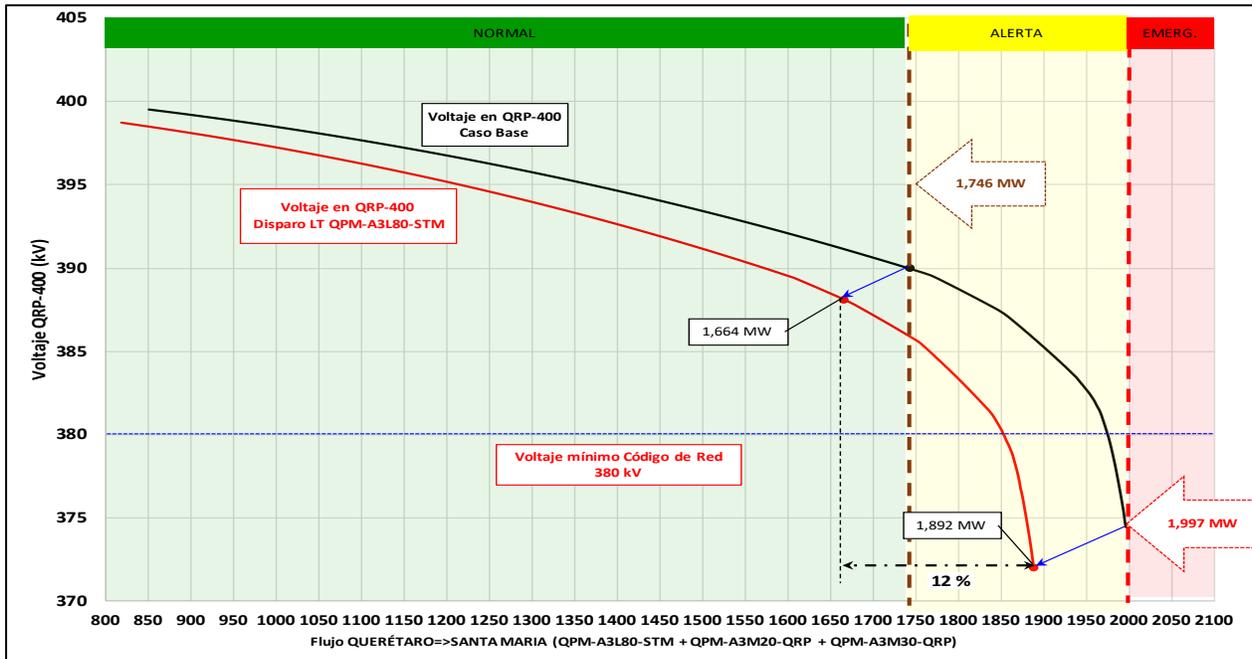
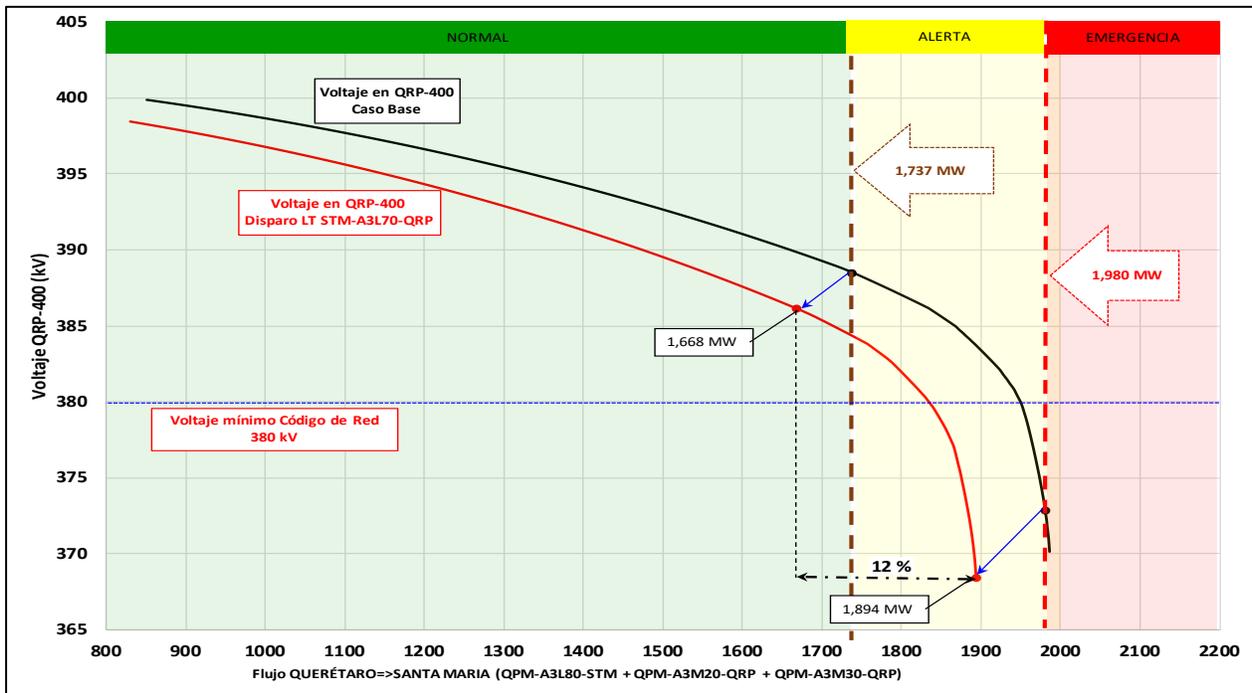


Figura 17. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) de la Compuerta Querétaro – Santa María con red completa y ante contingencia N-1 (Alternativa 2)



En cuanto al corredor de transmisión Las Mesas – Querétaro Potencia Maniobras, de acuerdo con la curva P-V de la figura 4 se explicó que el límite sin proyecto es de 1,711 MW y que este valor está definido estabilidad de voltaje en la SE Querétaro Potencia Maniobras, ante contingencia de uno de los circuitos de ese mismo corredor de transmisión.

Con la Alternativa 1 (figura 18) se logra incrementar el límite de transmisión a un valor de 2,048 MW, que representa una ganancia de 337 MW respecto al caso sin el proyecto. Esto se debe a que ante contingencia de una de las líneas de transmisión Las Mesas – Querétaro Potencia Maniobras, la paralela puede

alcanzar su límite térmico sin tener problemas de estabilidad de tensión. Es decir, la compensación de potencia reactiva propuesta hace que la limitante por estabilidad de voltaje del corredor de transmisión sea superior al límite por sobrecarga (térmico), caso contrario sucede cuando no se cuenta con el proyecto, donde el límite por estabilidad de voltaje resulta menor al límite por sobrecarga. Para la Alternativa 2 se presenta un comportamiento similar, alcanzando un límite 2,049 MW, definido de la misma manera por sobrecarga en uno de los circuitos Las Mesas – Querétaro Potencia Maniobras ante disparo del circuito paralelo (figura 19).

Figura 18. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) de la Compuerta Las Mesas – Querétaro Potencia Maniobras con red completa y ante contingencia N-1 (Alternativa 1)

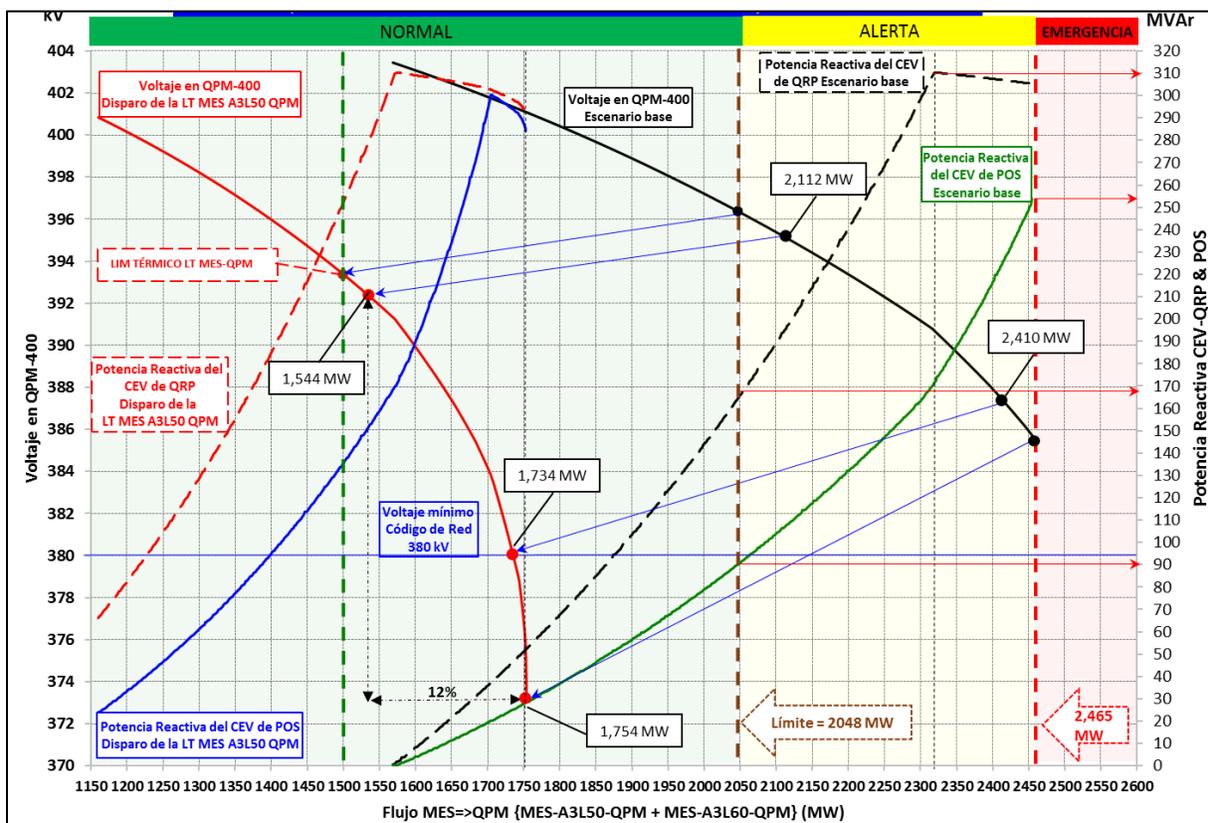
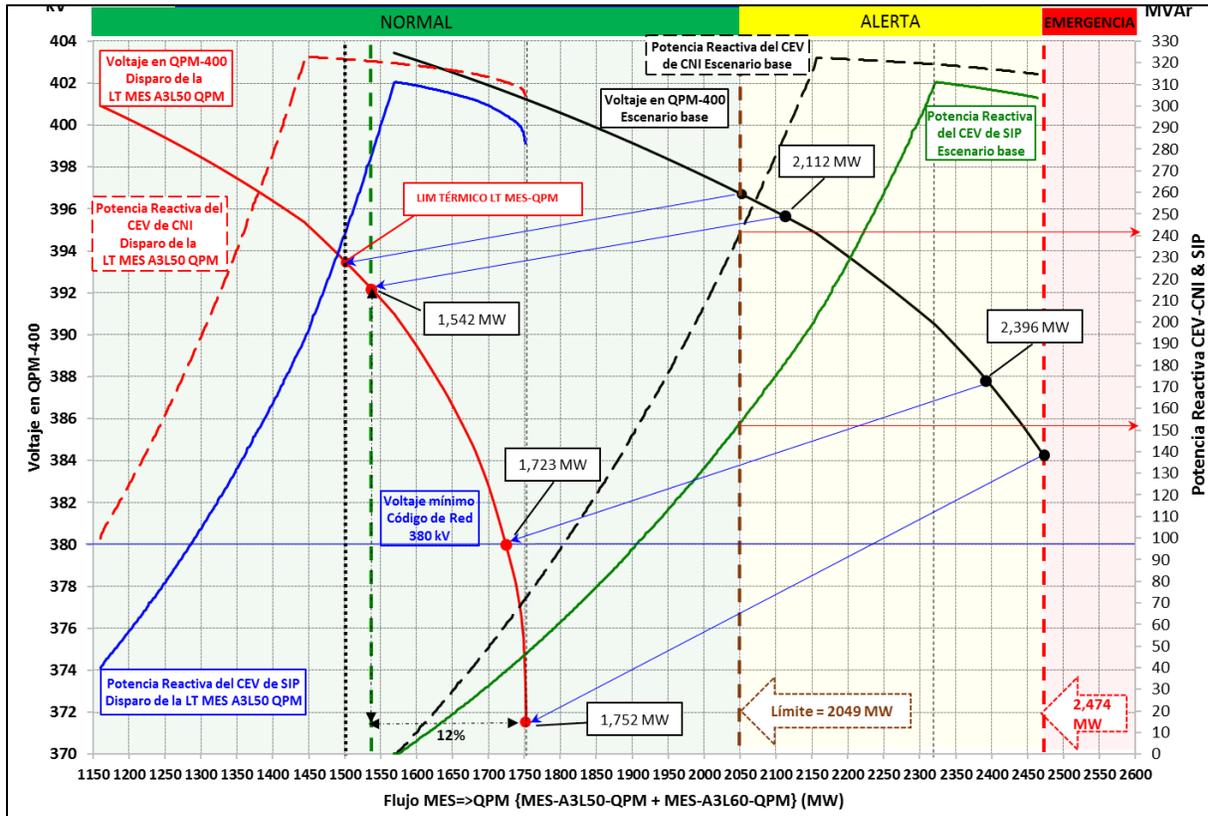


Figura 19. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) de la Compuerta Las Mesas – Querétaro Potencia Maniobras con red completa y ante contingencia N-1 (Alternativa 2)



Una gran diferencia entre las alternativas se debe a la forma en que se saturan los elementos de compensación dinámica. Para la Alternativa 1 en figura 18 se muestra que la potencia reactiva de la compensación dinámica propuesta en la SE Potrerillos (representada por la línea verde en red completa y azul ante contingencia) y en la SE Querétaro Potencia (representada por la línea punteada negra en red completa y línea punteada roja ante contingencia) alcanzan su valor máximo de aportación de potencia reactiva con flujos de potencia en el corredor de transmisión, pre y post-contingencia, superiores en comparación con la Alternativa 2, la cual contempla compensación en la SE Silao Potencia (línea verde en red completa y azul ante contingencia) y en la SE Conín (línea

punteada negra en red completa y línea punteada roja ante contingencia), ver figura 19.

Este comportamiento es un indicativo de que el escenario con las propuestas ubicadas en las SE Silao Potencia y Conín entra en un problema de estabilidad de tensión antes que en el escenario de la compensación en las SE Querétaro Potencia y Potrerillos.

En conclusión, de las simulaciones de flujos de potencia se puede apreciar que ambas alternativas permiten atender de manera confiable y segura el crecimiento de la demanda de la región Bajío (principalmente de las cargas de los estados de Guanajuato y Querétaro), con sus consecuentes incrementos en los flujos de potencia que transitarían

por los corredores León – Salamanca, Querétaro – Santa María y Las Mesas – Querétaro. De los resultados de las curvas característica P-V para las tres compuertas presentadas anteriormente se demuestra que la ubicación óptima de compensación dinámica es en las subestaciones eléctricas Querétaro Potencia y Potrerillos.

Las propuestas de expansión presentadas como las Alternativas 1 y 2 cumplen con los objetivos de planeación de la expansión de la red de operación con Eficiencia Energética, soporte al Mercado Eléctrico Mayorista, satisfacer la Demanda Incremental y

reducción de Costos de Producción de Energía.

Alternativa propuesta.

El cuadro 3 presenta el aumento en el límite de saturación de las alternativas estudiadas con respecto a la infraestructura existente. La Alternativa 1 tiene una ganancia de 399 MW, mientras que con la Alternativa 2 se obtiene una ganancia de 467.1 MW en condición de red completa. Ante contingencia sencilla se tiene un incremento de 617.3 MW para la Alternativa 1 y de 584.1 MW para la Alternativa 2.

Cuadro 3. Comparativa entre demandas de saturación

	Límite de saturación sin proyecto	Límite de saturación con Alternativa 1	Límite de saturación con Alternativa 2
Red Completa	5,040.1 MW	5,439.1 MW	5,507.2 MW
Contingencia Sencilla	4,821.8 MW	5,439.1 MW	5,405.9 MW

El cuadro 4 presenta el aumento en el límite de transmisión de los corredores de transmisión León – Salamanca, Querétaro – Santa María y Las Mesas – Querétaro Potencia Maniobras, con mejoras similares entre ambas alternativas. Sin embargo, la Alternativa

1 tiene un comportamiento más eficiente para la aportación de potencia reactiva al sistema ante altas transferencias de energía en los corredores de transmisión mencionadas.

Cuadro 4. Aumento de capacidad de transmisión del proyecto

Compuerta	Límite de transmisión sin proyecto	Límite de transmisión con Alternativa 1	Límite de transmisión con Alternativa 2
León - Salamanca	880 MW	1,135 MW	1,130 MW
Querétaro - Santa María	1,542 MW	1,716 MW	1,683 MW
Las Mesas - Querétaro Potencia Maniobras	1,711 MW	2,048 MW	2,049 MW

La infraestructura propuesta sería suficiente para atender el incremento de demanda esperada en la región Bajío, en los estados de Guanajuato y Querétaro, con perfiles de voltaje adecuados, reducción de pérdidas y

aumento en la capacidad de transmisión en la red de 400 kV entre las zonas León – Salamanca y Querétaro – Celaya y las Gerencias de Control Regional Noreste y Occidental. En cuanto a confiabilidad, el proyecto

permitirá tener una mayor flexibilidad de mantenimiento y operación del sistema eléctrico. Por los resultados obtenidos, aun cuando la Alternativa 2 presenta un incremento en la demanda de saturación con red completa mayor, la Alternativa 1 presenta una relación

beneficio/costo superior y un mejor comportamiento de aportación de potencia reactiva a la red, por tanto, es la mejor opción de solución a la problemática de voltaje presente en la región Bajío.

II9-CEI Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País

Diagnóstico operativo.

La Gerencia de Control Regional Central (GCRCE) se interconecta hacia las Gerencias de Control Regional Oriental y Occidental a través de líneas de transmisión de 230 y 400 kV.

La GCRCE comprende los Estados de México, Hidalgo, la Ciudad de México y parte de los estados de Guerrero y Morelos, siendo un gran centro de consumo de energía eléctrica. A su vez, se divide en tres regiones: Valle de México Norte, Valle de México Centro y Valle de México Sur.

La región Valle de México Norte, tiene como áreas de influencia geográfica el norte de la Ciudad de México y el Estado de México, el sur del estado de Hidalgo y un fragmento del noroeste de Puebla. Desde el punto de vista eléctrico está integrada por las zonas: Basílica, Cuautitlán, Atizapán, Azteca, Tlalnepantla, Ecatepec, Naucalpan, Pachuca, Tulancingo, Tula e Ixmiquilpan.

La región Valle de México Centro, territorialmente incluye el área central de la Ciudad de México y una fracción de la parte este del Estado de México, eléctricamente está compuesta por las zonas: Zócalo, Benito Juárez, Polanco, Tacuba, Aeropuerto, Nezahualcóyotl y Chapingo.

La región Valle de México Sur, geográficamente comprende el

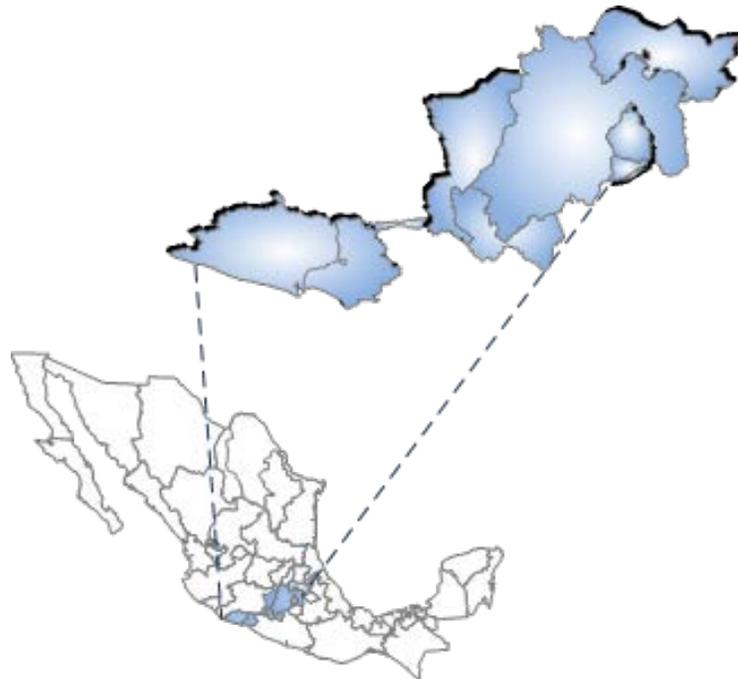
segmento sur del Ciudad de México y el Estado de México, una fracción del estado de Guerrero y Morelos, así como la localidad de Lázaro Cárdenas que antes pertenecía a la GCR Occidental. Desde la perspectiva eléctrica está formada por las zonas: Universidad, Las Lomas, Ermita, Tenango, Toluca, Volcanes, Coapa, Cuernavaca, Altamirano, Atlacomulco, Valle de Bravo y Lázaro Cárdenas.

La figura 1 muestra la cobertura geográfica de la GCRCE.

En 2018, se acumuló un total de 9.44 millones de usuarios que cuentan con el servicio de energía eléctrica (esto equivale a poco más de 30.5 millones de personas). De los cuales 89% son usuarios residenciales, 10.4% son comerciales, 0.1% son agrícola y alumbrado público y 0.5% son de empresa mediana e industrias en alta tensión.

La demanda máxima del año 2018 de la GCRCE (28 de febrero a las 19:13 hs y 01 de marzo a las 19:18 hs), alcanzó un valor de 9,121 MW. La demanda eléctrica de esta Gerencia se concentra en la Zona Metropolitana de la Ciudad de México (ZMCM) y áreas conurbadas. Esta zona es deficitaria en recursos de generación de energía eléctrica, de tal forma que permanentemente importa energía, hasta en un 70%, del resto del Sistema Interconectado Nacional

Figura 1. Cobertura Geográfica de la Gerencia de Control Central



Las Centrales Eléctricas instaladas en la ZMCM emplean principalmente combustibles fósiles como el gas natural y combustóleo, como es el caso de las Centrales Eléctricas: Tula (2,228.3 MW), Valle de México (999.3 MW) y diversas centrales turbogás (714.4 MW).

Por otro lado, en la costa del Pacífico, entre los estados de Michoacán y Guerrero, se concentran grandes centros de generación de energía eléctrica, que corresponden a la Central Eléctrica Petacalco (2,778 MW) que emplea carbón como combustible y las Centrales Eléctricas hidráulicas Infiernillo y Villita con una capacidad efectiva de 1,520 MW.

El pronóstico de demanda y consumo para el periodo 2019-2033 tiene una tasa media de crecimiento anual de 2.4% tanto en su demanda como en el consumo. Para el año de 2025 se estima que la demanda máxima integrada bruta de la GCRCE sea de 10,465 MWh/h,

lo que significa un crecimiento de 1,660 MWh/h con respecto a 2018. Si se llega a presentar una tasa del crecimiento del PIB del 4%, se puede llegar a una demanda máxima integrada bruta de 10,866 MWh/h.

Las importaciones de energía hacia la ZMCM provienen del Sureste del país de las Centrales hidráulicas y eólicas, del Golfo de México de Ciclos Combinados, del Noreste de Ciclos Combinados y generación eólica, del Pacífico de Centrales Eléctricas hidráulicas y de carbón y del Occidente una combinación de Centrales de Ciclos Combinados y renovables.

Se espera en el futuro la reducción en el despacho de la central Carboeléctrica del Pacífico (Petacalco), esto debido a sus altos costos de producción, por lo cual, es necesario prever red eléctrica para el suministro de energía eléctrica hacia la ZMCM, específicamente en las zonas asociadas a la División Valle de

México Norte, tales como Naucalpan, Cuautitlán, Atizapán de Zaragoza, Nicolás Romero, Tultitlán y Tepotzotlán. Las cuales representan alta densidad demográfica y zonas industriales, que son alimentadas por las subestaciones eléctricas Nopala y Victoria con equipos de transformación de relación 400/230 kV.

Otra región que debe ser atendida por el proyecto propuesto de infraestructura eléctrica para permitir el suministro de energía eléctrica corresponde a los municipios de Jilotepec, San Francisco Soyaniquilpan, Aculco y Chapa de Mota que dependen de subestaciones eléctricas interconectadas en el nivel de tensión de 115 kV, con dos fuentes de suministro; una es la SE Jilotepec Potencia con un banco de transformación de 225 MVA de capacidad y relación de transformación 230/115 kV, y otra es la SE Nochistongo con un banco de transformación de 100 MVA de capacidad y relación de transformación 230/115 kV. La red eléctrica dependiente de la subestación Jilotepec se muestra en la figura 2.

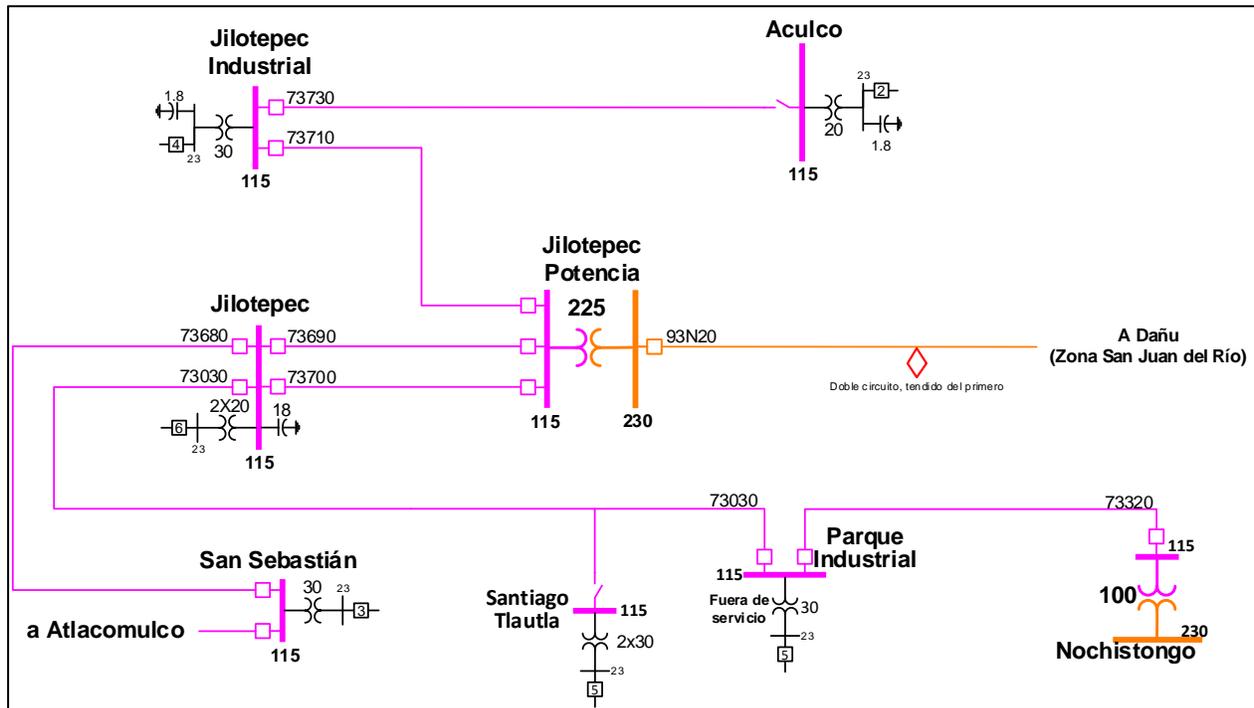
Adicional a las fuentes de energía eléctrica indicadas, también se tiene en operación un enlace de 53 km que interconecta la región de Jilotepec con la región Atlacomulco, esto es, desde las subestaciones eléctricas Jilotepec hacia San Sebastián (con línea aérea aislada y

operada en 115 kV, calibre 477 kCM, tipo ACSR, con capacidad limitada a 40 MVA). En condiciones de red completa (sin la salida de algún elemento de transmisión) se tiene un monto de flujo de potencia en la línea de transmisión Jilotepec – San Sebastián del orden de 25 MW hacia la región Atlacomulco, es decir, apoya el suministro de cargas eléctricas de Atlacomulco.

A su vez Atlacomulco depende de su suministro principalmente de un banco de transformación de 375 MVA de capacidad y relación de transformación 400/115 kV, el cual, ante su falla o salida de la línea de transmisión Atlacomulco Potencia – Almoloya en 400 kV se presentan voltajes fuera de límites permisibles operativos y se tendría la operación de Esquemas de Protección para preservar la Confiabilidad del suministro en la región.

Esta problemática de falla de la línea de 400 kV se resolverá con la construcción del proyecto instruido de línea de transmisión Atlacomulco Potencia – Almoloya, sin embargo, se tiene la probabilidad de continuar operación de Esquemas de Protección para preservar la Confiabilidad ante la falla del banco de transformación en Atlacomulco Potencia, lo que provoca voltajes fuera de límites permisibles operativos en la red de Jilotepec en 115 kV.

Figura 2. Diagrama simplificado de la red eléctrica en Jilotepec y municipios cercanos



Se prevé en 2019 entre en operación en la red de 115 kV un nuevo Centro de Carga denominado “Ciudad Bicentenario”, el cual se alimentará principalmente de la transmisión proveniente de Nochistongo con una carga inicial de 15.2 MW, además se espera que para el 2025 la demanda en la zona de análisis alcance un monto de 105 MW, lo cual agrava la situación y el requerimiento de nueva infraestructura eléctrica.

Por otro lado, se espera el crecimiento de demanda adicional para el año 2020, con la entrada en operación de un nuevo Centro de Carga en la zona denominada “San Francisco Soyaniquilpan” asociada a la red de 230 kV que será alimentado a través del enlace Jilotepec Potencia – Dañu, el cuál inicialmente tomará 22 MW, pero para el año 2025 incrementará su demanda a 31.8 MW.

Además, otra problemática que se presenta en el ámbito de influencia de la Gerencia de Control Regional Occidental durante la condición de alto despacho de la Central Hidroeléctrica Zimapán, (la cual suministra aproximadamente 280 MW a la red eléctrica en el nivel de tensión de 230 kV) y con la entrada de operación de un proyecto de una Central Eléctrica Fotovoltaica de 100 MW en la región, ante la eventual pérdida o salida de una línea de transmisión de San Juan Potencia –93Q20– Dañu y Héroes de Carranza –93O30– Dañu de 230 kV, el excedente de generación ocasiona un incremento de flujo de potencia eléctrica en el banco de transformación de Jilotepec Potencia, lo que provoca la saturación de la red de transmisión de 115 kV del corredor de transmisión Nochistongo – Jilotepec – Atlacomulco.

Con la integración de nuevas Centrales Eléctricas y de acuerdo con los escenarios de 2022 a 2025 de Planeación a Largo Plazo, se espera que la Gerencia de Control Regional Occidental (GCROC) esté importando energía a través de todos sus enlaces con las Gerencias del Norte del País; siendo el enlace Las Mesas – Querétaro Potencia Maniobras el que presente mayor flujo de potencia ya que se esperan montos de importación de alrededor 1,800 MW para escenarios de verano 16:00 horas.

Lo mencionado se debe a que la SE Las Mesas es uno de los puntos de envío de los excedentes de generación de la región Huasteca y en general de la Gerencia de Control Noreste, la cual destaca por la gran cantidad de Centrales Eléctricas instaladas con tecnología de ciclo combinado.

Los altos flujos de potencia que inciden en la SE Querétaro Potencia Maniobras, así como el alto crecimiento de la demanda de la región Bajío (4,319 MW para 2022 y 4,911 MW para 2025) ocasionan un importante y progresivo deterioro en el perfil de voltaje del corredor que va desde León hasta Querétaro. Las SE más afectadas son: Potrerillos (Zona León) con voltajes que disminuyen desde los 399 kV en 2022 hasta 390 kV en 2025, Santa María (Zona Celaya) de 399 kV en 2022 a 391 kV en 2025 y en la SE Querétaro Potencia

(zona Querétaro) se espera el menor nivel de voltaje, pues de tener 407 kV en 2022 se disminuye hasta 390 kV en 2025. Lo anterior se presenta en condiciones de red completa.

Este comportamiento de abatimiento de voltaje deriva en una red con menor reserva de reactivos y con problemas de regulación de voltaje, principalmente en la red de 115 kV, de donde se alimentan la mayoría de las cargas industriales, comerciales y residenciales.

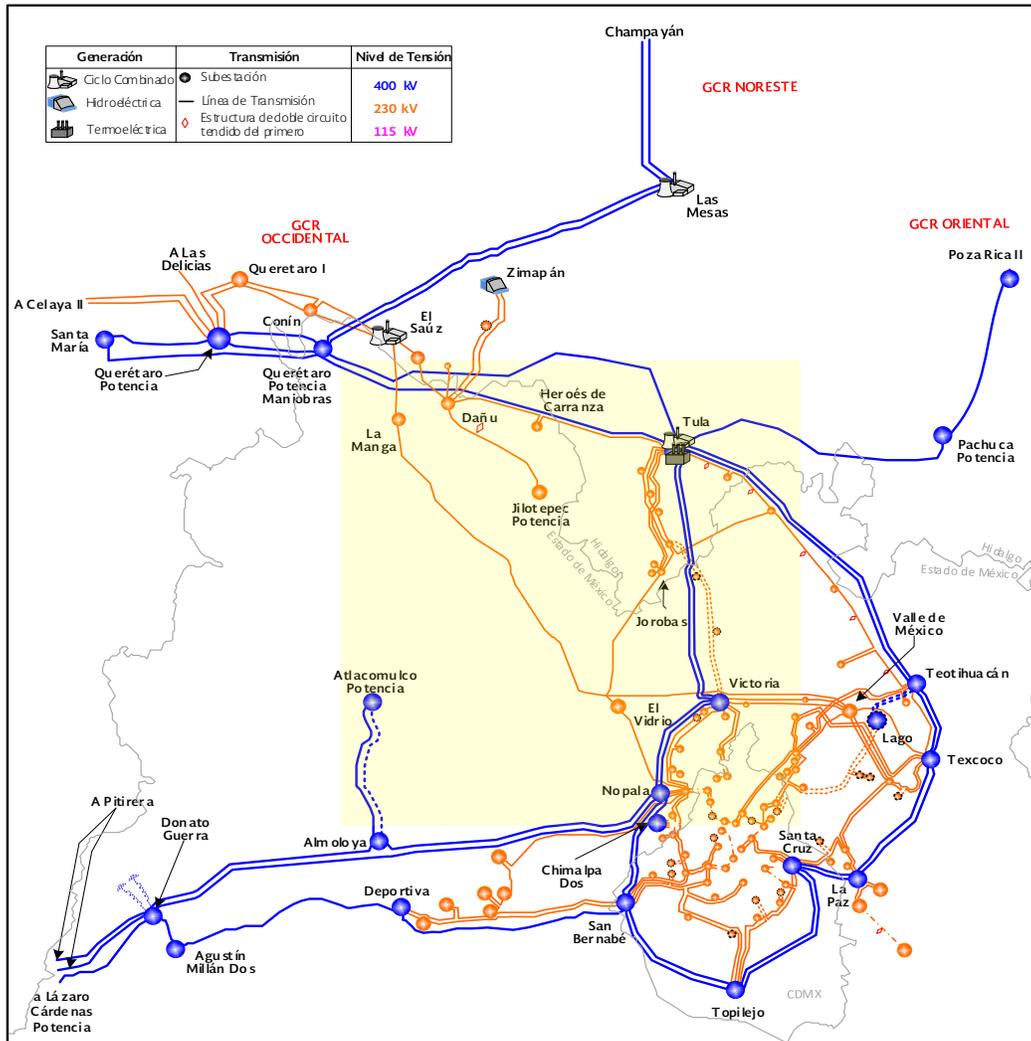
Ante estas problemáticas se requiere de un proyecto de transmisión que permita incrementar capacidad de transporte de energía de la región Tamazunchale hacia el centro del país (GCRCE). La figura 3 muestra la zona de influencia del proyecto (área sombreada).

Descripción del proyecto que atiende la problemática.

Por las condiciones operativas actuales, las previstas para 2025 se ha identificado un proyecto para aumentar la capacidad de transmisión hacia la GCRCE, para así atender el crecimiento de la demanda de la ciudad de México y los Estados de México e Hidalgo.

Se analizaron dos alternativas de red de transmisión para incrementar la capacidad de suministro.

Figura 3. Diagrama unifilar geográfico simplificado de la GCR Central



Alternativa 1

Transmisión:

- Línea de transmisión Las Mesas (Tamazunchale) – Jilotepec Potencia de doble circuito, aislada y operada en 400 kV y tres conductores por fase calibre 1113 kCM, con una longitud aproximada de 213 km.
- Entronque de la línea de transmisión Nopala – Victoria (A3810 o A3820) en la SE Jilotepec Potencia con una longitud aproximada de 95 km, aislada y operada en 400 kV, dos

conductores por fase y calibre 1113 kCM.

- Entronque de la línea de transmisión La Manga – Valle de México (93110) en la SE Jilotepec Potencia con una longitud aproximada de 14 km, aislada y operada en 230 kV, un conductor por fase y calibre 1113 kCM.
- Entronque de la línea de transmisión La Manga – Valle de México (93110) en la SE El Vidrio con una longitud aproximada de 2 km, aislada y operada en 230 kV, un conductor por fase y calibre 1113 kCM.
- Línea de transmisión Jilotepec Potencia – Héros de Carranza de

doble circuito, tendido del primero, aislada y operada en 230 kV y un conductor por fase calibre 1113 kCM, con una longitud aproximada de 17 km.

Transformación:

- Dos bancos de transformación de 375 MVA de capacidad instalada (incluye fase de reserva) y relación de transformación 400/230 kV en la subestación Jilotepec Potencia.

Compensación de potencia reactiva:

- Dos reactores de línea en la subestación Jilotepec Potencia para los nuevos circuitos Las Mesas – Jilotepec Potencia de 75 MVAR de capacidad cada uno (incluye fase de reserva y reactor de neutro) en 400 kV.
- Dos reactores de barra en la subestación Jilotepec Potencia de 50 MVAR de capacidad en 400 kV.

La alternativa considera los alimentadores en 400 y 230 kV necesarios para la conexión de las líneas eléctricas, adecuaciones en subestaciones eléctricas y sustitución de equipo terminal (transformadores de corriente) en las subestaciones eléctricas La Manga, Héroes de Carranza y Daño que actualmente están limitados en su capacidad.

Alternativa 2

Transmisión:

- Línea de transmisión Las Mesas(Tamazunchale) – Jilotepec Potencia de doble circuito, aislada y operada en 400 kV y tres conductores por fase calibre 1113

kCM, con una longitud aproximada de 213 km.

- Línea de transmisión Atlacomulco Potencia – Jilotepec Potencia de doble circuito, aislada y operada en 400 kV y dos conductores por fase calibre 1113 kCM, con una longitud aproximada de 73 km.
- Entronque de la línea de transmisión Donato Guerra – Nopala (A3620) en la SE Almoloya con una longitud aproximada de 0.2 km, aislada y operada en 400 kV, dos conductores por fase y calibre 1113 kCM.
- Entronque de la línea de transmisión La Manga – Valle de México (93110) en la SE Jilotepec Potencia con una longitud aproximada de 14 km, aislada y operada en 230 kV, un conductor por fase y calibre 1113 kCM.
- Entronque de la línea de transmisión La Manga – Valle de México (93110) en la SE El Vidrio con una longitud aproximada de 2 km, aislada y operada en 230 kV, un conductor por fase y calibre 1113 kCM.
- Línea de transmisión Jilotepec Potencia – Héroes de Carranza de doble circuito, tendido del primero, aislada y operada en 230 kV y un conductor por fase calibre 1113 kCM, con una longitud aproximada de 17 km.

Transformación:

- Dos bancos de transformación de 375 MVA de capacidad instalada (incluye fase de reserva) y relación de transformación 400/230 kV en la subestación Jilotepec Potencia.

Compensación de potencia reactiva:

- Dos reactores de línea en la subestación Atlacomulco Potencia para los nuevos circuitos Atlacomulco Potencia – Jilotepec

Potencia de 50 MVAR de capacidad cada uno (incluye fase de reserva y reactor de neutro) en 400 kV.

- Dos reactores de línea en la subestación Jilotepec Potencia para los nuevos circuitos Las Mesas – Jilotepec Potencia de 75 MVAR de capacidad cada uno (incluye fase de reserva y reactor de neutro) en 400 kV.

En forma similar a la Alternativa 1, la segunda alternativa también considera los alimentadores en 400 y 230 kV necesarios para la conexión de las líneas eléctricas, adecuaciones en subestaciones eléctricas y sustitución de equipo terminal (transformadores de corriente) en las subestaciones eléctricas La Manga, Héroes de Carranza y Daño que actualmente están limitados en su capacidad.

Descripción de alternativas.

En las figuras 4 y 5 se muestran las metas físicas de las principales obras de cada alternativa analizada. En trazo punteado color amarillo se indican las obras de las alternativas.

Resumen de metas físicas.

La **Alternativa 1** contiene 665.0 km-c de línea de transmisión, 875 MVA de transformación y 275 MVAR de compensación, así como alimentadores necesarios para conectar los elementos propuestos en las subestaciones eléctricas, además de la sustitución de equipo terminal para incremento en su capacidad de transmisión.

Los cuadros 1, 2 y 3 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 1. Obras de transmisión de la Alternativa 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Las Mesas - Jilotepec Potencia	400	2	426.0	abr-25	abr-25
Jilotepec Potencia entronque Nopala - Victoria	400	2	190.0	abr-25	abr-25
Jilotepec Potencia entronque La Manga - Valle de México	230	2	28.0	abr-25	abr-25
El Vidrio entronque La Manga - Valle de México	230	2	4.0	abr-25	abr-25
Jilotepec Potencia - Héroes de Carranza / 3	230	2	17.0	abr-25	abr-25
Total			665.0		

3/ Tendido del primer circuito

Cuadro 2. Obras de transformación de la Alternativa 1

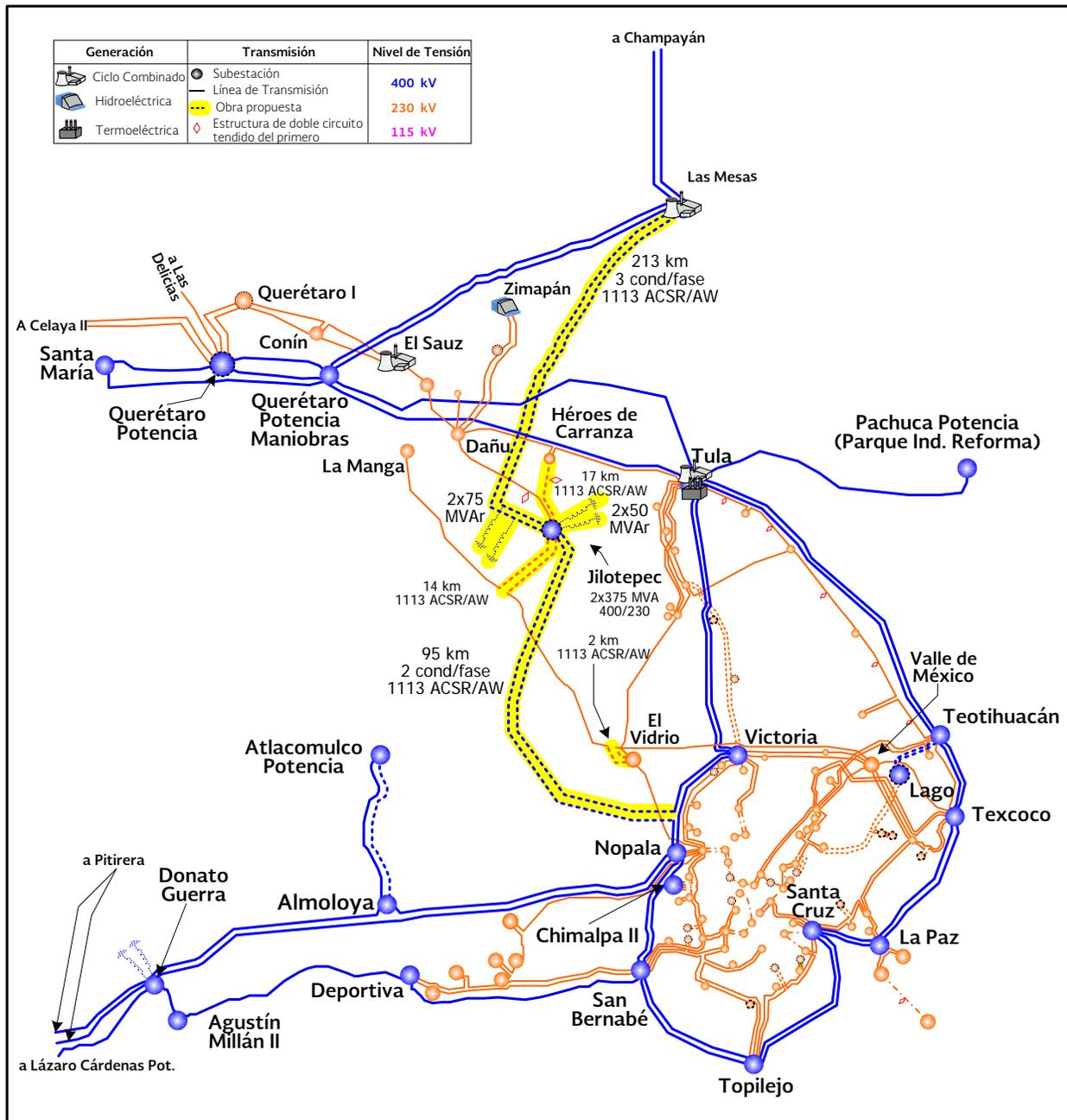
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Jilotepec Potencia Banco 1 y 2	7	AT	875.0	400/230	abr-25	abr-25
Total			875.0			

AT. Autotransformador

Cuadro 3. Obras de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Jilotepec Potencia MVAR (reactores de barra)	Reactor	400	100.0	abr-25	abr-25
Jilotepec Potencia MVAR (reactores de línea)	Reactor	400	175.0	abr-25	abr-25
Total			275.0		

Figura 4. Alternativa 1, Red de transmisión Las Mesas – Jilotepec entronque Nopala – Victoria

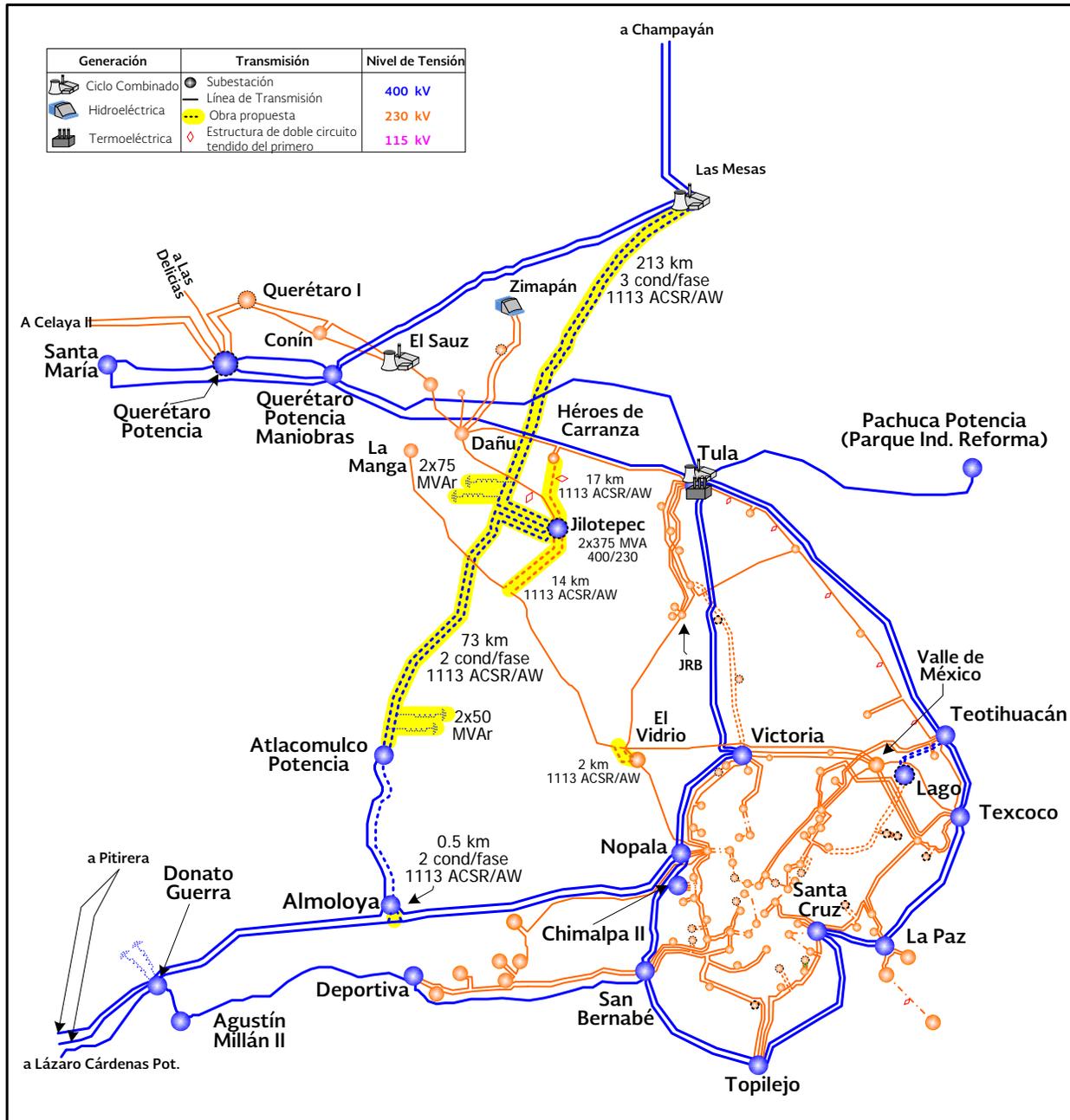


La **Alternativa 2** contiene 621.2 km-c de línea de transmisión, 875 MVA de transformación y 291.6 MVar de compensación, así como alimentadores necesarios para conectar los elementos propuestos en las subestaciones eléctricas, además de la sustitución de

equipo terminal para incremento en su capacidad de transmisión

Los cuadros 4, 5 y 6 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2, incluyendo su respectivo costo de inversión.

Figura 5. Alternativa 2, Red de transmisión Las Mesas – Jilotepec – Atlacomulco Potencia



Cuadro 4. Obras de transmisión de la Alternativa 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Las Mesas - Jilotepec Potencia	400	2	426.0	abr-25	abr-25
Atzacmulco Potencia - Jilotepec Potencia	400	2	146.0	abr-25	abr-25
Almoloya entronque Donato Guerra - Nopala	400	2	0.4	abr-25	abr-25
Jilotepec Potencia entronque La Manga - Valle de México	230	2	28.0	abr-25	abr-25
El Vidrio entronque La Manga - Valle de México	230	2	4.0	abr-25	abr-25
Jilotepec Potencia - Héroes de Carranza /3	230	2	17.0	abr-25	abr-25
Total			621.4		

3/ Tendido del primer circuito

Cuadro 5. Obras de transformación de la Alternativa 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Jilotepec Potencia Banco 1 y 2	7	AT	875.0	400/230	abr-25	abr-25
Total			875.0			

AT. Autotransformador

Cuadro 6. Obras de compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Atzacmulco Potencia MVar (reactores de línea)	Reactor	400	116.6	abr-25	abr-25
Jilotepec Potencia MVar (reactores de línea)	Reactor	400	175.0	abr-25	abr-25
Total			291.6		

Indicadores técnicos.

Con las alternativas de red eléctrica especificada previamente, se incrementará la capacidad de transmisión hacia las GCR Central y Occidental. Como la limitante es por estabilidad de voltaje, en las figuras 6, 7 y 8 se muestran las curvas características Potencia-Voltaje (P-V) con red completa y ante la contingencia n-1 de la red actual y para cada alternativa.

En la figura 6 se observa que, para la condición de red actual, sin proyecto, al

año 2025 el límite de transmisión seguro es de 1,711 MW ante la contingencia sencilla más severa que es el disparo de la línea de transmisión Las Mesas-A3L50-Querétaro Potencia Maniobras.

Para la misma contingencia de línea de transmisión, aplicada a las Alternativas 1 y 2, se observa que el límite de transmisión seguro es del orden de 2,830 MW. Estas características muestran la similitud de las alternativas en cuanto a la capacidad de transmisión y una ganancia de 1,120 MW. Para ambas alternativas, la transmisión está definida por estabilidad de voltaje.

Figura 6. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) para condición de red sin proyecto

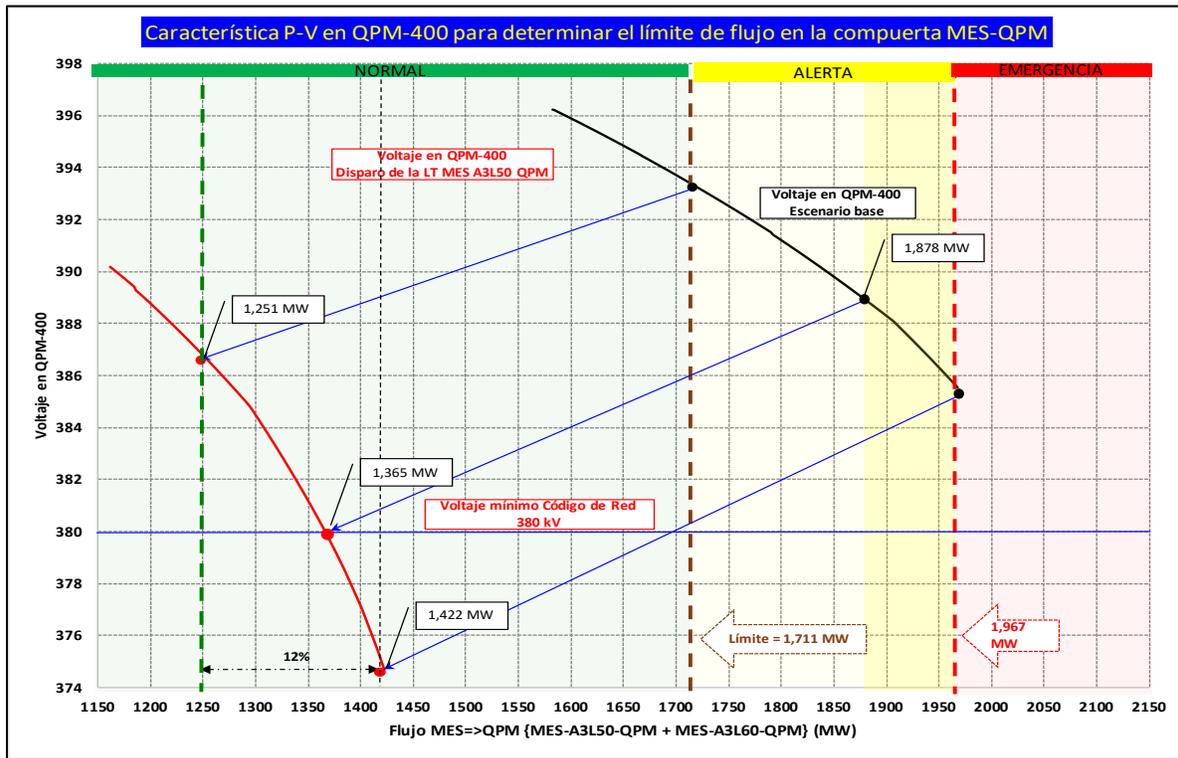


Figura 7. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) para la Alternativa 1

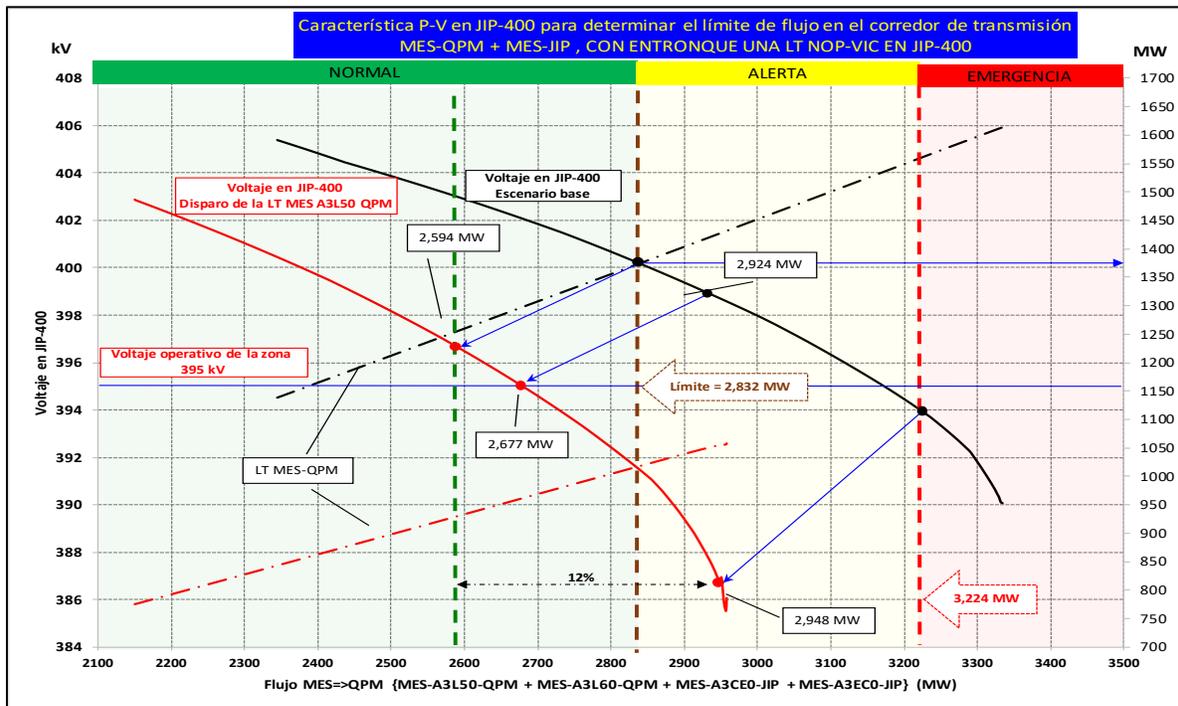
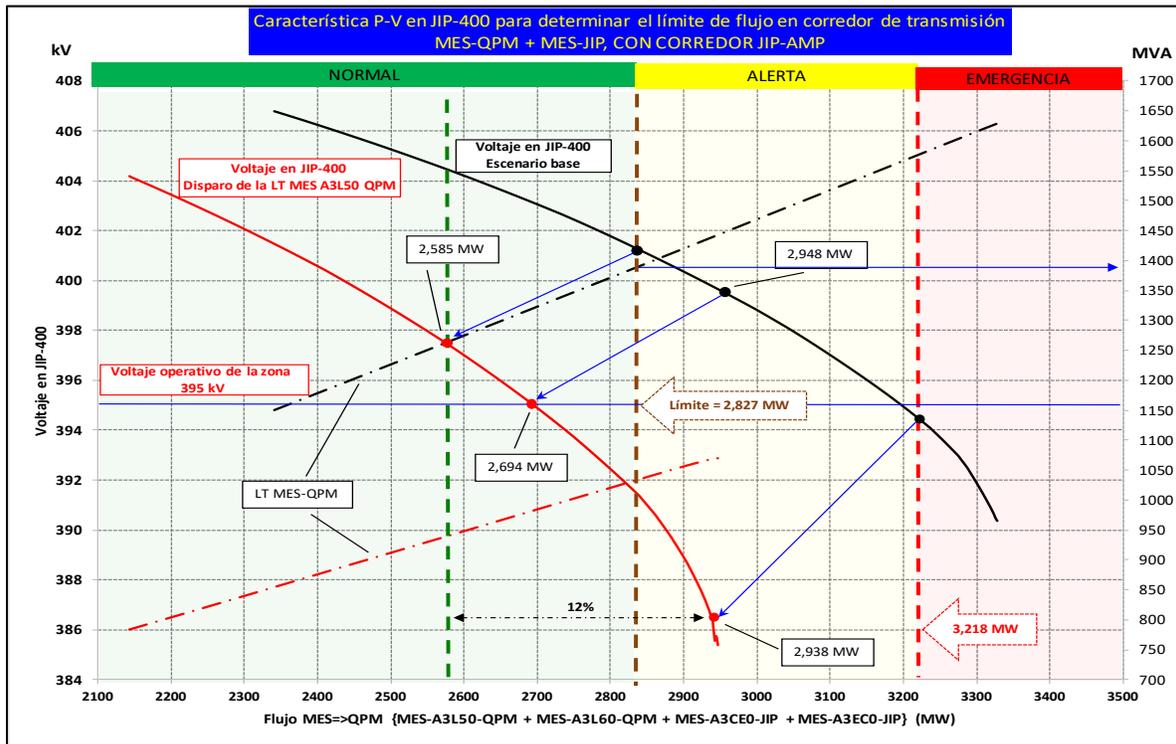


Figura 8. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) para la Alternativa 2



Las figuras 9 y 10 muestran las curvas de duración de carga de la transformación de las SE Nopala con tres bancos de 378 MVA 400/230 y Victoria con tres bancos de 330 MVA 400/230.

En éstas se puede observar que los bancos de la SE Nopala tienen mayor carga que los bancos de Victoria durante el año 2018.

En la figura 11 se muestra la curva de duración del enlace entre las subestaciones eléctricas Tula y Victoria, la dirección del flujo de potencia activa es Tula hacia Victoria.

En la figura 12 se muestran las curvas de duración del enlace entre las subestaciones eléctricas Las Mesas a Querétaro Potencia Maniobras y Querétaro Potencia Maniobras a Tula, la dirección del flujo de potencia activa es

Las Mesas a Querétaro y Querétaro a Tula.

Correlacionando las cinco curvas de las figuras 9 a la 12, se puede concluir lo siguiente:

- El 90% del tiempo se transmite flujo de potencia activa MW de Querétaro a Tula.
- El 100% del tiempo se transmite flujo de potencia activa MW de Tula a Victoria.
- El 46% de la energía eléctrica transmitida de Tula a Victoria se transmite a la SE Nopala.
- El 44% de la energía eléctrica transmitida de Las Mesas a Querétaro se transmite a la SE Tula.

Por lo que la energía eléctrica generada en la región de Tamazunchale/Huasteca tiene una trayectoria eléctrica que llega a Querétaro, de ahí hacia Tula y de Tula

hacia Victoria, provocando caídas significativas de tensión en la zona Querétaro, pérdidas por efecto Joule (I^2R) y reduce la confiabilidad del sistema eléctrico para suministrar la demanda de las subestaciones eléctricas Victoria y Nopala. Otra

trayectoria de flujo hacia Tula es la que proviene del corredor de transmisión Altamira - Poza Rica - Pachuca, la energía también proviene de la Huasteca, la cual se puede ver en los diagramas de flujo de las figuras 13 y 14 de los escenarios de estado estacionario.

Figura 9. Curvas de duración de carga de la transformación en la SE Nopala en 2018

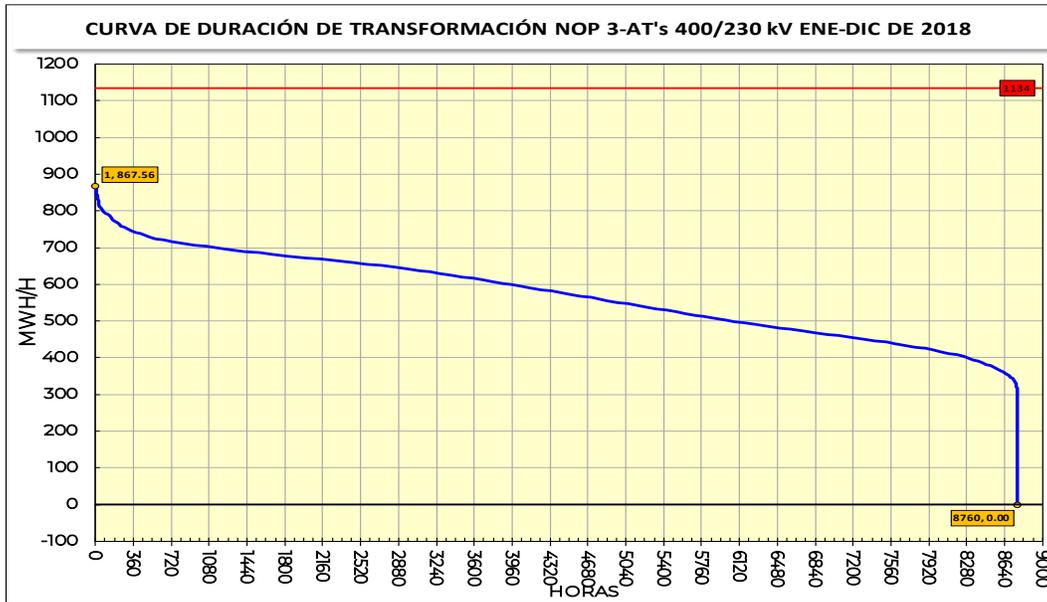


Figura 10. Curvas de duración de carga de la transformación en la SE Victoria en 2018

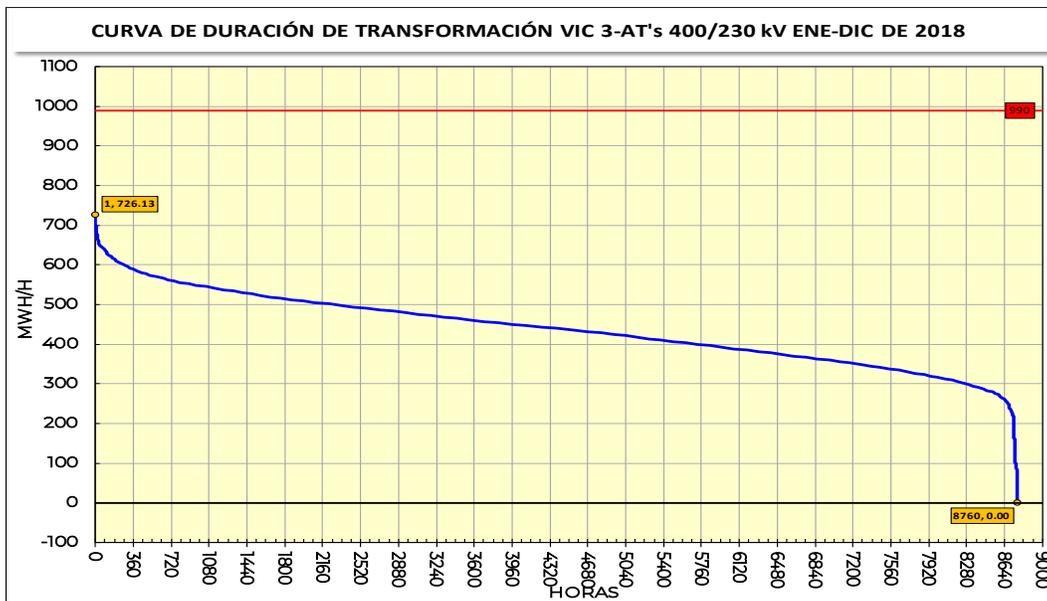


Figura 11. Curva de duración de flujo del enlace Tula – Victoria en 2018

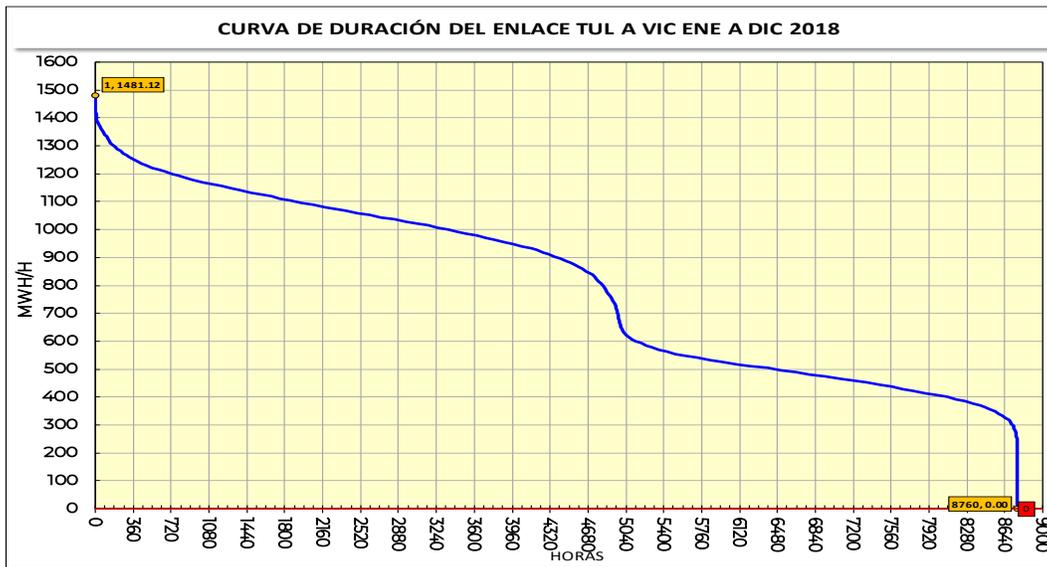
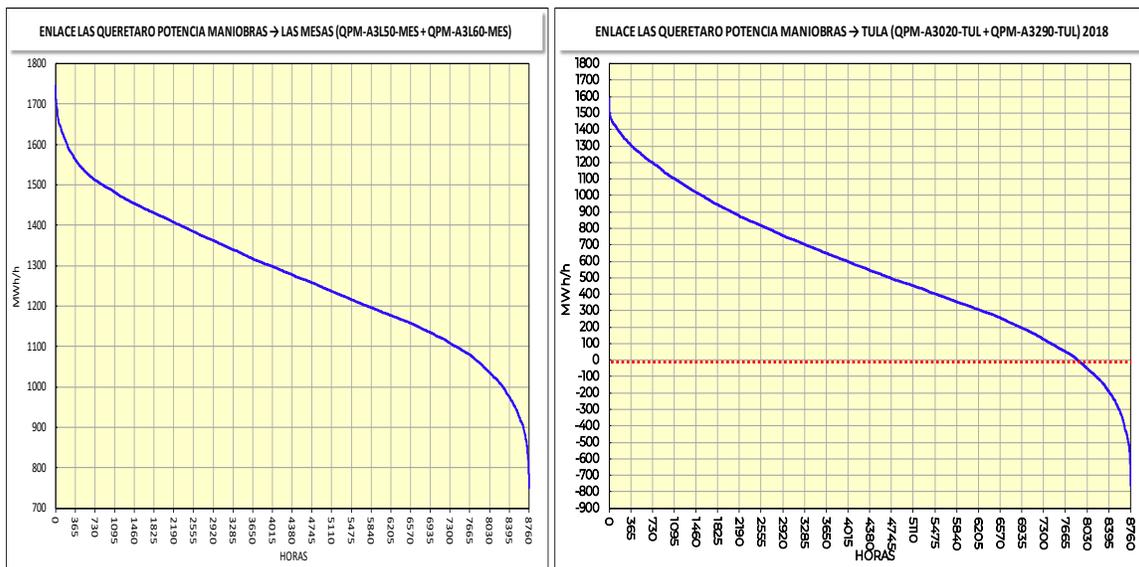


Figura 12. Curvas de duración de flujo de los enlaces Las Mesas (MES) – Querétaro Potencia Maniobras (QPM) y QPM – Tula (TUL) en 2018



Ante la posibilidad de que no sea aprobada e instruida o por atraso en la entrada en operación de la interconexión entre las regiones Tamazunchale-Central, por congestión de la red de transmisión de Las Mesas a Querétaro Potencia Maniobras, para los periodos de demanda máxima, se requeriría la operación de unidades de

centrales térmicas convencionales y turbogás ubicadas en GCRCE.

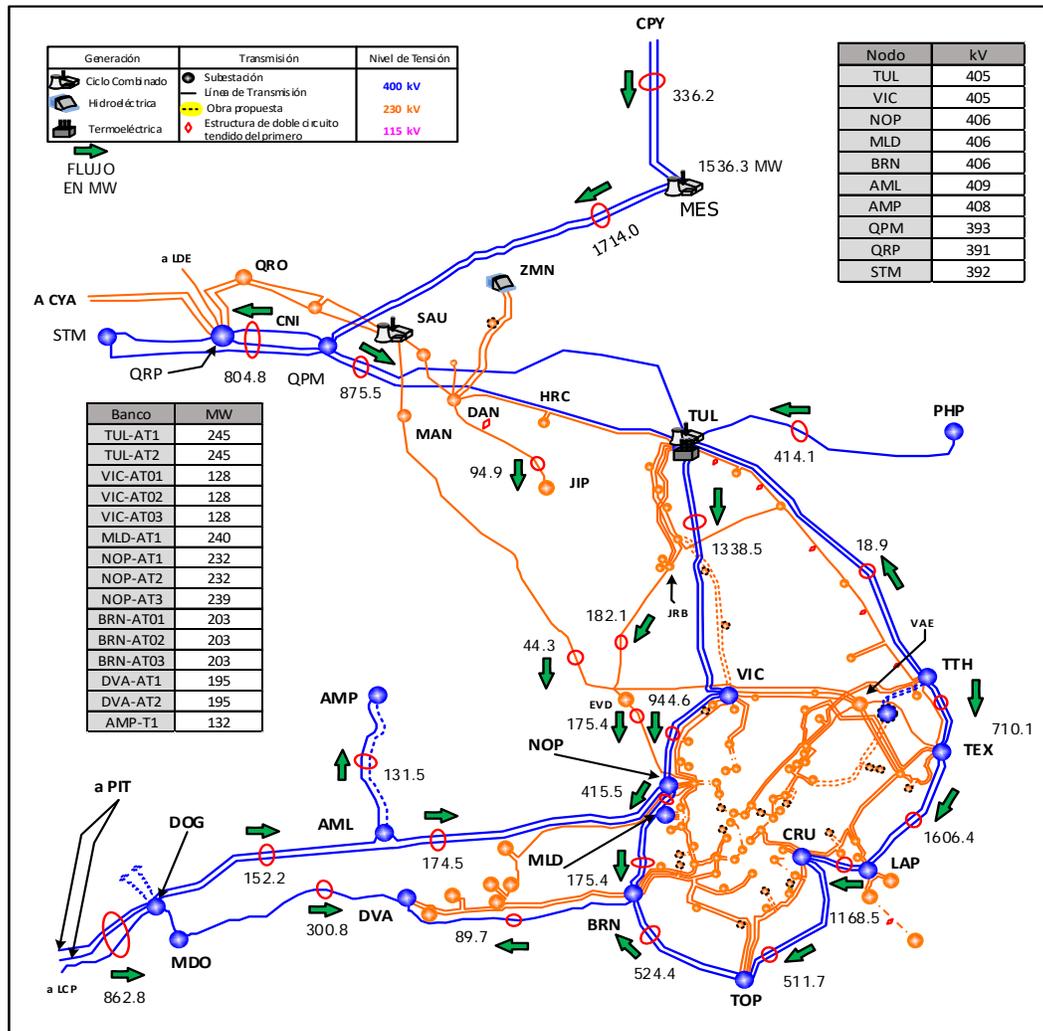
Este tipo de unidades son de baja eficiencia y altos costos de operación, respecto a los recursos de generación de menor costo en el noreste del país.

Escenarios en estado estacionario para simulaciones de estabilidad transitoria para caso sin proyecto y las Alternativas 1 y 2.

En los estudios de estado estacionario se proporciona un panorama de las condiciones en la región de interés una vez que el sistema alcanza el punto de

equilibrio, analizando el efecto de las contingencias N-1, supervisando los variables como son: voltaje, potencia activa, reactiva y aparente (MVA) de los elementos de interés para identificar violaciones de voltajes, flujos de potencia y en el diseño del equipo eléctrico.

Figura 13. Diagrama de red simplificado en el escenario de demanda máxima 2025 a las 16 hs, sin proyecto



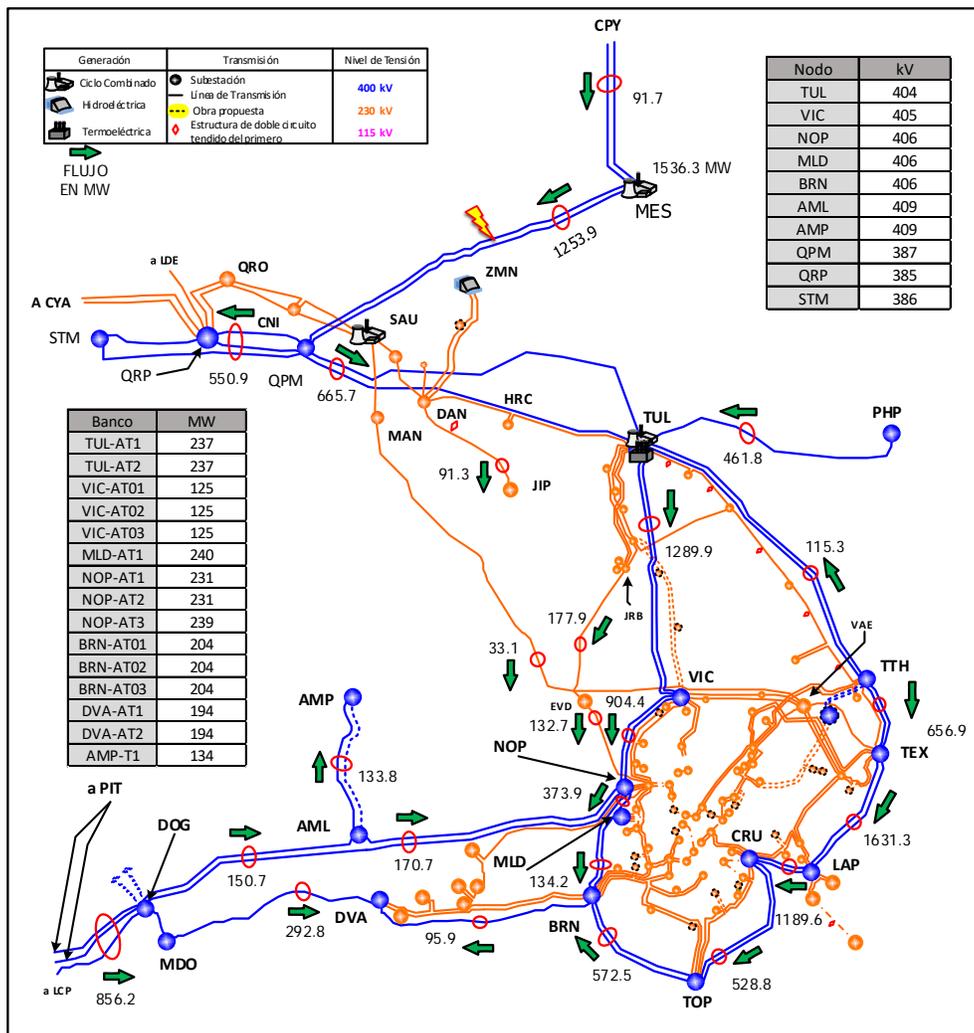
El caso base de flujos de potencia seleccionado es una condición de demanda máxima de verano 2025 a las 16 hs del Sistema Interconectado Nacional con un flujo de potencia activa por el corredor de transmisión Las

Mesas-Querétaro Potencia Maniobras de 1,711 MW, donde se incluye la representación detallada del SEN, como son las cargas por subestación, recursos de generación y topología esperada. En la figura 13 se muestra el diagrama de

red simplificado de la GCRCE y la zona Querétaro para el caso sin proyecto y red completa. En la figura 14 se muestra el caso sin proyecto con la contingencia de la línea de transmisión Las Mesas-

A3L50-Querétaro Potencia Maniobras, donde se observa que la tensión en la SE Querétaro Potencia Maniobras (QPM) se cae 6.3 kV (ver tabla en la parte superior derecha de cada figura).

Figura 14. Diagrama de red simplificado en el escenario de demanda máxima 2025 a las 16 hs, sin proyecto y contingencia de la línea de transmisión Las Mesas-A3L50-Querétaro Potencia Maniobras



En la figura 15 se muestra el diagrama de red simplificado de la GCRCE y la zona Querétaro para la Alternativa 1 y red completa. En comparación con la figura 13, se puede observar una mejora en la tensión de la red de 400 kV en la zona Querétaro, al subir 9 kV en la barra de 400 kV de Querétaro Potencia Maniobras (QPM) y una redistribución

de los flujos de potencia en el corredor de transmisión de Querétaro Potencia Maniobras – Tula (876 a 406 MW), Tula – Victoria (1,338 a 1,000 MW) y la línea de transmisión de Poza Rica Dos – A3370 – Pachuca Potencia (614 a 540 MW). La distribución de los flujos de potencia activa por la red de 400 kV asegura la Confiabilidad, permite una mayor

integración de generación en la región de la Huasteca y permite satisfacer la demanda de energía eléctrica de la GCRCE con mayor seguridad y con la reducción Costos del Suministro. Además, para el mismo despacho de generación con la Alternativa 1 se tiene una reducción de las pérdidas I²R de 66 MW. La figura 16 muestra el caso con la

Alternativa 1 con la contingencia de la línea de transmisión Las Mesas-A3L50-Querétaro Potencia Maniobras, donde se observa que la tensión en la SE QPM en 400 kV se cae solo 3 kV, quedando en 399 kV, en comparación del caso sin proyecto, la tensión se encuentra 12 kV por arriba.

Figura 15. Diagrama de red simplificado en el escenario de demanda máxima 2025 a las 16 hs, Alternativa 1

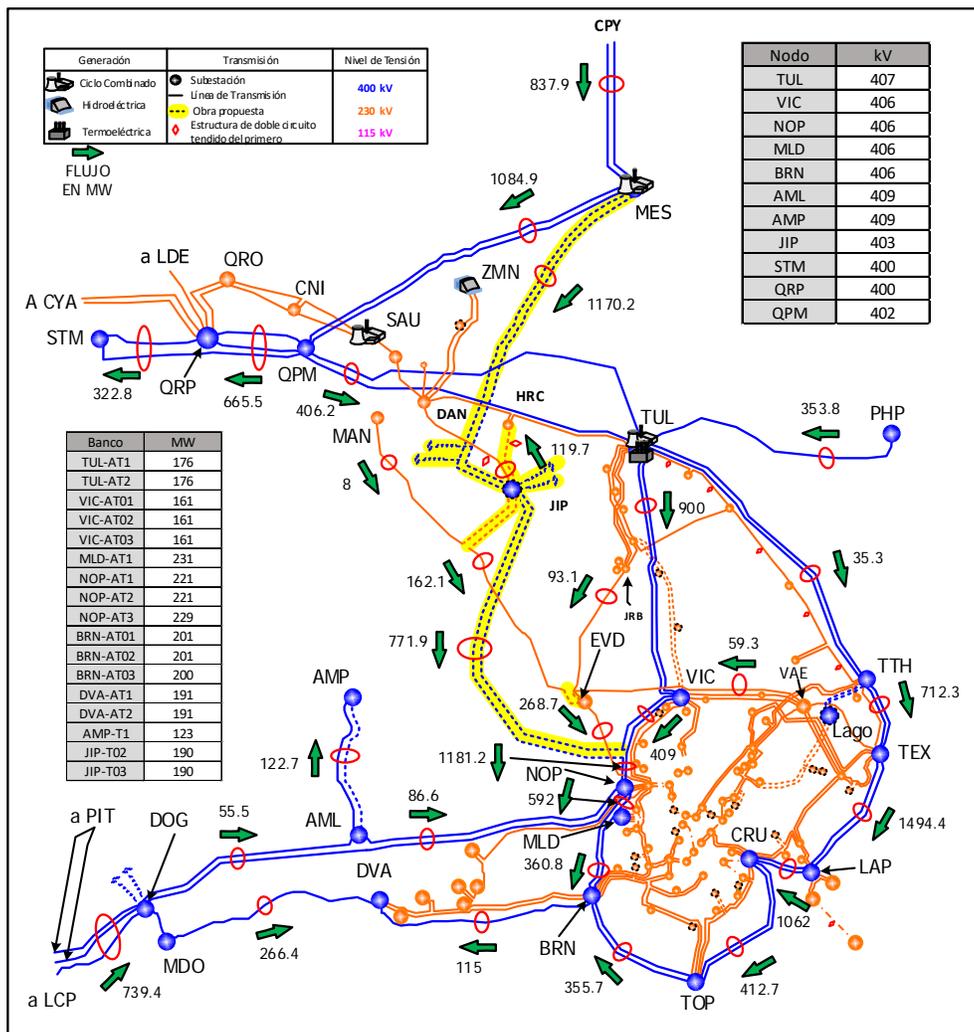
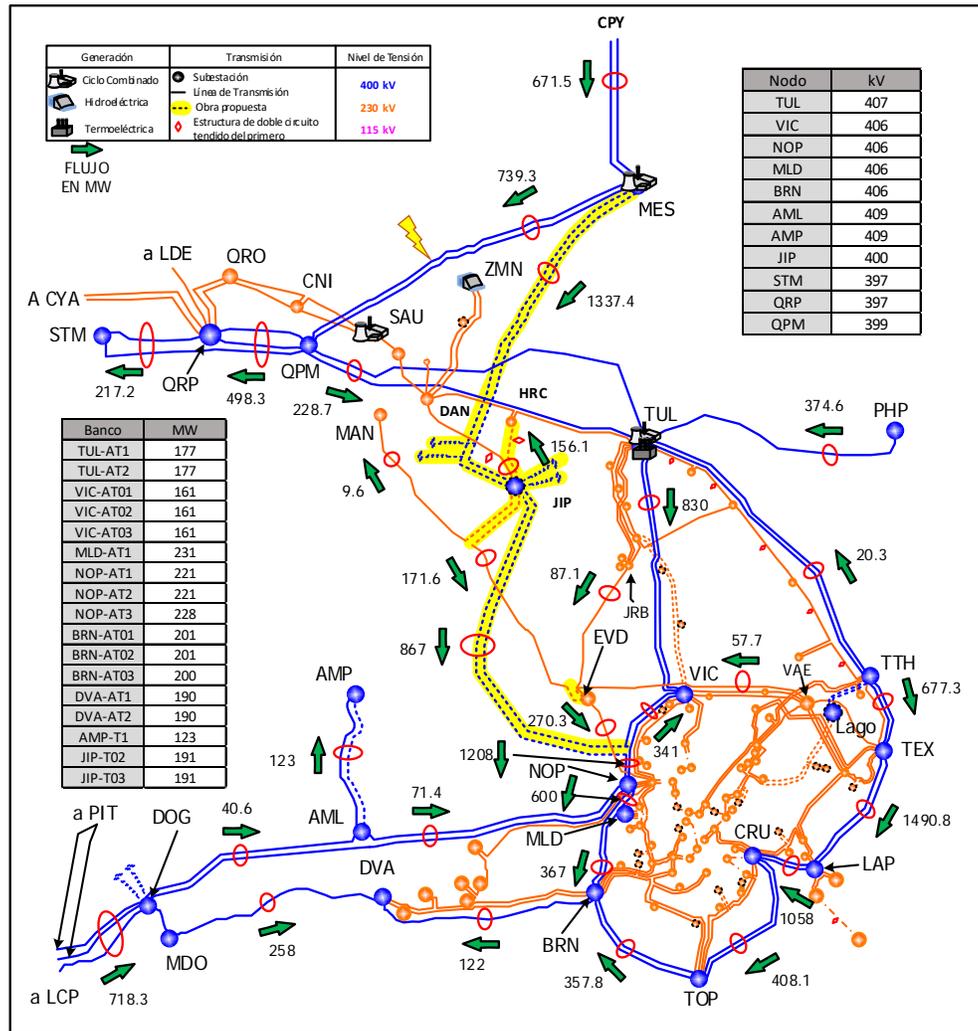


Figura 16. Diagrama de red simplificado en el escenario de demanda máxima 2025 a las 16 hs, Alternativa 1 y contingencia de la línea de transmisión Las Mesas-A3L50-Querétaro Potencia Maniobras



En la figura 17 se muestra el diagrama de red simplificado de la GCRCE y la zona Querétaro para la Alternativa 2 y red completa. En comparación con la figura 13, se puede observar una mejora en la tensión de la red de 400 kV en la zona Querétaro, al subir 9 kV en la barra de 400 kV de Querétaro Potencia Maniobras y una redistribución de los flujos de potencia en el corredor de transmisión de Querétaro Potencia Maniobras – Tula (876 a 459 MW), Tula – Victoria (1,338 a 1,055 MW) y la línea de transmisión de Poza Rica Dos – A3370 – Pachuca Potencia (614 a 459 MW). La

distribución de los flujos de potencia activa por la red de 400 kV asegura la Confiabilidad, permite una mayor integración de generación en la región de la Huasteca y permite satisfacer la demanda de energía eléctrica de la GCRCE con mayor seguridad y reduce costos del suministro. Además, para el mismo despacho de generación con la Alternativa 1 se tiene una reducción de las pérdidas I^2R de 67 MW.

La figura 18 muestra el caso con la Alternativa 2 con la contingencia de la línea de transmisión Las Mesas-A3L50-

Querétaro Potencia Maniobras, donde se observa que la tensión en la SE QPM-400 se cae solo 3 kV, quedando en 399

kV, en comparación del caso sin proyecto, la tensión se encuentra 12 kV por arriba.

Figura 17. Diagrama de red simplificado en el escenario de demanda máxima 2025 a las 16 hs, Alternativa 2

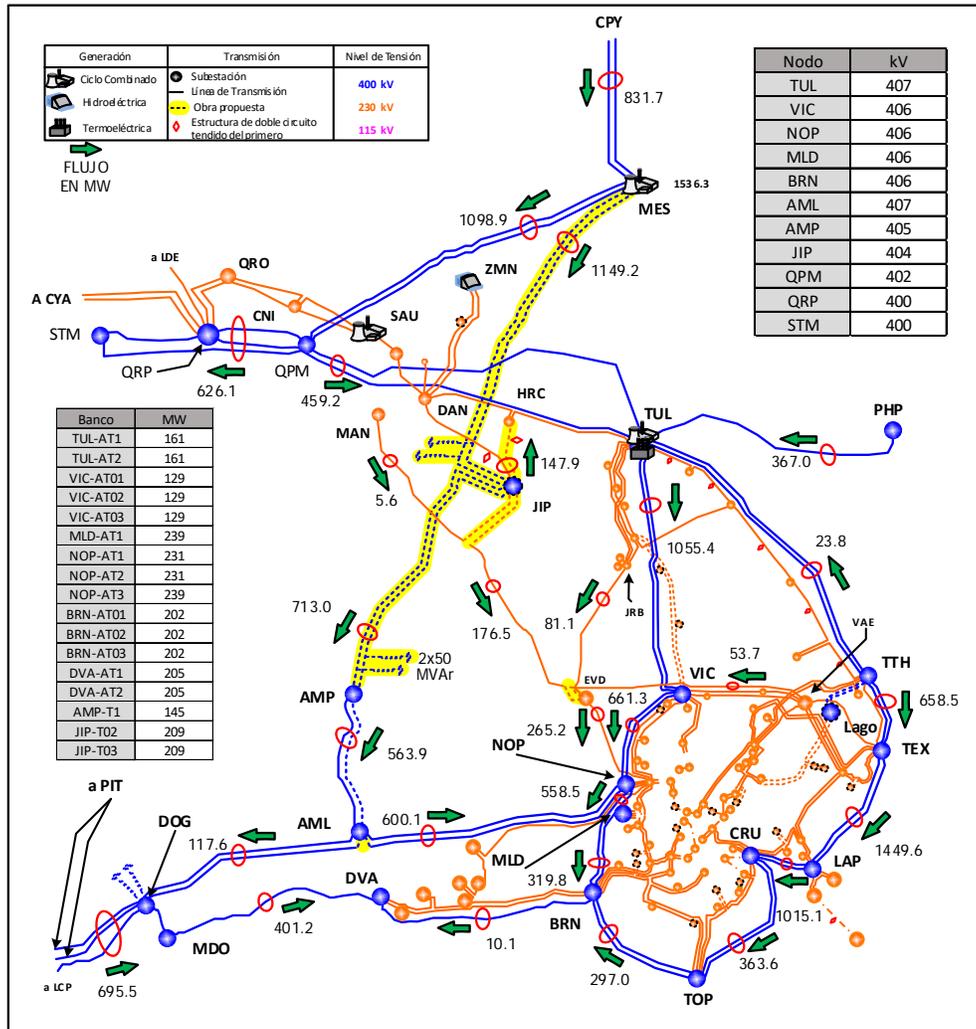
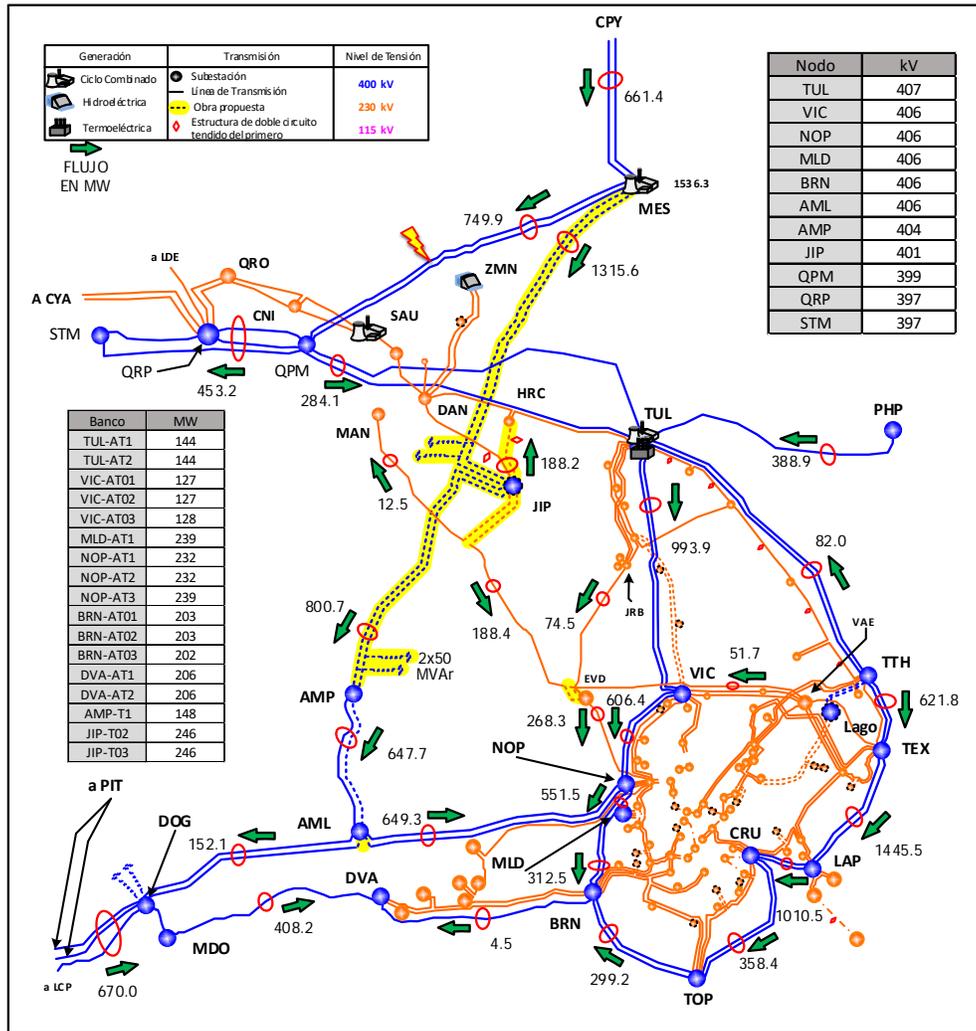


Figura 18. Diagrama de red simplificado en el escenario de demanda máxima 2025 a las 16 hs, Alternativa 2 y contingencia de la línea de transmisión Las Mesas-A3L50-Querétaro Potencia Maniobras



Análisis de Estabilidad Transitoria.

En el análisis de estabilidad transitoria se evalúa el comportamiento dinámico del Sistema Eléctrico Nacional, observando el perfil de tensión en barras, los valores de las potencias aparente (MVA) y activa (MW), las aperturas angulares de las unidades de las Centrales Eléctricas y el comportamiento de la frecuencia, identificando el margen de estabilidad, las magnitudes de depresión del voltaje, incursiones de baja frecuencia, amortiguamiento e interacción de

oscilaciones con esquemas de protecciones de las líneas. Se estudia el impacto que tiene la incorporación del proyecto en la Estabilidad del Sistema, analizando el efecto de las contingencias N-1 y N-2 más severas.

Del análisis de contingencias en estado estacionario se observó que no se tienen problemas en los corredores de transmisión. Para comprobar su comportamiento dinámico, se simulan las mismas contingencias de líneas de transmisión, ante una falla trifásica en una SE a la que se conecta la línea de

transmisión y su liberación con disparo a los 70 milisegundos.

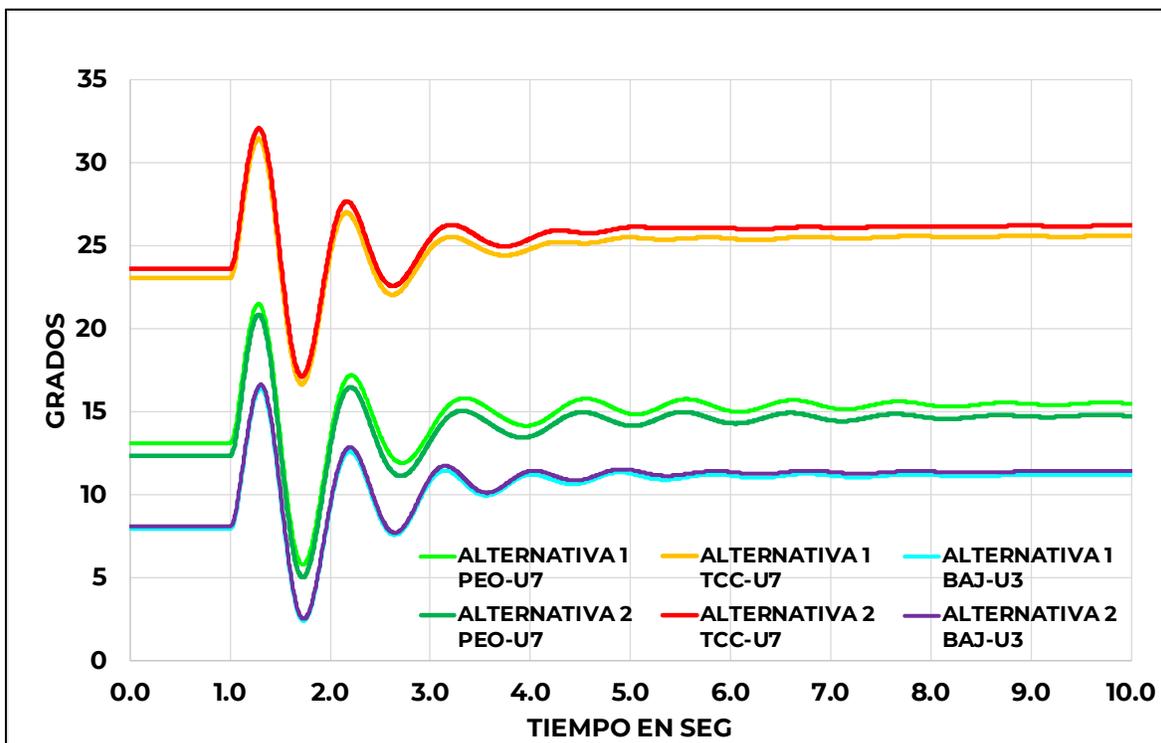
Falla trifásica en la barra de 400 kV de la SE Las Mesas (MES) y liberación con el disparo de la línea de transmisión Las Mesas-A3L50-Querétaro Potencia Maniobras

Para el análisis de estabilidad transitoria se simula con un flujo de potencia activa total saliendo de la SE Las Mesas hacia las subestaciones eléctricas Querétaro

Potencia Maniobras y Jilotepec Potencia de 2,360 y 2,355 MW para las alternativas 1 y 2 respectivamente.

La figura 19 muestra el comportamiento angular de las unidades Petacalco U-7, CC Tula U-7 y CC Bajío U-3 con respecto a una unidad en la Central de Ciclo Combinado Tamazunchale ubicada en la SE Las Mesas, se observa un comportamiento amortiguado idéntico para las dos alternativas.

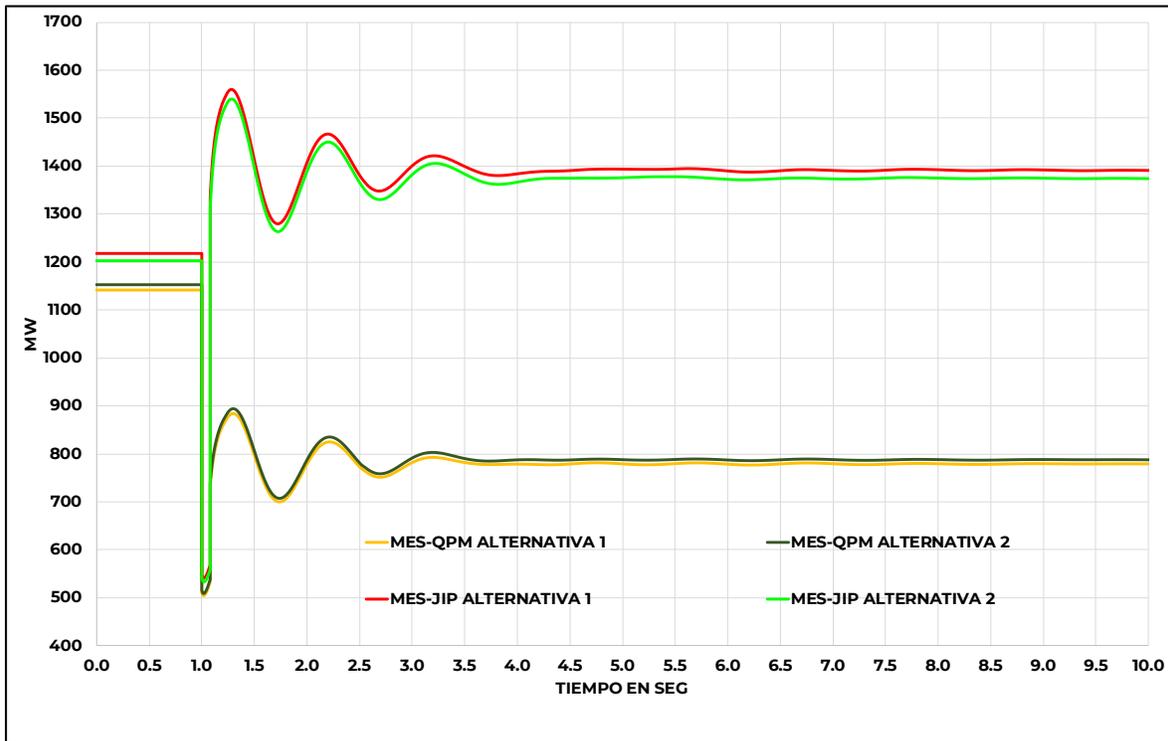
Figura 19. Apertura angular de unidades ubicadas en las regiones del Central y Querétaro respecto a una unidad en la región de la Huasteca



La figura 20 muestra los flujos de potencia en MW por los corredores de transmisión Las Mesas – Querétaro Potencia Maniobras (MES-QPM) y Las Mesas – Jilotepec Potencia (MES-JIP),

donde se observa un comportamiento amortiguado del sistema y una respuesta idéntica de ambas alternativas.

Figura 20. Flujos de potencia activa por los corredores MES – QPM y MES – JIP



Falla trifásica en la barra de 400 kV de la SE Las Mesas (MES) y liberación con el disparo de las líneas de transmisión Las Mesas-A3L50 y A3L60-Querétaro Potencia Maniobras

La figura 21 muestra el comportamiento angular de las unidades Petacalco U-7, CC Tula U-7 y CC Bajío U-3 con respecto a una unidad en la Central de Ciclo Combinado Tamazunchale ubicada en la SE Las Mesas ante una contingencia N-2, se observa un comportamiento amortiguado idéntico para las dos alternativas.

Finalmente, en la figura 22 se muestran los flujos de potencia en MW por los corredores de transmisión Las Mesas – Querétaro Potencia Maniobras (MES-QPM) y Las Mesas – Jilotepec Potencia Maniobras (MES-JIP) ante una contingencia N-2, donde se observa un comportamiento amortiguado del sistema y una respuesta idéntica de ambas alternativas. El corredor MES-JIP aumenta su transferencia en 550 MW, aproximadamente el 45% de la transferencia pre-contingencia del corredor MES-QPM.

Figura 21. Apertura angular de unidades ubicadas en las regiones del Central y Querétaro respecto a una unidad en la región de la Huasteca

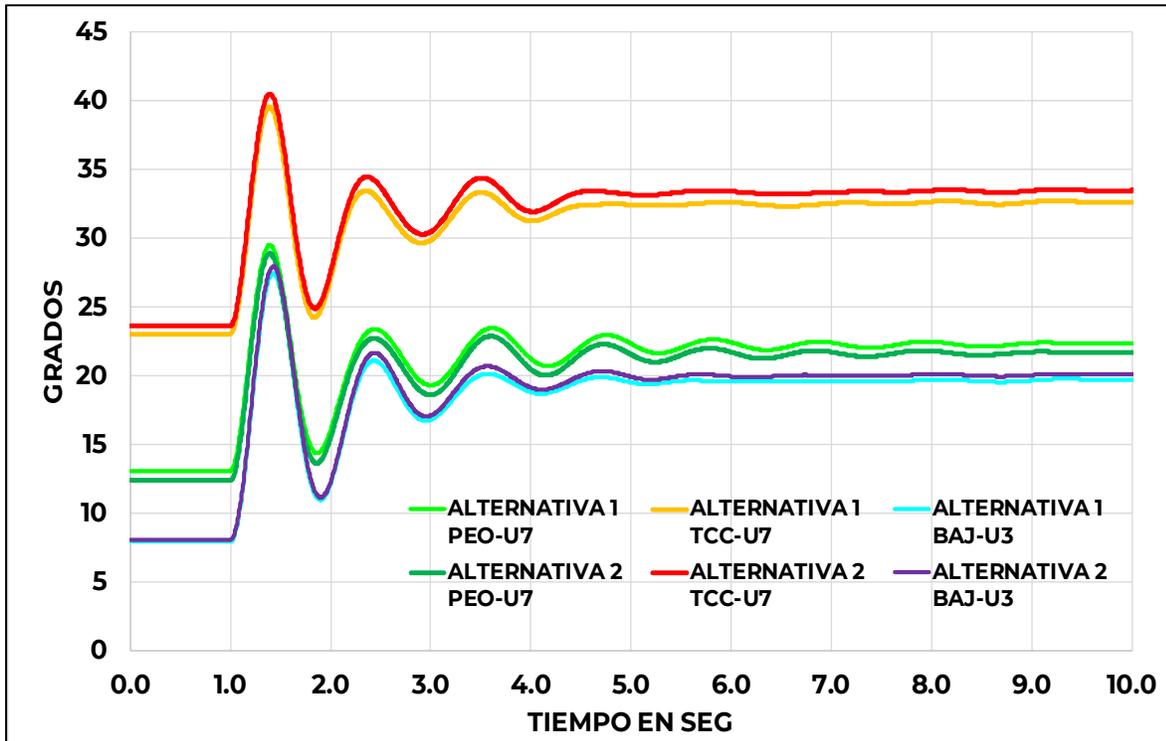
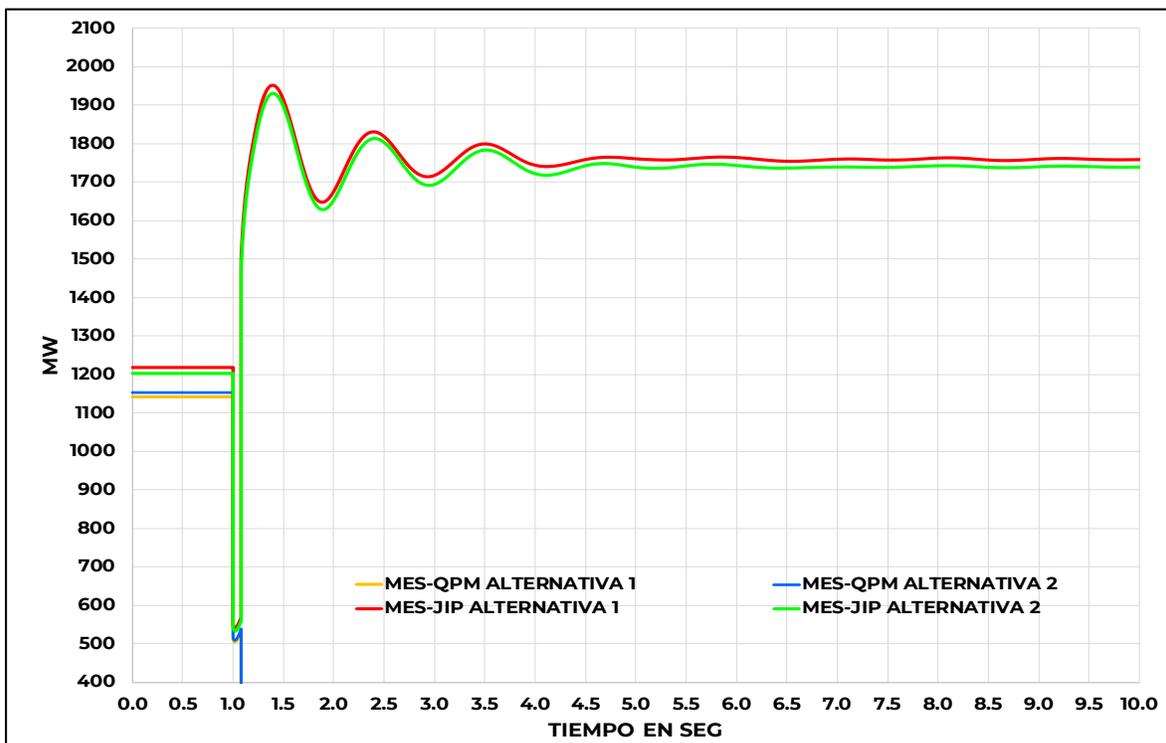


Figura 22. Flujos de potencia activa por los corredores MES – QPM y MES – JIP



Alternativa propuesta.

En conclusión, las Alternativas 1 y 2 permiten incrementar la transmisión hacia la GCRCE, cumpliendo con los objetivos de planeación: operación con Eficiencia Energética, soporte al Mercado Eléctrico Mayorista, satisfacer la demanda, reducir costos del suministro y asegurar la confiabilidad.

La Alternativa 1 es la más adecuada para satisfacer los requerimientos de suministro de energía eléctrica a la GCRCE. Sin embargo, representa retos en su construcción por problemáticas de orografía y áreas pobladas a lo largo de la trayectoria, ya que existen cañadas y montañas para acceder a las líneas de transmisión entre las SE Nopala y Victoria.

La Alternativa 2 también satisface los objetivos de la planeación, y su problemática de la orografía y áreas pobladas a lo largo de la trayectoria parece ser de menor a la primera, por lo tanto, la decisión final de la alternativa será aquella donde la adquisición de los derechos de vía sea menos complicada para entroncar una línea Victoria-Nopala en Jilotepec Potencia o interconectar Jilotepec Potencia con Atacomulco Potencia, así como la que represente mayor factibilidad de éxito en su construcción.

En los cuadros 7 y 8 se resumen las características distintivas por confiabilidad de las dos alternativas analizadas, así como el aumento en capacidad de transmisión.

Cuadro 7. Aumento de capacidad de transmisión del proyecto

Límite de transmisión sin proyecto	Límite de transmisión con Alternativa 1	Límite de transmisión con Alternativa 2
1,711 MW	2,832 MW	2,827 MW

Cuadro 8. Resumen de las características de confiabilidad de las dos alternativas

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Igual	Igual
Estabilidad transitoria del sistema	Igual	Igual
Control de la calidad de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I ² R	Igual	Igual
Factor de uso de la red en 2025-2033	70%	70%

P17-PE1 Interconexión Sureste – Peninsular

Diagnóstico operativo.

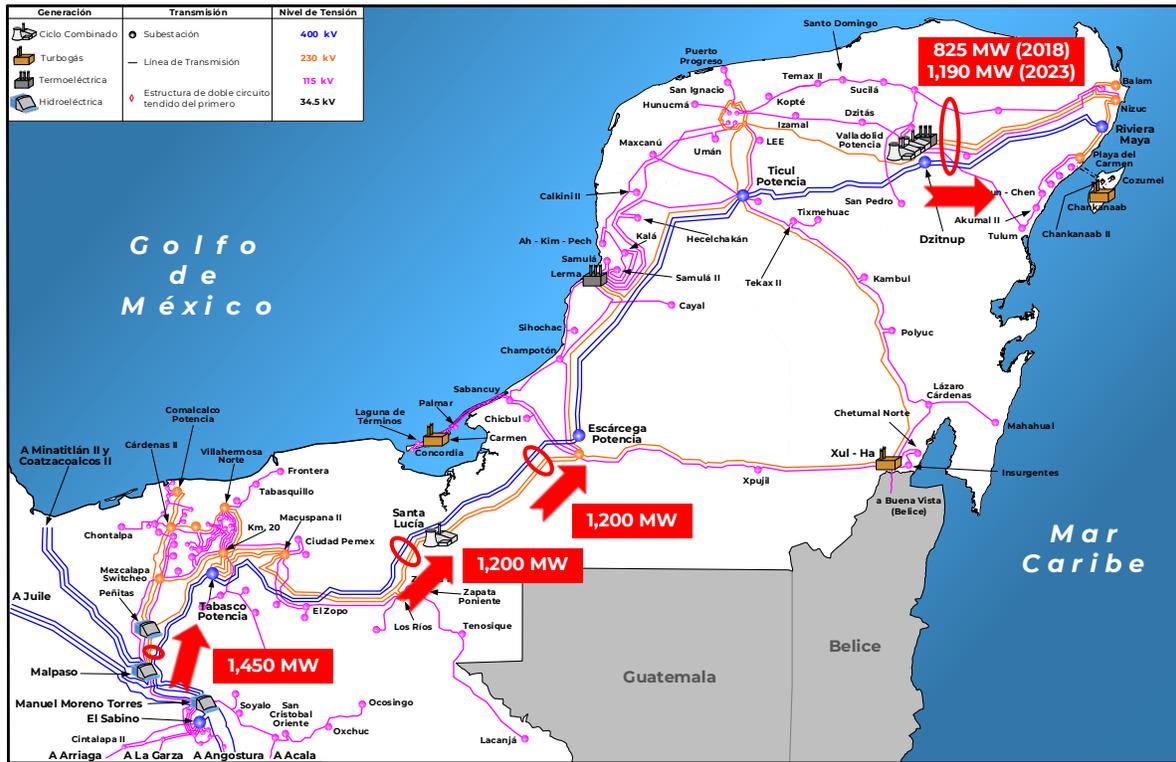
La Gerencia de Control Regional Peninsular se interconecta al Sistema Eléctrico Nacional a través de cuatro circuitos; dos en 400 kV entre las Subestaciones Eléctricas (SE) Tabasco Potencia y Escárcega Potencia, además de dos circuitos en 230 kV entre las SE Macuspana II/Los Ríos y Santa Lucía; a este enlace se le conoce como Oriental – Peninsular. Las zonas del estado de Tabasco: Villahermosa, Chontalpa y Los Ríos son alimentadas mediante dos circuitos en 400 kV entre las SE Malpaso II/Manuel Moreno Torres y Tabasco Potencia y en 230 kV entre las SE Malpaso II y Peñitas; a este corredor de transmisión se le conoce como Malpaso/Manuel Moreno Torres – Tabasco. Adicionalmente, se monitorea otro corredor de transmisión, denominado Sureste – Escárcega, que está compuesto por dos circuitos en 400 kV entre las SE Tabasco Potencia y Escárcega Potencia y dos circuitos en 230 kV entre las SE Santa Lucía y

Escárcega Potencia. Finalmente, el enlace Valladolid – Cancún descrito en el proyecto “Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya” tiene una importante relevancia para el suministro de la demanda para el estado de Quintana Roo. En la figura 1 se pueden observar las capacidades de los corredores de transmisión mencionados.

El proyecto mejora la Calidad y Confiabilidad, y permite la incorporación de nuevos Centros de Carga (industrial, turístico, agrícola, residencial y comercial), mejorando las condiciones económicas del estado de Tabasco y la Península de Yucatán.

Además, se reducirán los costos de producción en esta región del país ya que se tendrá una mayor capacidad para importar energía hidroeléctrica de las Centrales Eléctricas del Grijalva y eólica del Istmo de Tehuantepec.

Figura 1. Límites de transmisión Malpaso/Manuel Moreno Torres – Tabasco, Oriental – Peninsular, Sureste – Escárcega y Valladolid – Cancún

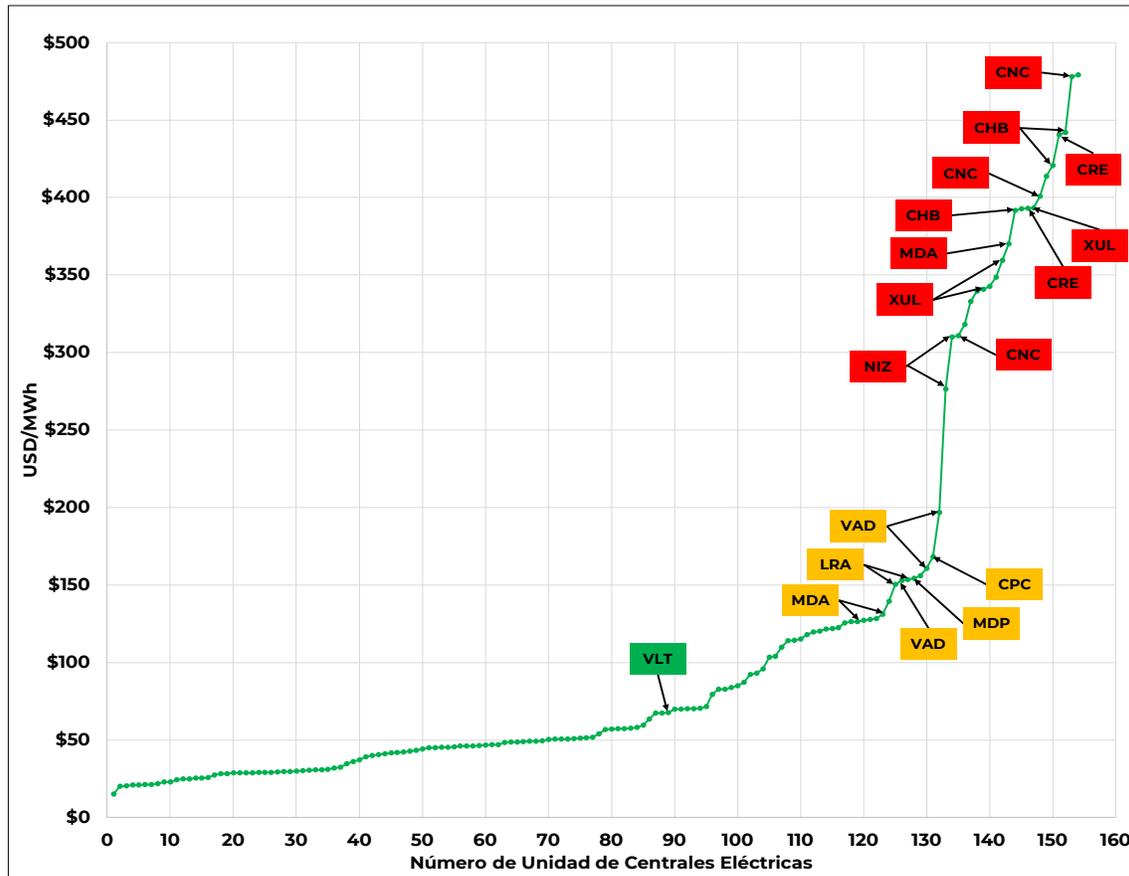


El parque de generación de las Centrales Eléctricas (CE) ubicadas en la Península de Yucatán se basa en gas natural, combustóleo y diésel. Sin embargo, en los últimos años se ha presentado una recurrente indisponibilidad de molécula de gas natural para las abastecer a las CE de esta zona. Por tanto, las CE de Ciclo Combinado operan en promedio con una degradación del 40 % con respecto a su capacidad nominal. Durante 2018, por indisponibilidad de molécula de gas natural para los Ciclos Combinados de AES Mérida (484 MW, derrateada a 410 MW por la calidad del gas natural) y Valladolid III (525 MW), se congestionó la red de transmisión de Malpaso/Manuel Moreno Torres – Tabasco y Sureste – Escárcega, teniendo que sincronizar generación turbogás de baja eficiencia

en la Península de Yucatán, con costos de oferta del Mercado un Día en Adelanto (MDA), en el rango de 5,355 \$/MWh a 9,253 \$/MWh. Esta problemática también impacta en las CE de Cogeneración instaladas en la zona Tabasco.

La figura 2 muestra los costos incrementales de generación del SIN el día de la demanda máxima de 2018. Se puede ver con claridad que la generación turbogás en la Península de Yucatán es la que representa mayores costos para el sistema eléctrico. El diferencial entre la oferta de CE Ciclo Combinado Valladolid III (VLT) de 68 USD/MWh y la oferta de CE Cancún (CNC) unidad 2 de 478 USD/MWh, es de 410 USD/MWh lo que equivale a un costo 7 veces mayor para el MEM.

Figura 2. Costo Incremental de las Centrales Eléctricas - Día de la demanda máxima del SIN en 2018



De acuerdo con la previsión de disponibilidad y suministro de gas natural para los Ciclos Combinados de la Península de Yucatán, a partir de agosto de 2019 se tendrá una disponibilidad del orden de 150 MMPCD, los cuales permitirían que los Ciclos Combinados de AES Mérida y Valladolid III, operen cercanos a su capacidad nominal, reduciendo la congestión de los corredores de transmisión Malpaso/Manuel Moreno Torres – Tabasco y Sureste – Escárcega y con esto, minimizando el uso de generación turbogás de baja eficiencia por periodos de tiempo prolongados. Para los años subsecuentes, se estará regularizando el suministro de gas natural hasta 250 MMPCD, lo cual permitirá un uso menor de generación turbogás durante una

parte importante del año. También, la integración de CE renovables, en la Península de Yucatán, ayudarán marginalmente a reducir la necesidad de importar energía eléctrica proveniente del resto SIN, sin embargo, por la naturaleza intermitente, se requerirá contar con el respaldo de la generación convencional.

No obstante, en el mediano plazo, la capacidad instalada de CE de Ciclo Combinado en la Península de Yucatán no será suficiente para cubrir la demanda máxima esperada, ya que se pronostica un alto crecimiento de la demanda y del consumo de energía eléctrica, con tasas medias de crecimiento anual de 3.3 % para los próximos 15 años. Incluso, para las zonas

Cancún y Riviera Maya la tasa media de crecimiento anual aumenta a 4.0 %, lo cual requerirá de la sincronización constante de las CE térmicas convencionales y/o turbogás durante el verano.

Además, en la Península de Yucatán, la demanda máxima se presenta en la noche, por lo que la indisponibilidad de la generación solar y la incertidumbre de la generación eólica (en verano se estima se presenten los menores factores de planta para este tipo de tecnología) se requiere de una alta disponibilidad del parque térmico.

En las zonas Cancún y Riviera Maya se está presentando una alta incidencia de solicitudes de conexión de Centros de Carga. En el periodo 2019-2022 se tienen solicitudes por 173.6 MW. Asimismo, se esperan solicitudes adicionales ya que la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) expidió una Manifestación de Impacto Ambiental, la cual permite el desarrollo de complejos turísticos/residenciales en la región denominada Costa Mujeres. Se tiene la expectativa que en los próximos 15 años se detone el crecimiento económico en esta zona llegando a 27 mil habitaciones.

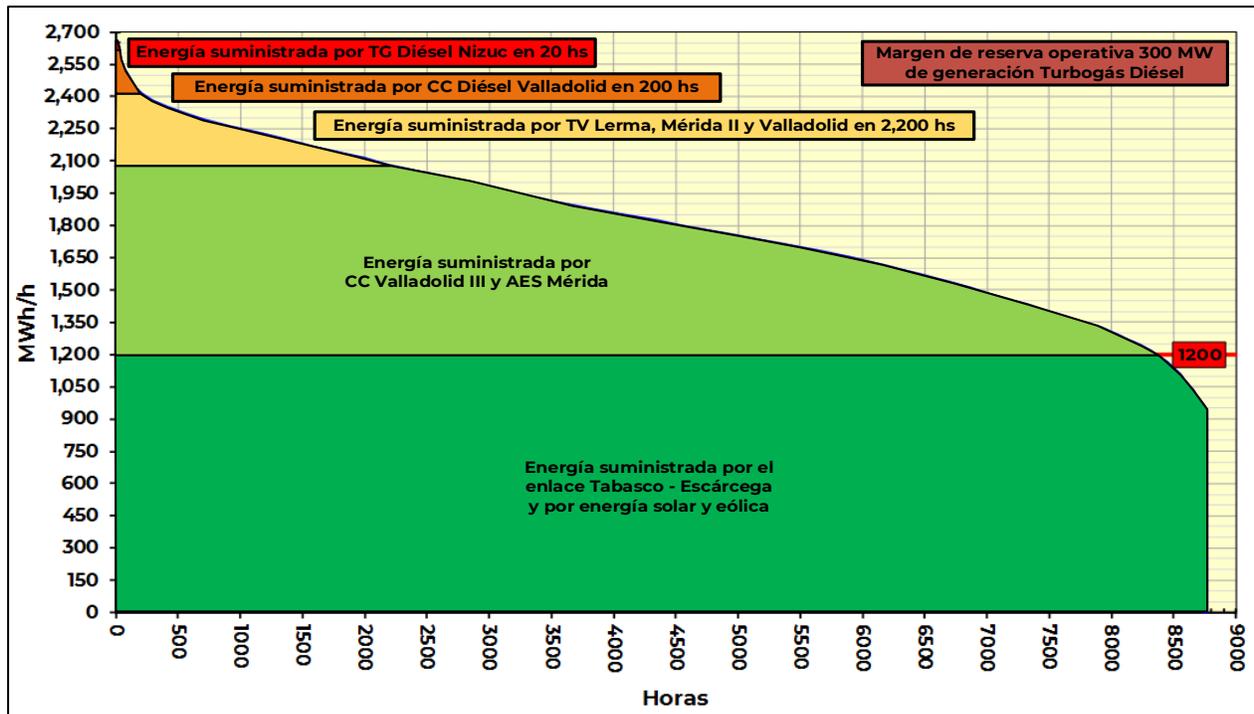
Con el proyecto del Tren Maya, se espera una mayor afluencia turística en la Península de Yucatán, con una alta probabilidad de incrementos en la demanda y consumo mayores a los pronosticados, los cuales no podrían ser

atendidos con la infraestructura actual de transmisión durante la época de verano.

En la figura 3 se presenta la curva de duración de la demanda de la GCR Peninsular para 2025 en donde se puede observar que para poder suministrar la demanda máxima de ese año (2,657 MWh/h sin pérdidas) se requerirá tener en operación y sincronizadas todas (100% de disponibilidad) las CE Ciclo Combinado y térmicas convencionales de la región y teniendo como reserva operativa alrededor de 300 MW de generación turbogás. En caso de indisponibilidad de alguna central eléctrica, por ejemplo, el Ciclo Combinado diésel Valladolid, el margen de reserva en la GCR Peninsular se reducirá a 122 MW. En consecuencia, se corre el riesgo de que, ante cualquier falla, de la operación de Equemas de Protección para preservar la Confiabilidad, Calidad y estabilidad de la región.

En la condición operativa de 2025, se considera que el proyecto identificado para aumentar la capacidad de transmisión hacia las zonas Cancún y Riviera Maya propuesto para entrar en operación en 2023 se haya construido, así como los proyectos instruidos por SENER; en caso de no ser así, la condición será aún más crítica ya que por congestiones locales se requerirá tener despachada toda la generación turbogás en Cancún, Cozumel y Ciudad del Carmen.

Figura 3. Curva de Duración de la demanda de la GCR Peninsular para el 2025



Descripción del proyecto que atiende la problemática.

Por las condiciones operativas actuales, las previstas para 2025 y altos costos de producción de energía eléctrica en la GCR Peninsular, se ha identificado un proyecto para aumentar la capacidad de transmisión entre la GCR Peninsular y Oriental, para así atender el crecimiento de la demanda de los estados de Tabasco, Campeche, Yucatán y Quintana Roo.

Se analizaron dos alternativas de red de transmisión para incrementar la capacidad de suministro a la Península de Yucatán: Corriente Directa y Corriente Alterna.

La alternativa de Corriente Directa (Alternativa 1) está compuesta de:

- Enlace de Corriente Directa Bipolar con tecnología LCC (*Line-*

Commutated Converter) de 1,500 MW, ± 500 kV, entre las subestaciones eléctricas Tecpatán y Kantenáh. Línea de transmisión de 810 km con 4 conductores por polo 1113 KCM-ACSR con retorno metálico, sobrecarga de 10% en operación Bipolar y 20 % para la operación de un Polo con retorno metálico.

- Dos condensadores síncronos en SE Kantenáh de ± 250 MVAR y capacidad de corto circuito de 1,000 MVA.
- Capacitor serie de 32 % de compensación para la LT Manuel Moreno Torres – Tabasco Potencia con una capacidad de 251.9 MVAR y capacidad de 1,386 MVA.

La alternativa de Corriente Alterna (Alternativa 2) está compuesta de:

- LT de doble circuito en 400 kV entre las SE Tecpatán y Tabasco Potencia, de 3 conductores por fase 1113 KCM-ACSR de aproximadamente 105 km. Con reactores de línea de 50 MVAR

ubicados en la SE Tabasco Potencia (incluye fase de reserva).

- STATCOM de ± 300 MVAR en la SE Tabasco Potencia y reactor de bus de 100 MVAR (incluye fase de reserva).
- LT de doble circuito en 400 kV entre las SE Escárcega Potencia y Tabasco Potencia, de 3 conductores por fase 1113 KCM-ACSR de aproximadamente 298 km. Con reactores de línea de 150 MVAR ubicados en la SE Escárcega Potencia (incluye fase de reserva).
- Reactor de bus de 100 MVAR en la SE Escárcega Potencia.
- LT de doble circuito en 400 kV entre las SE Escárcega Potencia y Ticul Potencia, de 3 conductores por fase 1113 KCM-ACSR de aproximadamente 268 km. Con reactores de línea de 100 MVAR ubicados en la SE Ticul Potencia (incluye fase de reserva).
- STATCOM de ± 300 MVAR en la SE Ticul Potencia y reactor de bus de 100 MVAR.
- LT de doble circuito en 400 kV entre las SE Ticul Potencia y SE Dzitnup, de 3 conductores por fase 1113 KCM-ACSR de aproximadamente 149 km. Con reactores de línea de 75 MVAR ubicados en la SE Dzitnup (incluye fase de reserva).
- Reactor de bus de 50 MVAR en la SE Dzitnup (incluye fase de reserva).
- LT de doble circuito en 400 kV entre las SE Dzitnup y Kantenáh, de 3 conductores por fase 1113 KCM-ACSR de aproximadamente 128 km. Con reactores de línea de 50 MVAR ubicados en la SE Kantenáh.
- Condensador Síncrono en SE Kantenáh de ± 250 MVAR y capacidad de corto circuito de 1,000 MVA y reactor de bus de 50 MVAR.

Cada una de las alternativas tienen las siguientes obras comunes:

- SE Tecpatán con los entronques de las LT Malpaso II-A3050-Chicoasén II y Manuel Moreno Torres-A3040-Juile y traslado de reactor de 100 MVA de la SE Manuel Moreno Torres a la SE Tecpatán.
- Entronque de la LT Dzitnup-A3Q60-Riviera Maya en la SE Kantenáh y traslado de reactor de 50 MVA de la SE Riviera Maya a la SE Kantenáh.
- Banco de transformación en SE Leona Vicario de 400/115 kV de 375 MVA (incluye fase de reserva).
- Tendido del primer circuito entre las SE Kantenáh y Leona Vicario en 400 kV de aproximadamente 71 km con 2 conductores por fase 1113 KCM-ACSR.
- Red asociada en 115 kV en la Zona Cancún que consiste en las LT Leona Vicario – Kekén, Leona Vicario – Yaxché y Leona Vicario – Kohunlich.
- Un CEV en la SE Los Ríos de +100 MVAR en 115 kV.
- Compensación capacitiva de 7.5 MVAR en cada una de las SE Tenosique y Tabasquillo.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril 2022.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.

Descripción de alternativas.

En las figuras 4 y 5 se muestran las metas físicas de las principales obras de cada alternativa analizada. En trazo punteado se indican las obras de las alternativas.

Figura 4. Alternativa 1 en corriente directa

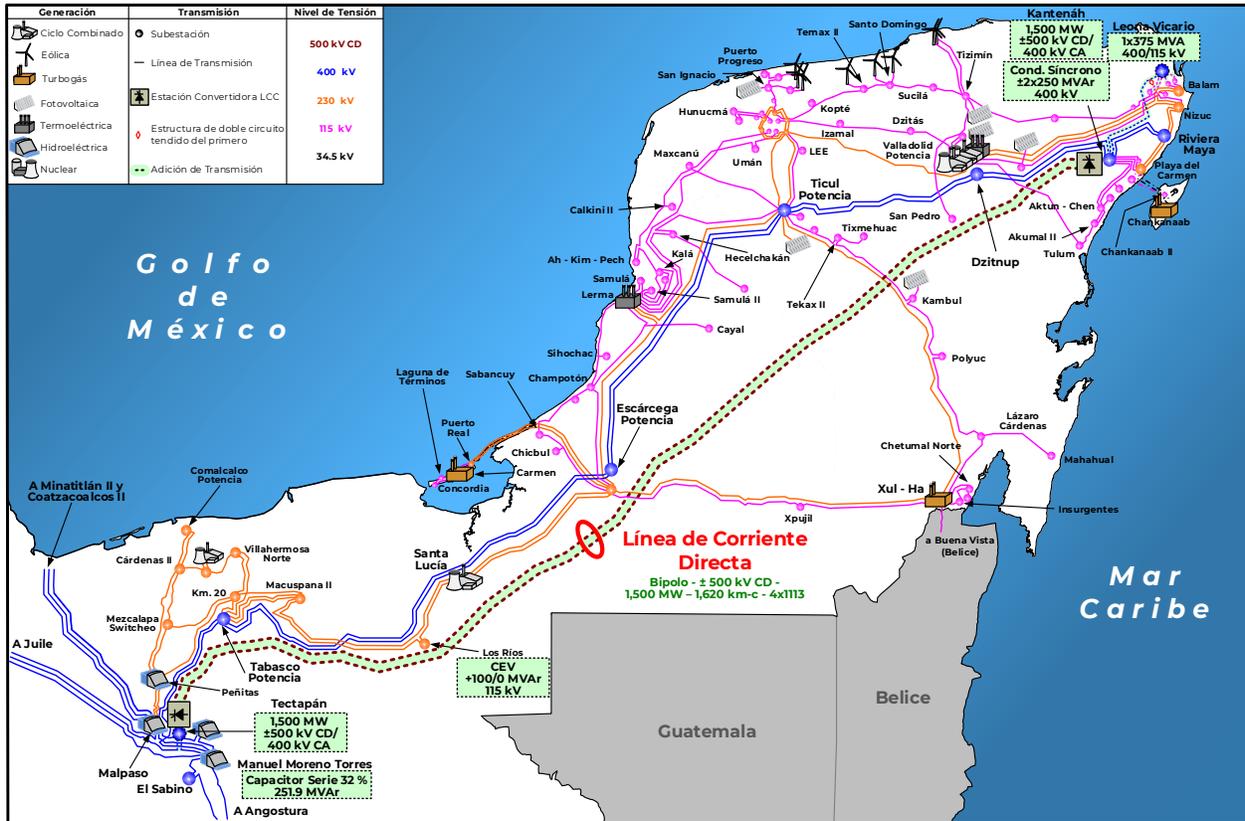
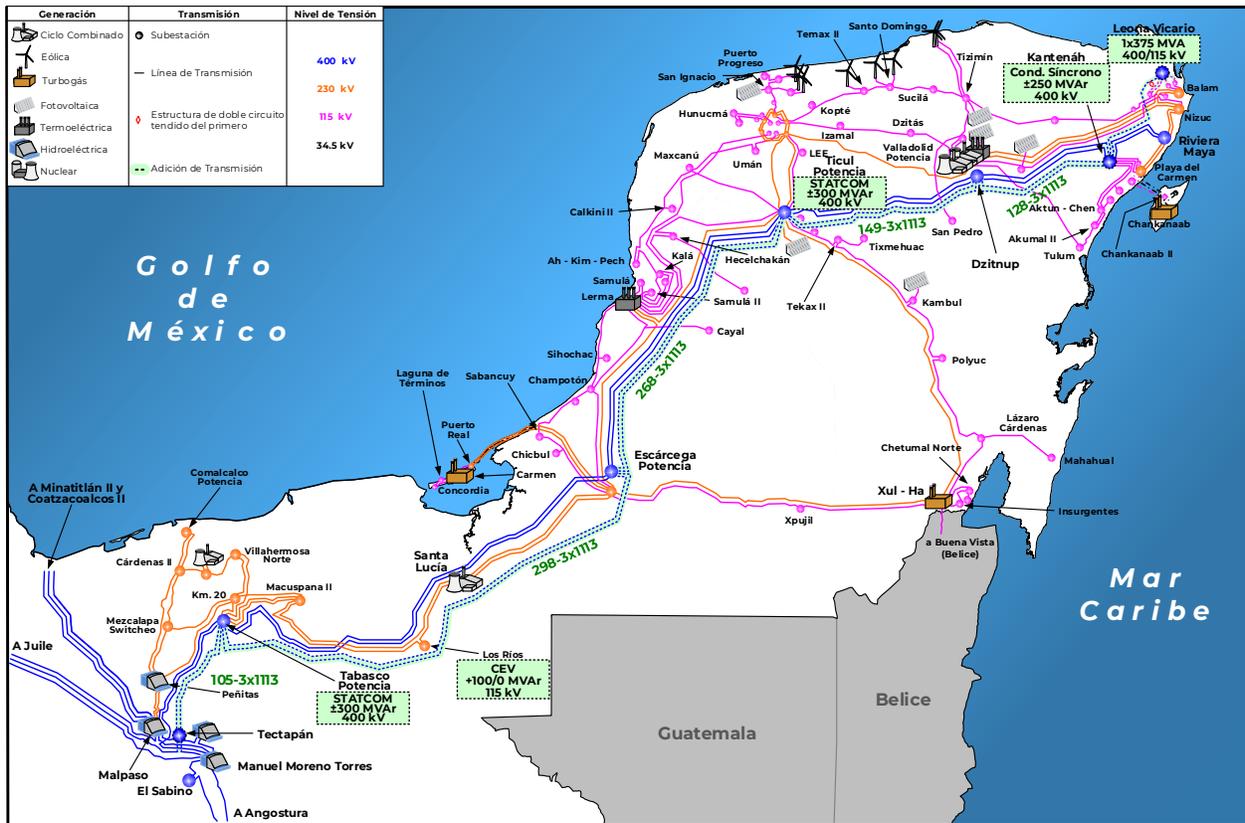


Figura 5. Alternativa 2 en corriente alterna



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 contiene 1,780.8 km-c de línea de transmisión, 4,400 MVA de transformación y 1,516.9 MVAR de compensación. El proyecto considera los alimentadores para la conexión de las líneas de transmisión en las subestaciones eléctricas, así como el

amarre entre las estaciones convertidoras y la red de corriente alterna. También contempla el cambio de transformadores de corriente (TC) en las SE Macuspana II y Los Ríos en 230 kV.

En los cuadros 1, 2 y 3 se muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 1. Obras de transmisión de la Alternativa 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tecpatán entronque Malpaso II - Chicoasén II (A3050)	400	2	3.0	abr-22	abr-25
Tecpatán entronque Manuel Moreno Torres - Juile (A3040)	400	2	3.0	abr-22	abr-25
Kantenáh - Tecpatán /6	± 500	2	1,620.0	abr-22	abr-25
Kantenáh entronque Dzitnup - Riviera Maya (A3Q60)	400	2	44.0	abr-22	abr-25
Kantenáh - Leona Vicario /3	400	2	71.0	abr-22	abr-25
Leona Vicario - Kekén /3,12	115	2	6.6	abr-22	abr-25
Leona Vicario - Yaxché /3,12	115	2	8.2	abr-22	abr-25
Leona Vicario - Kohunlich	115	2	25.0	abr-22	abr-25
Total			1,780.8		

3/ Tendido del primer circuito

6/ Corriente Directa

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

Cuadro 2. Obras de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Los Ríos CEV	CEV	115	0(Ind.) /100(Cap.)	abr-22	abr-25
Tabasquillo MVar	Capacitor	115	7.5	abr-22	abr-25
Tenosique MVar	Capacitor	115	7.5	abr-22	abr-25
Tecpatán MVar (reactor de línea) (traslado)	Reactor	400	100.0	abr-22	abr-25
Kantenáh MVar (reactor de línea 2) (traslado)	Reactor	400	50.0	abr-22	abr-25
Kantenáh Condensadores Síncronos	Condensador	400	500(Ind.) /500(Cap.)	abr-22	abr-25
Manuel Moreno Torres compensación serie	Capacitor	400	251.9	abr-22	abr-25
Total			1,516.9		

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo

CEV. Compensador Estático de VAr

Cuadro 3. Obras de transformación de la Alternativa 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tecpatán Estación Convertidora LCC	1	EC	1,950.0	± 500/400	abr-22	abr-25
Kantenáh Estación Convertidora LCC	1	EC	1,950.0	± 500/400	abr-22	abr-25
Leona Vicario Banco 1	4	T	500.0	400/115	abr-22	abr-25
Total			4,400.0			

T. Transformador

EC. Estación Convertidora

La Alternativa 2 contiene 2,056.2 km-c de línea de transmisión, 500 MVA de transformación y 3,390 MVar de compensación. El proyecto considera los alimentadores para la conexión de las líneas de transmisión en las subestaciones eléctricas y el cambio de

transformadores de corriente (TC) en las SE Macuspana II y Los Ríos en 230 kV.

En los cuadros 4, 5, y 6 se muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 4. Obras de transmisión de la Alternativa 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tecpatán entronque Malpaso II - Chicoasén II (A3050)	400	2	3.0	abr-22	abr-25
Tecpatán entronque Manuel Moreno Torres - Juile (A3040)	400	2	3.0	abr-22	abr-25
Tecpatán - Tabasco Potencia	400	2	210.0	abr-22	abr-25
Tabasco Potencia - Escárcega Potencia	400	2	595.4	abr-22	abr-25
Escárcega Potencia - Ticul Potencia	400	2	536.0	abr-22	abr-25
Ticul Potencia - Dzitnup	400	2	298.0	abr-22	abr-25
Dzitnup - Kantenáh	400	2	256.0	abr-22	abr-25
Kantenáh entronque Dzitnup - Riviera Maya (A3Q60)	400	2	44.0	abr-22	abr-25
Kantenáh - Leona Vicario /3	400	2	71.0	abr-22	abr-25
Leona Vicario - Kekén /3,12	115	2	6.6	abr-22	abr-25
Leona Vicario - Yaxché /3,12	115	2	8.2	abr-22	abr-25
Leona Vicario - Kohunlich	115	2	25.0	abr-22	abr-25
Total			2,056.2		

3/ Tendido del primer circuito

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

Cuadro 5. Obras de compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Los Ríos CEV	CEV	115	0(Ind.) / 100(Cap.)	abr-22	abr-25
Tabasquillo MVar	Capacitor	115	7.5	abr-22	abr-25
Tenosique MVar	Capacitor	115	7.5	abr-22	abr-25
Tecpatán MVar (reactor de línea) (traslado)	Reactor	400	100.0	abr-22	abr-25
Tabasco Potencia MVar (reactor de línea 1)	Reactor	400	66.7	abr-22	abr-25
Tabasco Potencia MVar (reactor de línea 2)	Reactor	400	50.0	abr-22	abr-25
Tabasco Potencia MVar (reactor de bus)	Reactor	400	133.3	abr-22	abr-25
Tabasco Potencia STATCOM	STATCOM	400	300(Ind.) / 300(Cap.)	abr-22	abr-25
Escárcega Potencia MVar (reactor de línea 3)	Reactor	400	200.0	abr-22	abr-25
Escárcega Potencia MVar (reactor de línea 4)	Reactor	400	150.0	abr-22	abr-25
Escárcega Potencia MVar (reactor de bus)	Reactor	400	100.0	abr-22	abr-25
Ticul Potencia MVar (reactor de línea 3)	Reactor	400	133.3	abr-22	abr-25
Ticul Potencia MVar (reactor de línea 4)	Reactor	400	100.0	abr-22	abr-25
Ticul Potencia MVar (reactor de bus)	Reactor	400	100.0	abr-22	abr-25
Ticul Potencia STATCOM	STATCOM	400	300(Ind.) / 300(Cap.)	abr-22	abr-25
Dzitnup MVar (reactor de línea 3)	Reactor	400	100.0	abr-22	abr-25
Dzitnup MVar (reactor de línea 4)	Reactor	400	75.0	abr-22	abr-25
Dzitnup MVar (reactor de bus)	Reactor	400	66.7	abr-22	abr-25
Kantenáh MVar (reactor de línea 2) (traslado)	Reactor	400	50.0	abr-22	abr-25
Kantenáh MVar (reactor de línea 3)	Reactor	400	50.0	abr-22	abr-25
Kantenáh MVar (reactor de línea 4)	Reactor	400	50.0	abr-22	abr-25
Kantenáh MVar (reactor de bus)	Reactor	400	50.0	abr-22	abr-25
Kantenáh Condensador Síncrono	Condensador	400	250(Ind.) / 250(Cap.)	abr-22	abr-25
Total			3,390.0		

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo

CEV. Compensador Estático de VAR

STATCOM. *Static Synchronous Compensator*

Cuadro 6. Obras de transformación de la Alternativa 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Leona Vicario Banco 1	4	T	500.0	400/115	abr-22	abr-25
Total			500.0			

T. Transformador

Indicadores técnicos.

Con las alternativas de red eléctrica especificadas previamente, se podrá incrementar la capacidad de transmisión entre las GCR Oriental y Peninsular. Como la limitante es por estabilidad de voltaje, en las figuras 6 y 7 se muestran las curvas características Potencia-Voltaje (P-V) con red completa y ante la contingencia n-1 de cada alternativa. Se observa que para ambas alternativas el límite de transmisión seguro es del orden de 2,300 MW. Estas características muestran la similitud de

las alternativas en cuanto a la capacidad de transmisión y una ganancia de 1,100 MW respecto a la condición de red sin el proyecto.

La contingencia sencilla más severa para la Alternativa 1 es la falla de un polo en la línea de transmisión de corriente directa mientras que para la Alternativa 2, la falla de cualquiera de las líneas de transmisión de 3 conductores por fase Tabasco Potencia – Escárcega Potencia o Escárcega Potencia – Ticul Potencia definen la capacidad de transmisión.

Figura 6. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) de la Alternativa 1 con red completa y ante la contingencia n-1 del corredor de transmisión Oriental – Peninsular

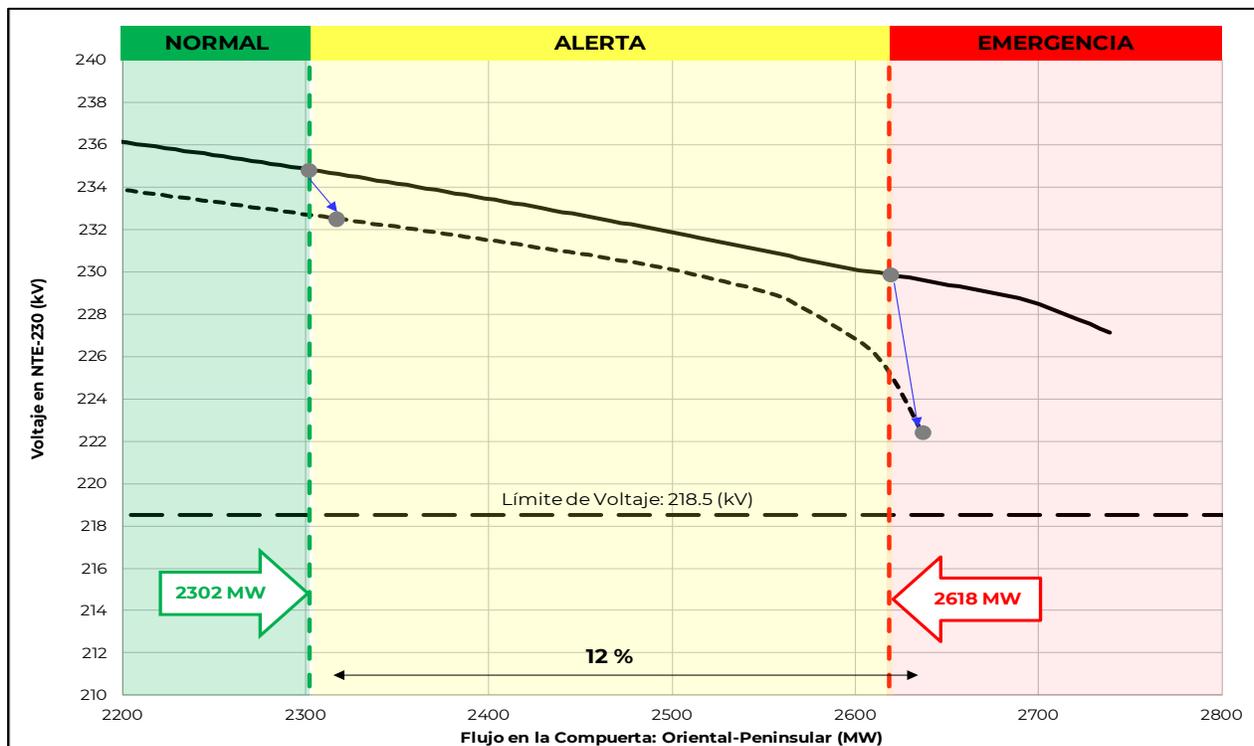
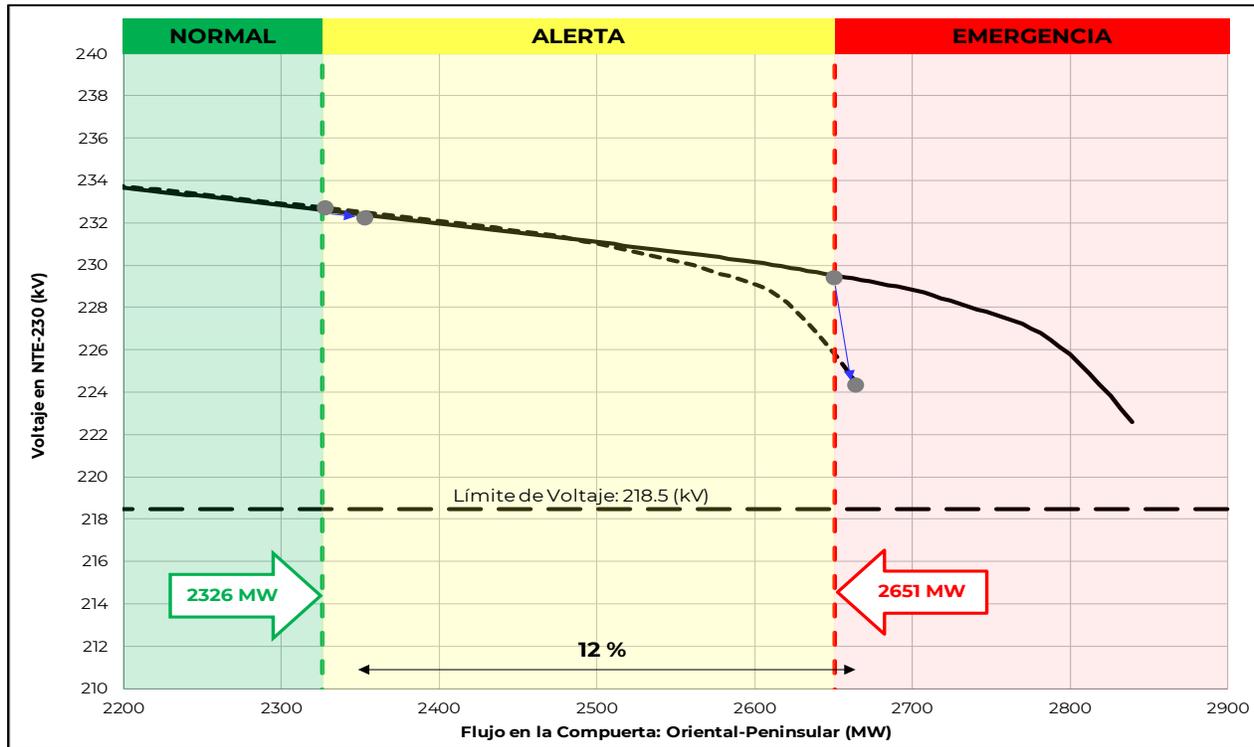


Figura 7. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) de la Alternativa 2 con red completa y ante la contingencia n-1 del corredor de transmisión Oriental – Peninsular



El límite de transmisión del corredor Malpaso/Manuel Moreno Torres – Tabasco es definido por la sobrecarga de los transformadores en la SE Malpaso II. Las figuras 8 y 9 presentan el diagrama de la Zona Tabasco pre-contingencia y post-contingencia cuando se produce la sobrecarga del 10 % en el transformador 400/230 kV 375 MVA y del 26 % en el transformador 400/115 kV 50 MVA en la SE Malpaso II. Esta saturación se alcanza ante el disparo de la LT Malpaso II – Tabasco Potencia para la Alternativa 1.

Para evaluar esta condición operativa se considera un envío de 2,300 MW a la GCR Peninsular, un despacho de generación de 977 MW en la Zona Tabasco y una demanda de 1,249 MW.

Por tanto, el límite de transmisión en la red de corriente alterna sería de 1,388 MW cuando se envían 1,500 MW por la línea de corriente directa. En consecuencia, el límite de transmisión de Malpaso/Manuel Moreno Torres – Tabasco, considerando la red de corriente alterna y corriente directa es de 2,888 MW.

Figura 8. Condición pre-contingencia para definir el límite del corredor de transmisión Malpaso/Manuel Moreno Torres – Tabasco con Alternativa 1

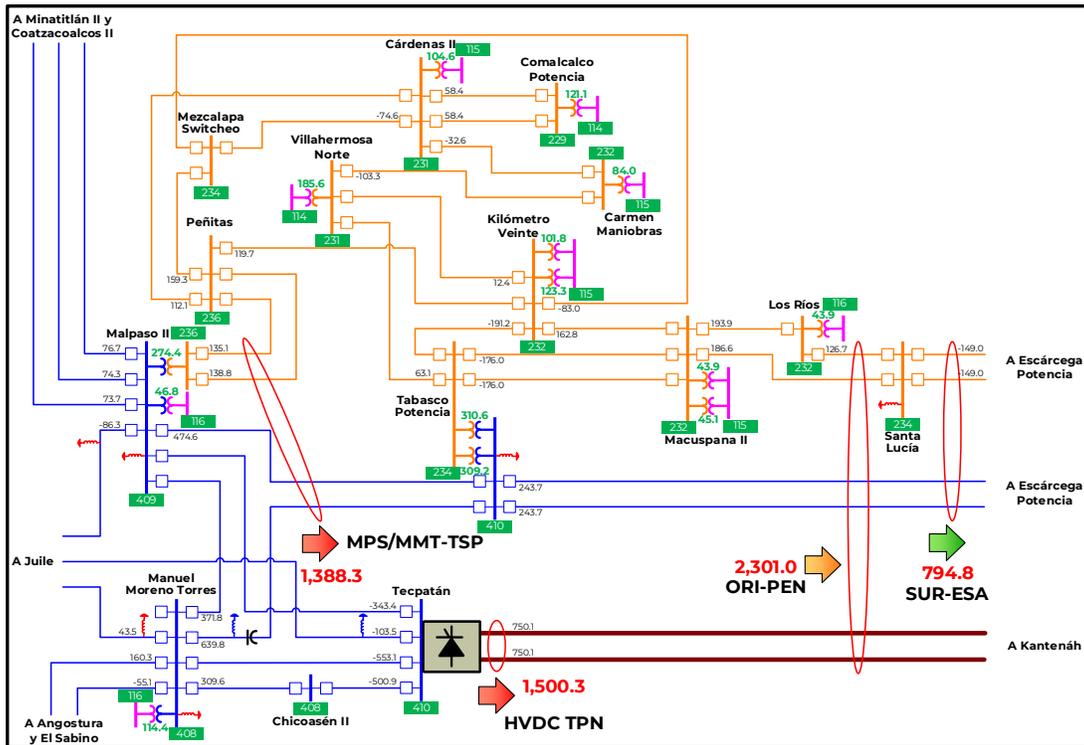
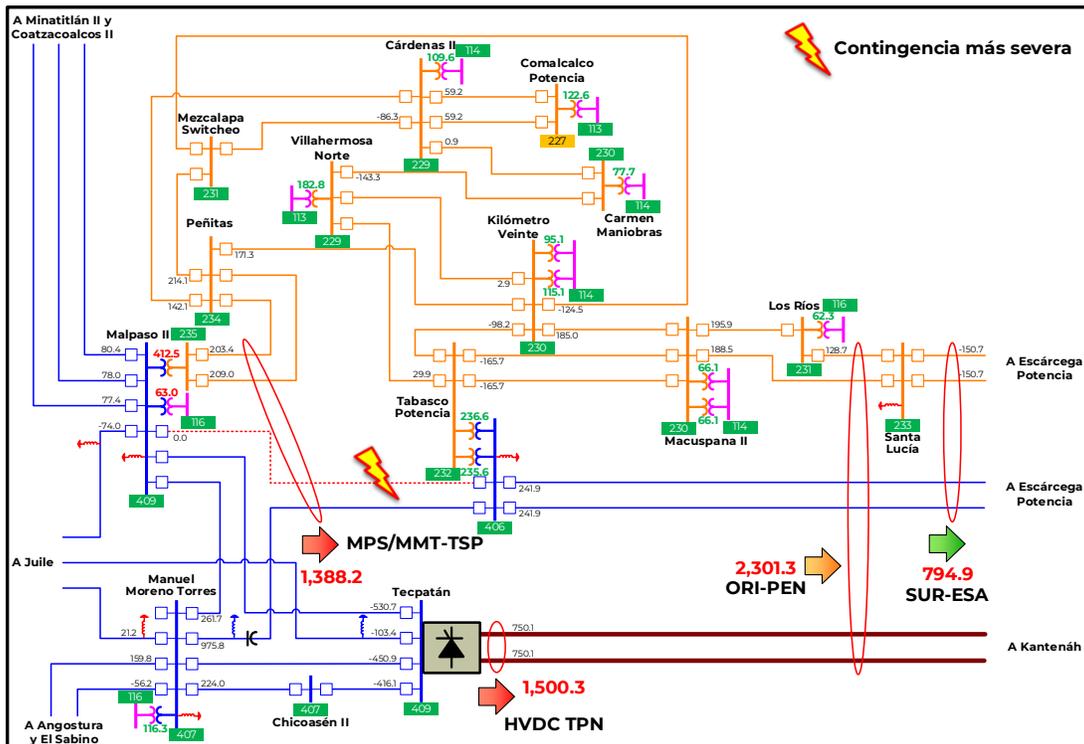


Figura 9. Condición post-contingencia para definir el límite del corredor de transmisión Malpaso/Manuel Moreno Torres – Tabasco con Alternativa 1



Al igual que en la Alternativa 1, el límite de transmisión del corredor Malpaso/Manuel Moreno Torres – Tabasco, en la Alternativa 2, es definido por la sobrecarga de los transformadores en la SE Malpaso II. Las figuras 10 y 11 presentan el diagrama de la Zona Tabasco pre-contingencia y post-contingencia cuando se produce la sobrecarga del 10 % en el transformador 400/230 kV 375 MVA y del 23 % en el transformador 400/115 kV 50 MVA en la SE Malpaso II ante el disparo de la LT Malpaso II – Tabasco.

Para evaluar esta condición operativa se considera un envío de 2,300 MW a la GCR Peninsular, un despacho de generación de 985 MW en la Zona Tabasco y una demanda de 1,249 MW. En consecuencia, el límite de transmisión es de 2,891 MW.

Por tanto, ambas alternativas tienen una ganancia de capacidad de transmisión del orden 1,440 MW para el corredor Malpaso/Manuel Moreno Torres – Tabasco.

Figura 10. Condición pre-contingencia para definir el límite del corredor de transmisión Malpaso/Manuel Moreno Torres – Tabasco con Alternativa 2

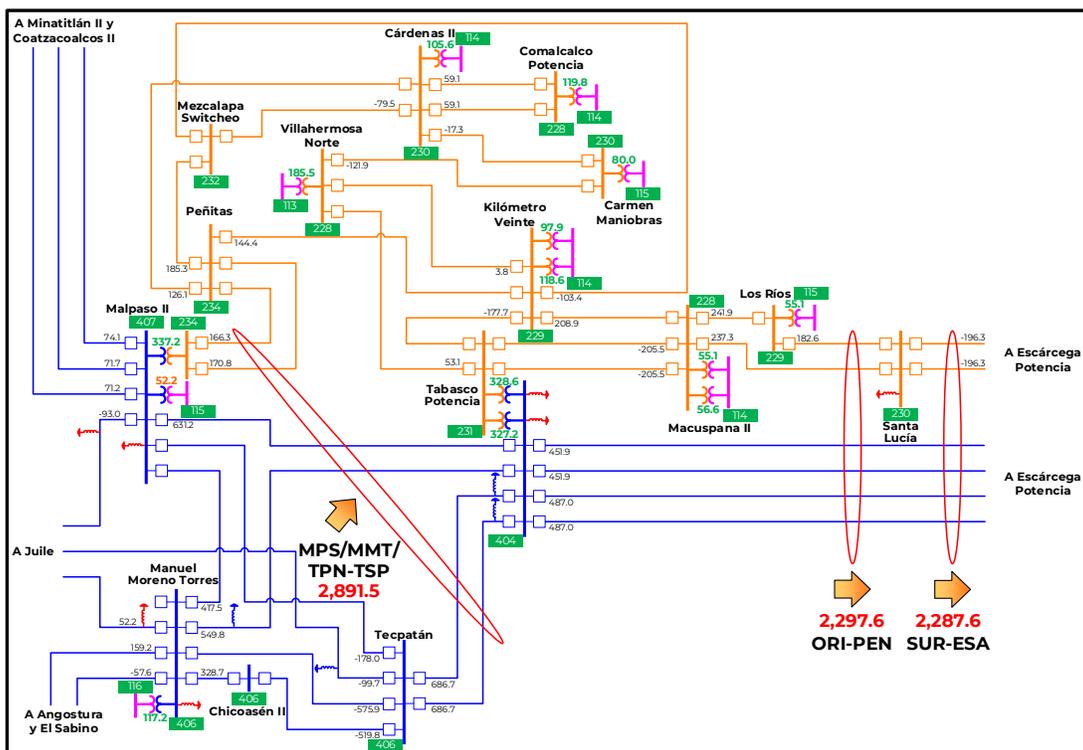
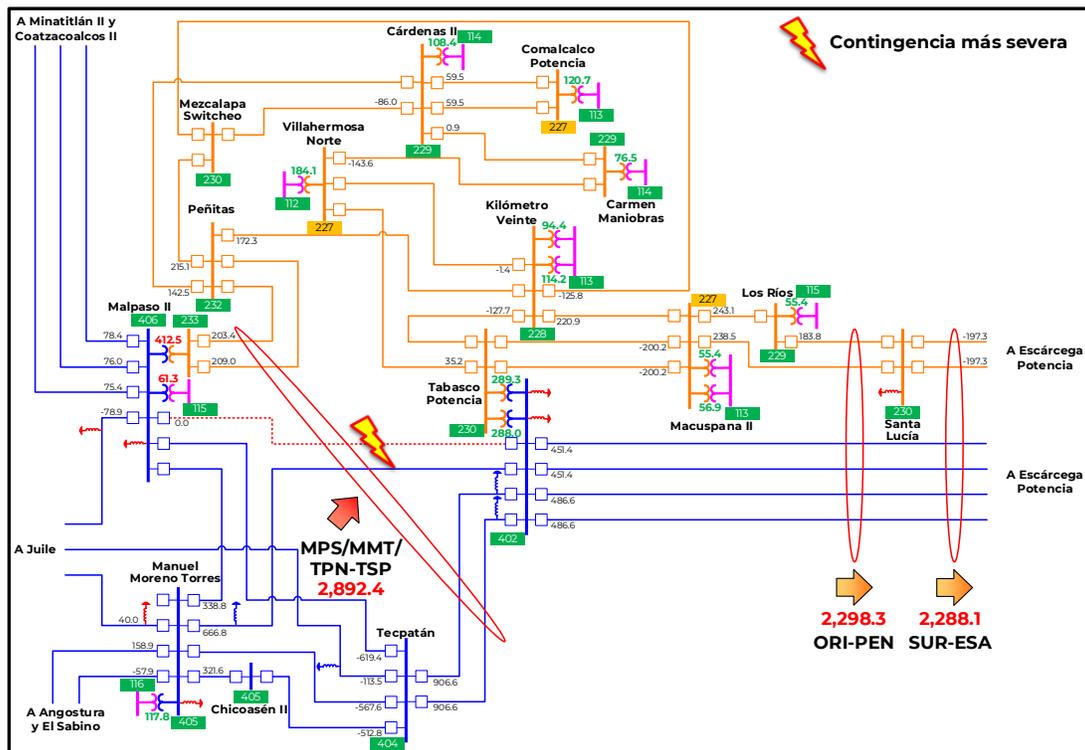


Figura 11. Condición post-contingencia para definir el límite del enlace de transmisión Malpaso/Manuel Moreno Torres – Tabasco con Alternativa 2



Con las alternativas de red de transmisión propuestas, se podrá también incrementar la capacidad de transmisión del corredor Valladolid - Cancún. Como la limitante es por estabilidad de voltaje, en las figuras 12 y 13 se muestran las curvas características Potencia-Voltaje (P-V) con red completa y ante la contingencia n-1 de cada alternativa. Se observa que para ambas el límite de transmisión seguro definido por estabilidad de voltaje es entre 1,667 MW y 1,684 MW. Estas características muestran la similitud de las alternativas en cuanto a la capacidad de transmisión y una ganancia promedio de 485 MW respecto a la condición de red sin el

proyecto. La contingencia sencilla más severa para ambas alternativas es la falla de la LT Kantenáh – Leona Vicario. Por tanto, a futuro se podrá tender el segundo circuito entre estas subestaciones eléctricas con el objetivo de aumentar la capacidad de transmisión.

Es importante destacar que para que sea posible transmitir esta potencia entre Valladolid y Cancún es necesario contar con generación adicional en la GCR Peninsular, para que así los corredores Malpaso/Manuel Moreno Torres – Tabasco y Oriental – Peninsular no se saturen primero.

Figura 12. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) de la Alternativa 1 con red completa y ante la contingencia n-1 del corredor de transmisión Valladolid – Cancún

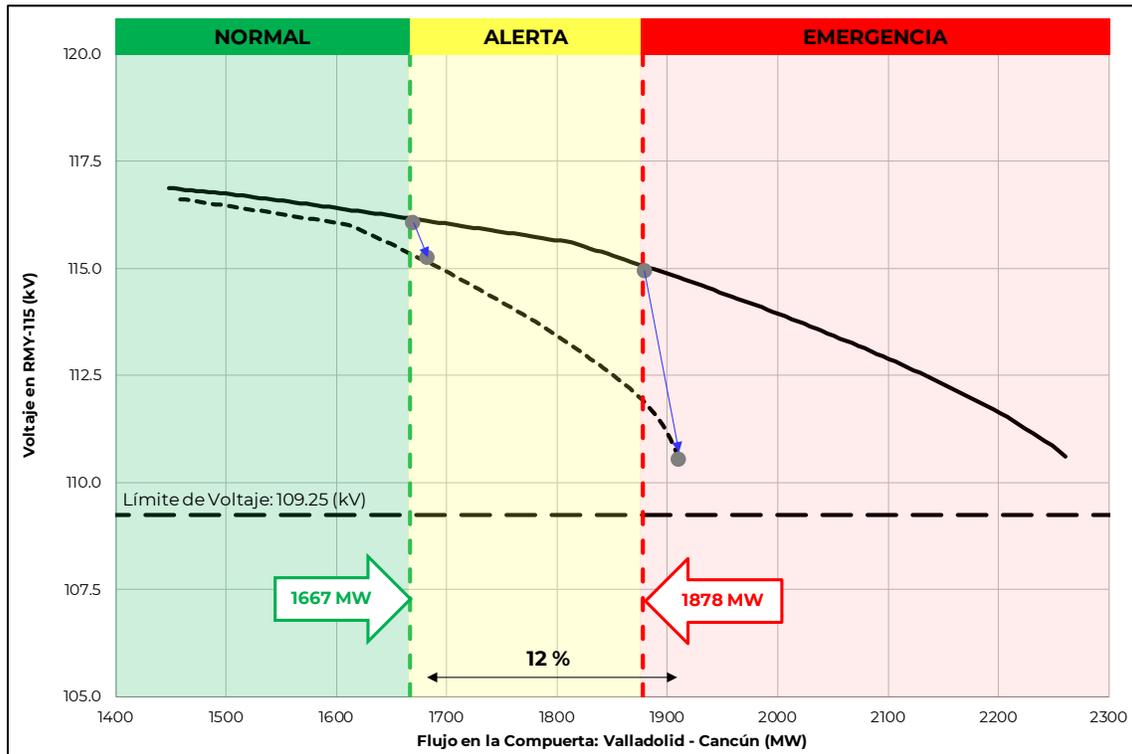
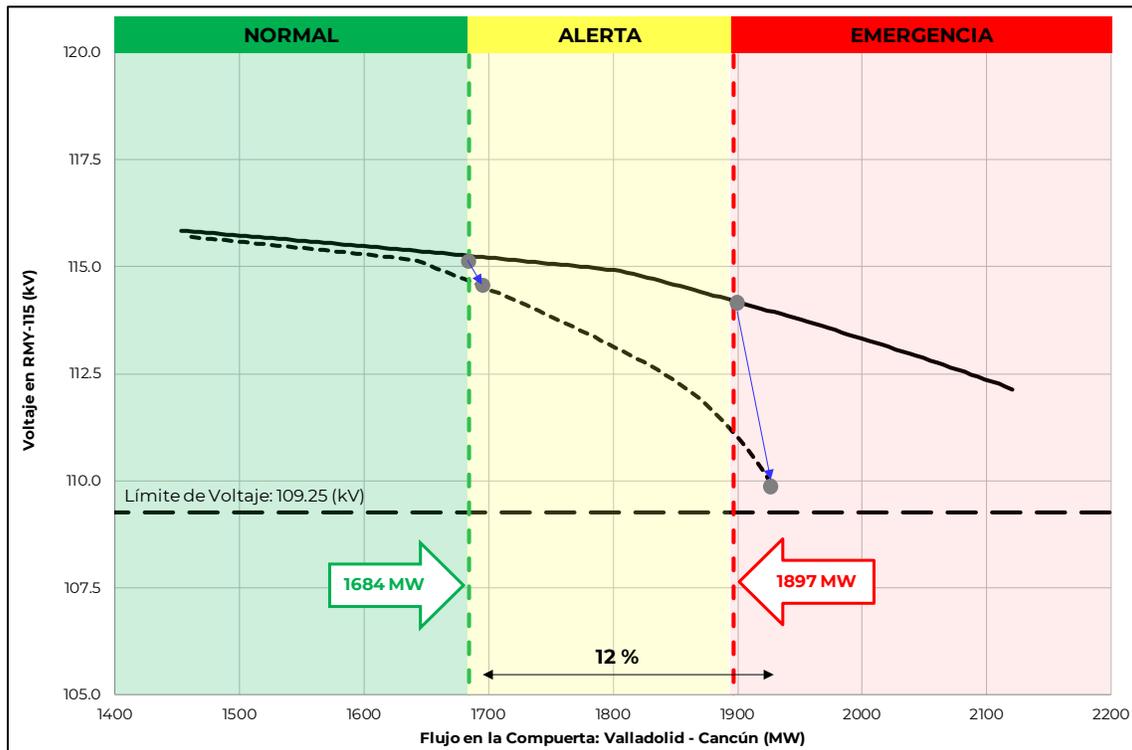


Figura 13. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) de la Alternativa 2 con red completa y ante la contingencia n-1 del corredor de transmisión Valladolid – Cancún



Escenarios en estado estacionario para estudios de estabilidad transitoria para las alternativas.

En los estudios de estado estacionario se proporciona un panorama de las condiciones en la región de interés una vez que el sistema alcanza el punto de equilibrio, analizando el efecto de las contingencias N-1, supervisando los variables como son: voltaje, potencia activa, reactiva y aparente (MVA) de los elementos de interés para identificar violaciones de voltaje, flujos de potencia y en el diseño del equipo eléctrico. Para el escenario de demanda máxima de verano por la noche en 2026, en las figuras 13 y 14 se muestran los flujos de potencia y tensiones de la red de 230 y 400 kV asociada a la infraestructura propuesta para la Alternativa 1 en corriente directa con tecnología LCC y Alternativa 2 en corriente alterna, respectivamente.

Para la Alternativa 1, en la figura 14, la línea bipolar de corriente directa opera con un flujo de 1,205 MW saliendo de la

región del Grijalva, el corredor de transmisión en corriente alterna Malpaso/Manuel Moreno Torres – Tabasco tiene un flujo de 1,357 MW, para una transmisión de potencia activa hacia Tabasco de 2,563 MW. El corredor de transmisión Oriental – Peninsular cuenta con un flujo de 2,284 MW. Se observa un flujo de Valladolid hacia Mérida de 127 MW, y se tiene una ligera sobrecarga en los transformadores de Ticul 400/230 kV, 375 MVA, debido a la demanda de la zona Mérida. Esta condición operativa se podrá controlar con el despacho de la generación del CC AES Mérida. Para la Alternativa 2 en la figura 15, el corredor de transmisión en corriente alterna Malpaso/Manuel Moreno Torres – Tabasco opera con un flujo de 2,583 MW. El corredor de transmisión Oriental – Peninsular con 2,297 MW. En esta alternativa de red, se acentúa la sobrecarga en los autotransformadores de Ticul, también en este caso, la sobrecarga se podrá controlar con el despacho del CC AES Mérida.

Figura 14. Condición demanda máxima nocturna de verano, corredor Oriental – Peninsular con 2,284 MW con Alternativa 1

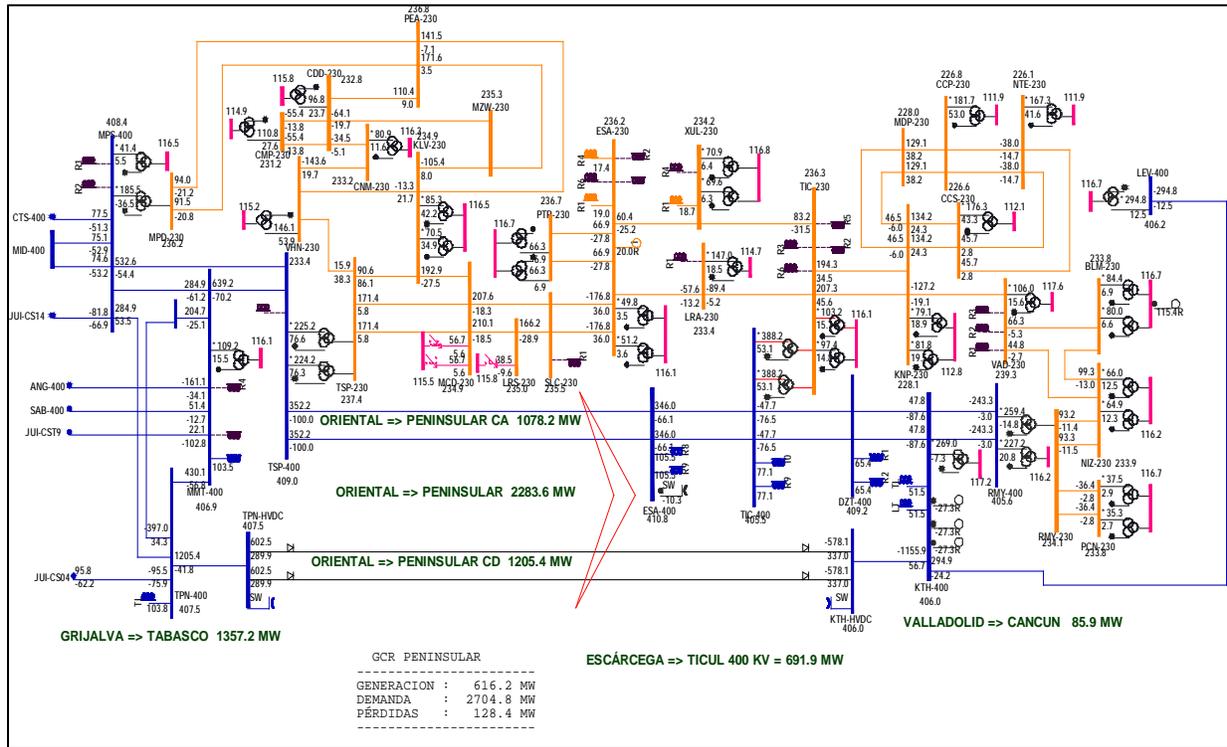
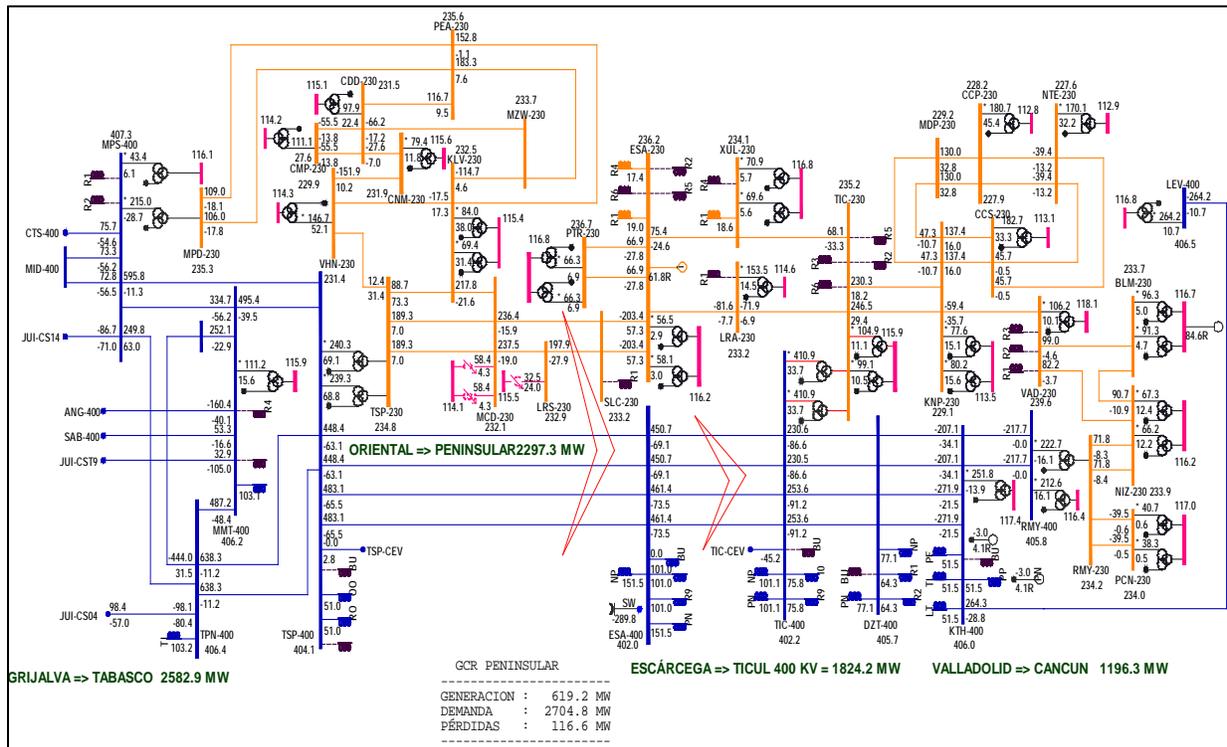


Figura 15. Condición demanda máxima nocturna de verano, corredor Oriental – Peninsular con 2,297 MW con Alternativa 2



Análisis de Estabilidad Transitoria.

En el análisis de estabilidad transitoria se evalúa el comportamiento dinámico del Sistema Eléctrico Nacional, observando el perfil de voltaje en barras, los valores de las potencias aparente (MVA) y activa (MW), las aperturas angulares de las unidades de las Centrales Eléctricas y el comportamiento de la frecuencia, identificando el margen de estabilidad, las magnitudes de depresión del voltaje, incursiones de baja frecuencia, amortiguamiento e interacción de oscilaciones con esquemas de protecciones de las líneas. Se estudia el impacto que tiene la incorporación del proyecto en la estabilidad del Sistema, analizando el efecto de las contingencias N-1 y N-2 más severas.

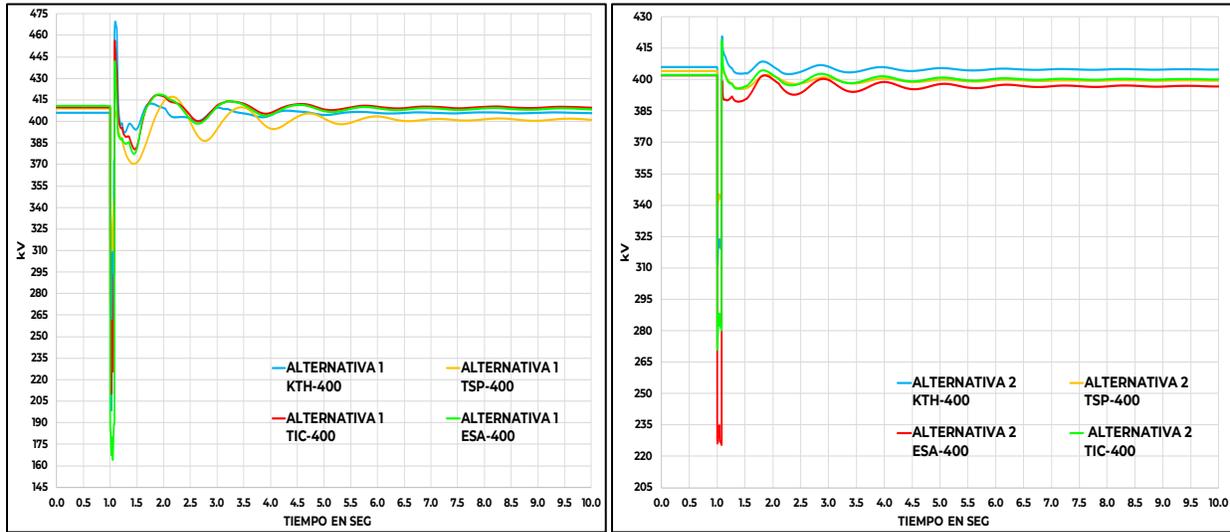
Del análisis de contingencias en estado estacionario se observó que no se tienen problemas en los corredores de transmisión. Para comprobar su comportamiento dinámico, se simulan las mismas contingencias de líneas de transmisión, ante una falla trifásica en una SE a la que se conecta la línea de transmisión y su liberación con disparo a los 70 milisegundos.

Falla trifásica en la barra de 400 kV de la SE Escárcega Potencia (ESA) y liberación con el disparo de la línea de transmisión TSP-A3Q10-ESA

La figura 16 muestra el comportamiento de la tensión en la red troncal de 400 kV de la Península de Yucatán para las alternativas 1 y 2. En la Alternativa 1 se presenta un mayor abatimiento de la tensión al presentarse la falla, y una sobretensión mayor al liberarse la falla, debido a que la red de corriente alterna sólo considera dos líneas de transmisión desde la SE Tabasco Potencia hasta la SE Kantenáh.

Además, el modelo para las estaciones convertidoras del Bipolo de Corriente Directa de PSS®E usado en las simulaciones realiza el bloqueo por conmutación lado inversor a los 0.55 p.u. de voltaje. En las especificaciones técnicas el CENACE establecería las tensiones de bloqueo en los puntos de interconexión de las estaciones convertidoras, con base a las características de la red eléctrica. El bloqueo significa permanecer interconectado a la red eléctrica sin transmisión de potencia activa (MW) durante un intervalo de tiempo tan corto como sea técnicamente factible para la estación convertidora, sin poner en riesgo la confiabilidad del sistema eléctrico. También se puede observar, que para la Alternativa 2, el voltaje en la barra de 400 kV de la SE Escárcega Potencia se recupera por debajo del valor nominal, pero dentro de los límites establecidos en el Código de Red de 380 kV.

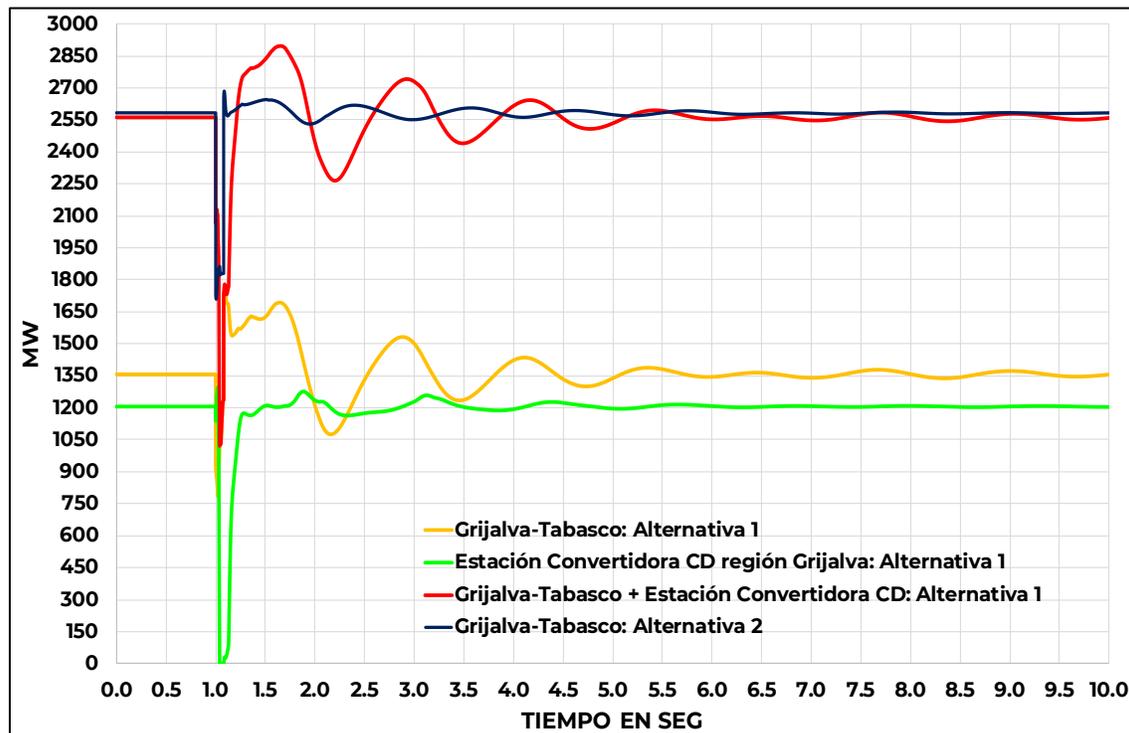
Figura 16. Tensión en las barras de 400 kV para las Alternativas 1 y 2



La figura 17 muestra la transmisión de potencia activa (MW) de la región del Grijalva a Tabasco y Península de Yucatán. La Alternativa 1 tiene red eléctrica en corriente alterna y directa; el corredor de transmisión Malpaso/Manuel Moreno Torres – Tabasco y el bipolo de corriente directa entre las SE Tecpatán y Kanténah. La Alternativa 2 tiene red eléctrica en corriente alterna, el corredor de transmisión Malpaso/Manuel Moreno Torres – Tabasco y dos nuevas líneas de transmisión en 400 kV entre las SE

Tecpatán y Tabasco Potencia. Como se describió anteriormente, el enlace en corriente directa al presentarse la falla trifásica actúa el bloqueo y la estación convertidora deja de transmitir potencia activa (línea verde), la cual es transmitida hacia la región de Tabasco momentáneamente, como se observa en la línea naranja. En la línea roja se presenta la sumatoria de las dos trayectorias para la Alternativa 1, la cual tiene un flujo de potencia activa aproximadamente igual al flujo de la Alternativa 2 (línea azul).

Figura 17. Flujo de potencia activa Malpaso/Manuel Moreno Torres – Tabasco, para las Alternativas 1 y 2



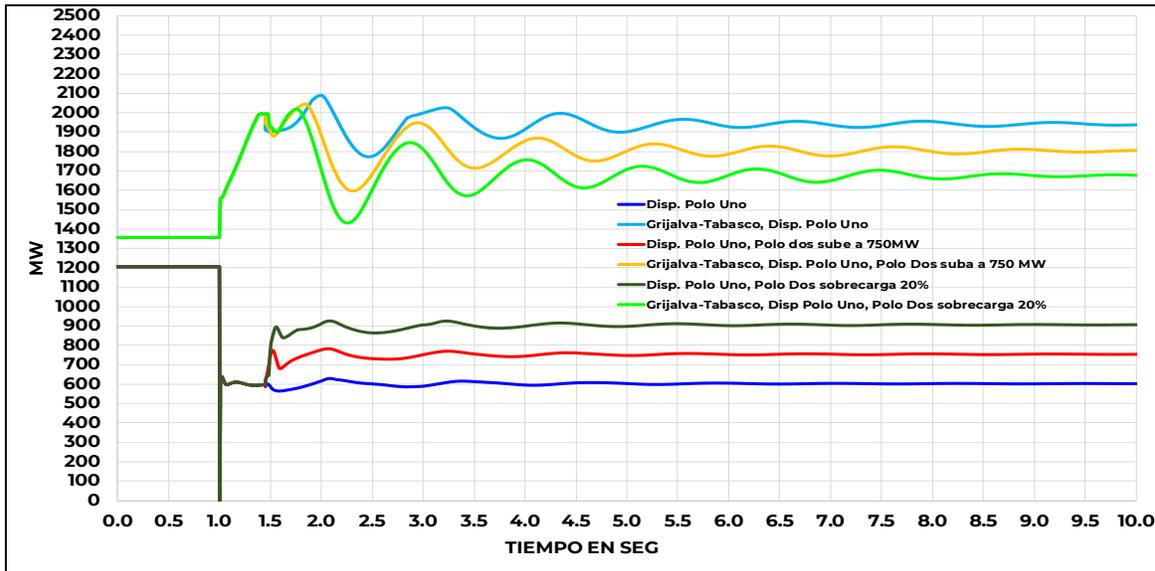
Falla de un Polo en la línea de corriente directa del enlace Grijalva-Rivera Maya

Para la Alternativa 1 en corriente directa con tecnología LCC, se simula una falla en un Polo lado rectificador:

- Falla sin prueba, Polo sin falla transmitiendo al valor pre-contingencia, 600 MW
- Falla sin prueba, Polo sin falla con rampa para transmisión a su valor nominal de 750 MW
- Falla sin prueba, Polo sin falla con rampa para transmisión con sobrecarga del 20%, 900 MW.

La figura 18 presenta el flujo de potencia activa (MW) por la estación convertidora ubicada en la región del Grijalva y el corredor de transmisión Malpaso/Manuel Moreno Torres – Tabasco ante falla en un Polo. Se puede observar que las tres condiciones operativas de la estación convertidora, se presenta una condición amortiguada y la respuesta del Polo Dos es menor a los 500 mseg para alcanzar el valor especificado, de 750 o 900 MW.

Figura 18. Flujo de potencia activa MW para el corredor Grijalva-Tabasco y la estación convertidora de corriente directa del enlace Tecpatán - Kantenáh ubicada en la región del Grijalva, Alternativa 1

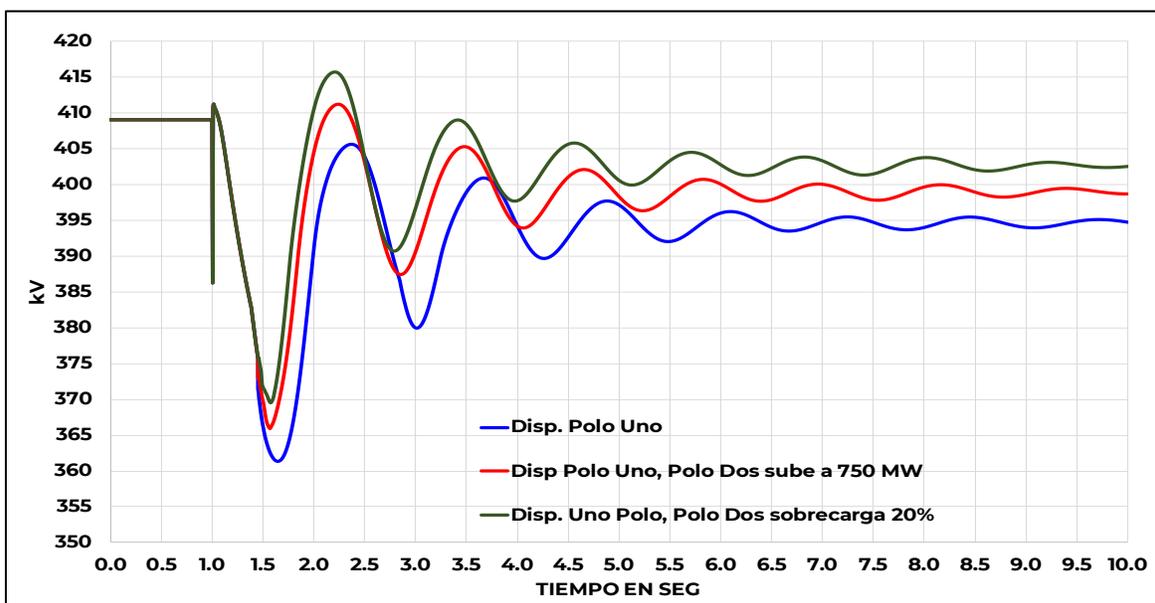


La figura 19 muestra la tensión en la barra de 400 kV de la SE Tabasco Potencia (TSP) para las tres fallas, se puede observar un comportamiento amortiguado del sistema, los voltajes post-contingencia se encuentran dentro de los límites de confiabilidad establecidos en el Código de Red de 380 kV. Para la condición donde el Polo Dos

se queda con su valor pre-contingencia, se presenta la mayor caída de voltaje en la primera oscilación.

En consecuencia, el contar en la estación convertidora con controles para rampa y sobrecarga ante falla de un Polo, genera seguridad y confiabilidad el sistema.

Figura 19. Tensión en la barra de 400 kV de la SE Tabasco Potencia ante falla de un polo



Alternativa propuesta.

En el cuadro 7 se presenta el incremento en la capacidad de transmisión en 3 corredores de transmisión desde la Cuenca del Grijalva hasta Cancún considerando la red eléctrica de las alternativas estudiadas. Para el enlace Valladolid – Cancún, se

consideró que las obras del proyecto propuesto para 2023 se aprobó por la SENER y está en operación en 2025. Ambas alternativas tienen prácticamente las mismas capacidades de transmisión en los corredores de transmisión antes mencionados, la Alternativa 2 ligeramente mayor.

Cuadro 7. Aumento de capacidad de transmisión del proyecto

Corredor de transmisión	Límite de transmisión sin proyecto	Límite de transmisión con Alternativa 1	Límite de transmisión con Alternativa 2
Malpaso/Manuel Moreno Torres – Tabasco	1,450 MW	2,888 MW	2,891 MW
Oriental – Peninsular	1,200 MW	2,302 MW	2,326 MW
Valladolid – Cancún	1,190 MW	1,667 MW	1,684 MW

Con este proyecto se permitirá atender el crecimiento de la demanda de la Península de Yucatán hasta 2032 en caso de que no se incorporara generación adicional en la región y sin la necesidad de despachar generación a base de combustóleo o diésel; sólo con necesidades de reforzamientos locales de la RNT. Por tanto, se reducirán los costos de producción considerablemente en esta región del país ya que se tendrá una mayor capacidad para importar energía hidroeléctrica de las Centrales Eléctricas del Grijalva y eólica del Istmo de

Tehuantepec. Como resultado final, los precios marginales locales serán determinados por los Ciclos Combinados de la zona. Además, la infraestructura propuesta permitirá atender el crecimiento de la demanda de las Zonas Cancún y Riviera Maya hasta aproximadamente 2035 con tan solo la adición de refuerzos locales.

En el cuadro 8 se presenta un resumen de las principales características de confiabilidad y económicas de las dos alternativas analizadas.

Cuadro 8. Resumen de las características de confiabilidad y económicas de las dos alternativas

Característica	Alternativa 1 Corriente Directa LCC	Alternativa 2 Corriente Alterna
Madurez de la tecnología	Igual	Igual
Inercia para el sistema	Igual	Igual
Flexibilidad operativa	Mayor	Menor
Estabilidad transitoria del sistema	Igual	Igual
Control de la calidad de la tensión	Mayor	Menor
Control de la calidad de la frecuencia	Igual	Igual
Control de flujos de potencia	Mayor	Menor
Flexibilidad operativa para restablecimiento	Mayor	Menor
Decremento de pérdidas I ² R	Mayor	Menor
Factor de uso de red 2025-2033	55%	48%
Factibilidad de construcción por etapas	Menor	Mayor

Aún continúan en estudio alternativas adicionales para atender el crecimiento de la demanda de la Península de Yucatán, las cuales podrían modificar el alcance de este proyecto. La infraestructura propuesta está sujeta a

cambios que dependerán de las evaluaciones de Impacto Social, adquisición de los derechos Inmobiliarios y compra de terrenos, así como la manifestación de impacto ambiental.

P19-NE2 Reducción en el nivel de cortocircuito de la red eléctrica de la Zona Metropolitana de Monterrey (ZMM)

Diagnostico operativo.

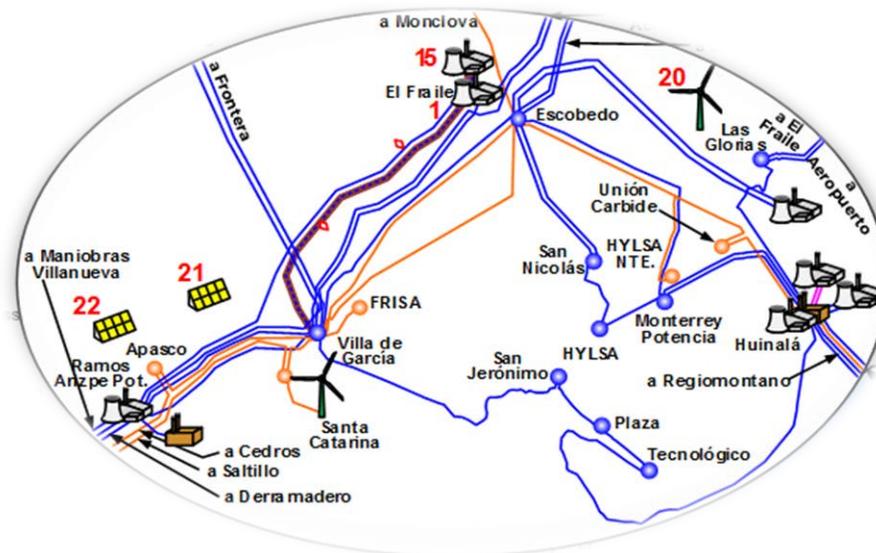
La Gerencia Regional de Transmisión Noreste (GRTNE) a través de sus cinco Zonas de Transmisión ubicadas en los estados de Nuevo León, Coahuila y parte de Tamaulipas, tiene bajo su responsabilidad operativa 46 subestaciones eléctricas, las cuales funcionan con voltajes de 400, 230, 138, y 115 kV. Estas 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 instrumento y más de 6,000 kilómetros de líneas de transmisión.

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 (CE), además de integrar enlaces de fibra óptica para la operación y control del sistema eléctrico.

Dentro del ámbito de operación de la GRTNE se encuentra la red eléctrica de 115 kV de la Zona de Metropolitana de Monterrey (ZMM) (figura 1), la cual abarca gran parte de la extensión territorial del estado de Nuevo León, representa el mayor centro de consumo de energía eléctrica del Norte del país y es una de las regiones de mayor densidad de carga eléctrica de todo el sistema eléctrico nacional.

Figura 1. Red eléctrica Principal de la zona metropolitana de Monterrey



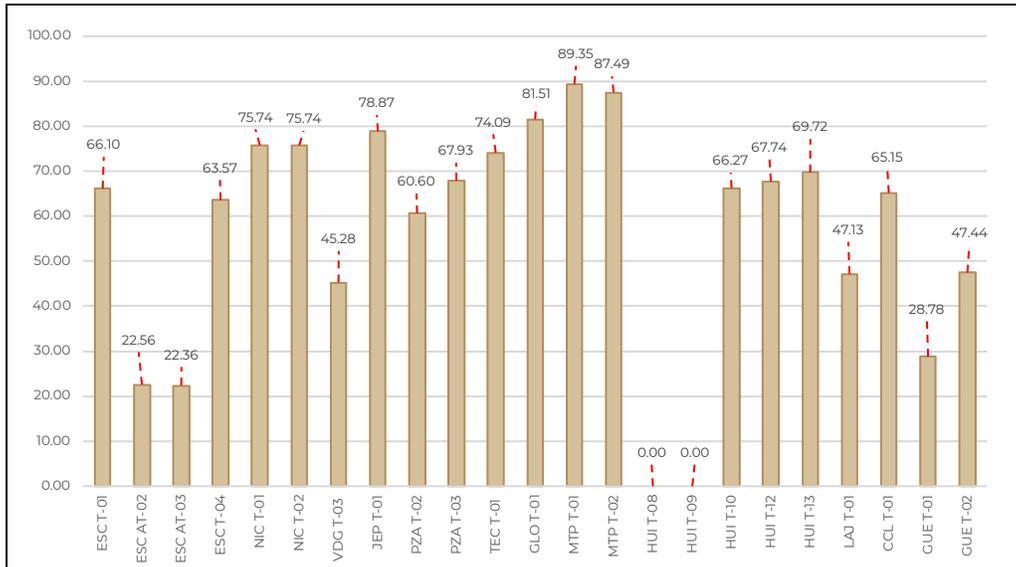
En 2018 la ZMM registró una demanda máxima de 4,828.5 MW. En la figura 2 se muestra la cargabilidad que tenían los bancos de transformación 400/115 kV y 230/115 kV que alimentan la zona en ese

punto de operación. Se observa que dos bancos de la SE Huinalá (HUI T-08 y HUI T-09) no tienen carga, esto se debió a que fue necesario sacarlos de servicio por estrategia operativa, para disminuir

el nivel de cortocircuito en la SE Huinalá. En total, para atender la demanda de la ZMM, se tienen instalados 5,025 MVA de transformación 400/115 kV, 800 MVA de

transformación 230/115 kV y 1,105 MW de Centrales Eléctricas instaladas en la red de 115 kV.

Figura 2. Porcentaje de carga por transformador en la red de 115 kV de la ZMM (Demanda máxima de 2018)



La red eléctrica en 115 kV de la 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 subestaciones eléctricas de la ZMM se encuentre por encima de la capacidad interruptiva de diseño de sus equipos.

El nivel de cortocircuito por encima de la capacidad de diseño de los equipos de las SE, compromete el libramiento oportuno y confiable de fallas en los niveles de 115 kV de la ZMM, que pueden ocasionar daño permanente en los equipos y afectaciones a la transferencia de energía, interrupciones en el suministro de energía a industrias, comercios y usuarios residenciales. En el cuadro 1 se identifican los principales riesgos en los que se incurre cuando se opera un sistema con niveles de cortocircuito superiores a la capacidad de diseño de los equipos eléctricos primarios.

Cuadro 1. Nivel de riesgo debido a violación del nivel de corto circuito

Afectación en:	Problemática	Nivel de Riesgo
Equipo de interrupción, personal de mantenimiento, equipos aledaños	No es capaz de soportar la corriente de falla y podría explotar o incendiarse.	Alto
Equipo de interrupción, equipos aledaños	Las altas corrientes de falla en el punto de falla ocasionan deterioro de aislamiento y degradación de la vida útil de los equipos.	Medio
Protecciones, Sistema Eléctrico	La falta de capacidad de los interruptores para liberar una falla podría hacer operar incorrectamente los esquemas de protección y derivar en una serie eventos en cascada.	Alto

Derivado de los riesgos mencionados, a fin de no incurrir en ninguno de ellos y poder operar el sistema de manera confiable y segura, se hace un recuento de los interruptores que se requieren sustituir en la ZMM por estar superados en su capacidad nominal de cortocircuito. El cuadro 2 muestra el

detalle de los niveles de cortocircuito (trifásico y monofásico), la SE que presenta problemática de cortocircuito y el número de interruptores cuya capacidad estaría por debajo del nivel calculado para 2021. La cifra de todos estos elementos asciende a **185** (todos en el nivel de 115 kV).

Cuadro 2. Identificación de interruptores por SE

Subestación Eléctrica	Capacidad Interruptiva de la subestación eléctrica (kA)	Nivel de cortocircuito Trifásico (kA) /1	Nivel de cortocircuito Monofásico (kA) /1	Número de Interruptores
Escobedo	63	63.03	62.53	17
Escobedo II	63	63.03	62.53	
San Nicolás /2	40	69.65	64.03	20
San Nicolás B /2	40	69.99	64.50	
Monterrey Potencia /2	50	63.18	57.06	18
Monterrey Potencia B /2	50	61.00	55.53	
Villa de García	31	30.52	34.19	1
Jerónimo Potencia /2	40	49.59	41.97	17
Jerónimo Potencia B /2	40	49.63	42.65	
Plaza /2	40	51.78	39.26	11
Tecnológico /2	50	49.01	44.08	20
Huinalá	40	60.79	69.24	18
Huinalá B	40	60.79	69.24	
Nogalar	40	44.94	31.16	7
Domingo	40	44.68	31.35	10
Félix U. Gómez	31.5	36.68	24.72	3
Fundidora	31.5	33.45	22.95	1
Loma Larga	25	26.62	13.10	3
Nueva Escobedo	31.5	33.16	23.80	4
Rio	25	34.89	23.77	2
Tampiquito	25	35.08	21.56	2
Valle	31.5	38.09	25.25	5
Valle Oriente	40	48.60	36.40	4
Monterrey	40	59.32	52.82	6
La Fe	40	45.94	30.94	3
Pemex	63	63.09	48.65	13
Total de interruptores cuya capacidad de interrupción se encuentra sobrepasada por el nivel de cortocircuito				185

1/ Niveles de cortocircuito calculados para 2021

2/ Subestación encapsulada (SF6)

Considerando lo anterior, y observando los niveles de cortocircuito extremadamente altos en comparación a las capacidades de diseño de los equipos actualmente instalados, resulta necesaria una solución efectiva que logre mitigar la problemática expuesta en este diagnóstico.

Descripción del proyecto que atiende la problemática.

El proyecto de Seccionamiento de la ZMM consiste en las siguientes obras:

Transformación:

- Un nuevo banco de transformación con relación 400/115 kV de 375 MVA de capacidad nominal, en la SE Domingo Nuevo.

Transmisión:

- Entronque de la línea de transmisión en 400 kV Monterrey Potencia - A3D30- Hylsa Maniobras en la SE Domingo Nuevo, con una longitud de 0.2 km.
- 4 líneas de transmisión en 115 kV de calibre 1113, para entroncar las líneas de transmisión Nogalar - Fundidora y Nogalar – Félix U. Gómez, con una longitud de 2.6 km.
- Cambio de transformadores de corriente en las líneas de transmisión: San Jerónimo Potencia – Orión, San Jerónimo Potencia – Miravalle, y Monterrey Potencia – Puentes, Nogalar – Félix U. Gómez y Nogalar – Fundidora.
- Acoplamiento de líneas de transmisión Monterrey Potencia –

Domingo Nuevo (L1) con Monterrey Potencia – Mezquital y Monterrey Potencia – Domingo Nuevo (L2) con Monterrey Potencia – Prolec, de tal manera que estas líneas de transmisión conecten directamente a la SE Domingo Nuevo con las SE Prolec y Mezquital, sin llegar por Monterrey Potencia.

- Tercer circuito de San Jerónimo Potencia – Valle, se utiliza línea existente de San Jerónimo Potencia – Río y 2 km en 115 kV tramo subterráneo.

Con estas obras será posible el seccionamiento de la red de la ZMM en dos mallas principales (Oriente y Poniente). Para ello se abrirán los siguientes interruptores:

- San Nicolás IN-73640
- San Nicolás IN-73040
- San Nicolás IN-73F40
- Nogalar IN-73960
- San Jerónimo Potencia IN-73730
- Plaza IN-73710

Equipo eléctrico primario:

- Reubicación de un reactor de 5 ohms en el amarre de barras de la Huinalá en 115 kV.
- Cambio de 33 interruptores en 115 kV de las subestaciones Villa de García (VDC), Nogalar (NOG), Valle Oriente (VOT), Tampiquito (TPQ), Monterrey (MTY), Domingo Nuevo (DON), Félix U. Gómez (FUG), Nueva Escobedo (NUE) y Fundidora (FUN), como se presenta en el cuadro 3.

Cuadro 3. Interruptores por sustituir en red de 115 kV

Interruptor	Capacidad actual	Capacidad nueva	Interruptor	Capacidad actual	Capacidad nueva
NOG IN 73310	31.5	50.0	DON IN 72010	40.0	63.0
NOG IN 73360	31.5	50.0	DON IN 72020	40.0	63.0
NOG IN 73950	31.5	50.0	DON IN 72040	40.0	63.0
NOG IN 73960	31.5	50.0	DON IN 72050	40.0	63.0
NOG IN 73B90	31.5	50.0	DON IN 73050	40.0	63.0
NOG IN 73E20	31.5	50.0	DON IN 73650	40.0	63.0
NOG IN 75010	31.5	50.0	DON IN 73800	40.0	63.0
VOT IN 73400	40.0	50.0	DON IN 73E20	40.0	63.0
VOT IN 73620	40.0	50.0	DON IN 73F40	40.0	63.0
VOT IN 79120	40.0	50.0	DON IN 75010	40.0	63.0
VOT IN 79230	40.0	50.0	FUG IN 73360	31.5	40.0
TPQ IN 72010	25.0	40.0	FUG IN 73790	31.5	40.0
TPQ IN 72020	31.5	40.0	FUG IN 72020	31.5	40.0
MTY IN 75010	40.0	63.0	NUE IN 72010	31.5	40.0
FUN IN 77010	31.5	50.0	NUE IN 72020	31.5	40.0
V DG IN 77010	31.5	40.0	NUE IN 73D80	31.5	40.0
			NUE IN 73H70	31.5	40.0

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha de entrada en operación necesaria: abril del 2021.
- Fecha de entrada en operación factible: abril de 2024.

Descripción de alternativas.

Para solventar la problemática de nivel de cortocircuito de la ZMM se analizaron cuatro alternativas:

1. El reemplazo de los equipos interruptivos que ya están rebasados
2. Realizar cambios en la topología de la red para su seccionamiento
3. Instalación de equipos limitadores de corriente
4. Solución híbrida (compuesta de las tres anteriores)

En las figuras 3 a 6 se muestran las metas físicas de la alternativa analizada.

Figura 3. Diagrama unifilar simplificado de la ZMM con la Alternativa 1

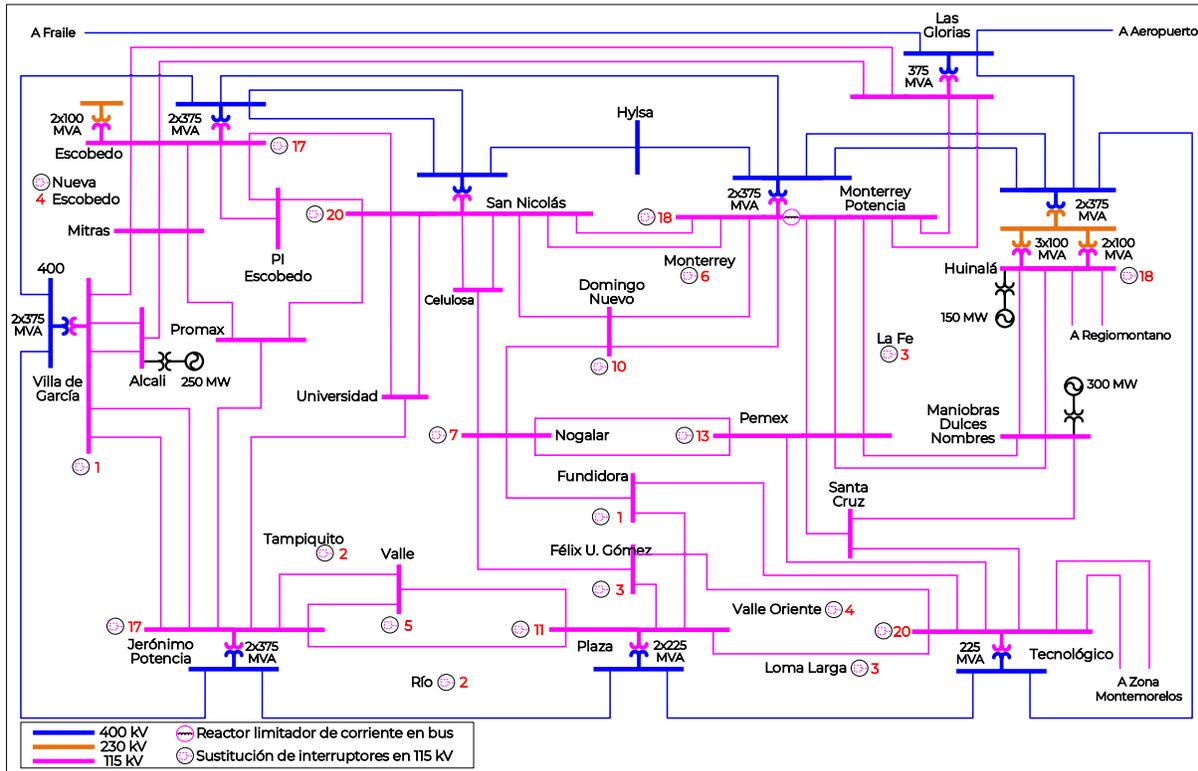


Figura 4. Diagrama unifilar simplificado de la ZMM con la Alternativa 2

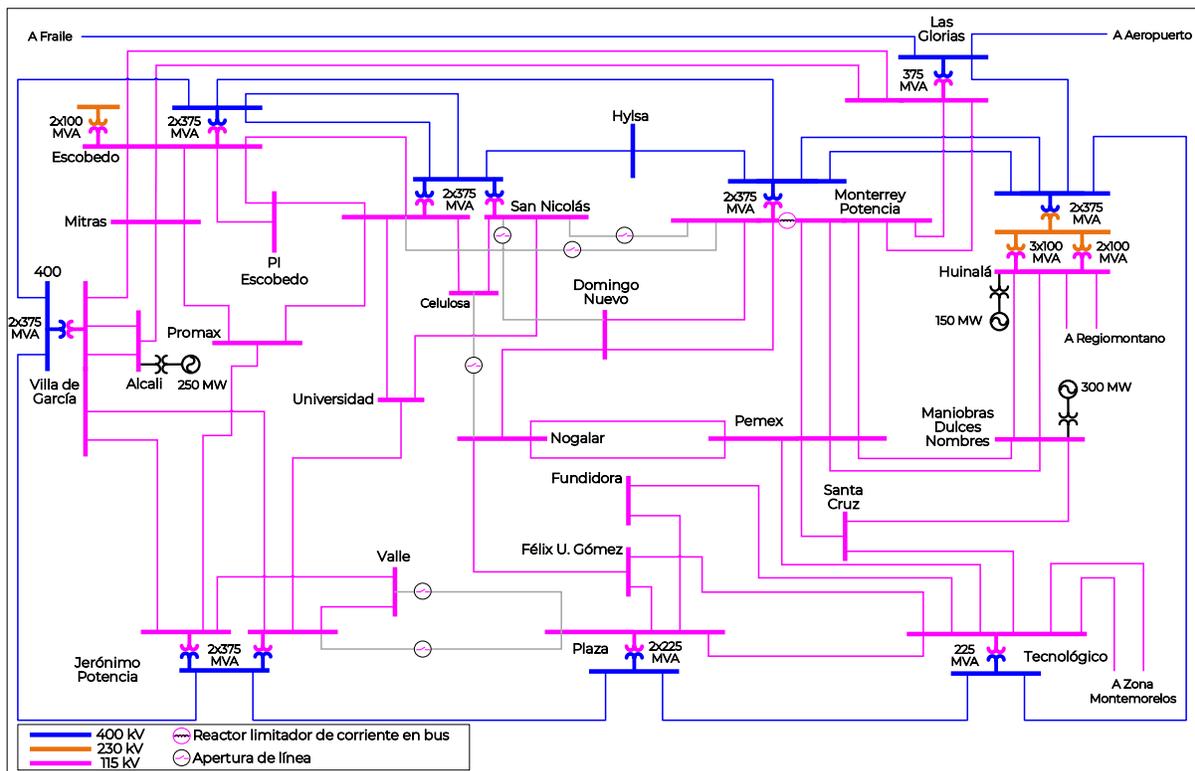


Figura 5. Diagrama unifilar simplificado de la ZMM con la Alternativa 3

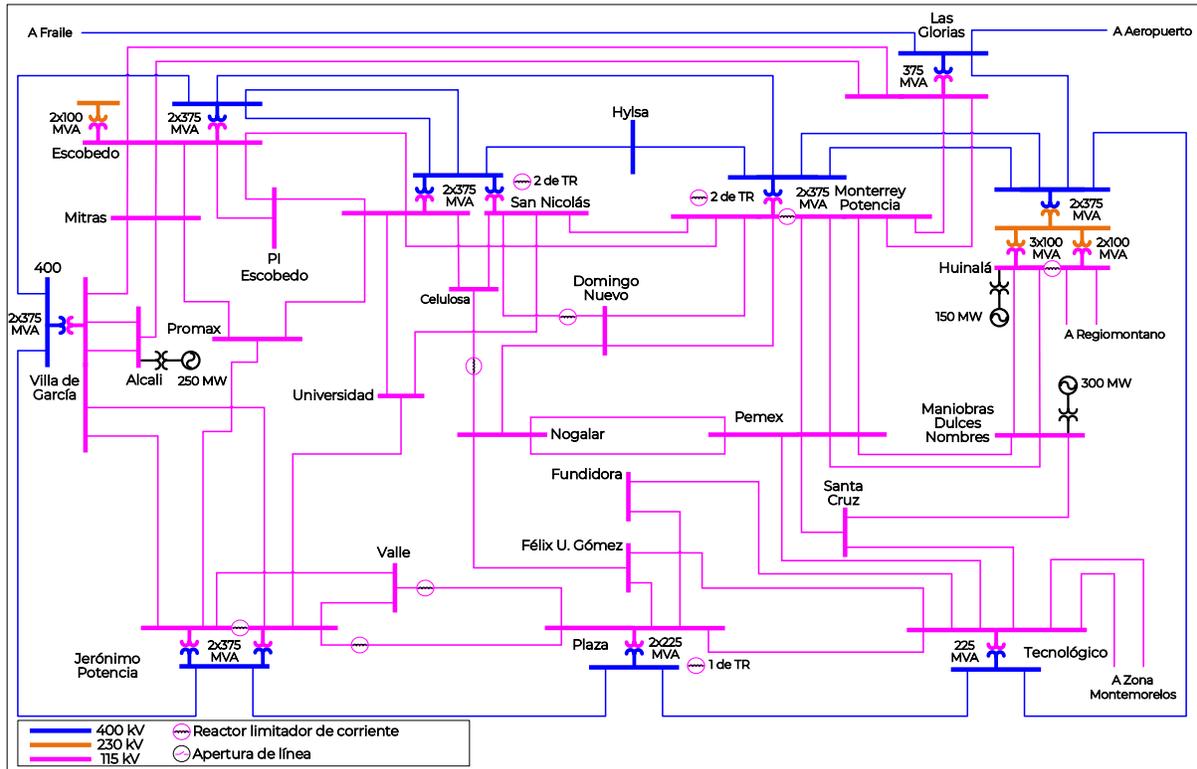
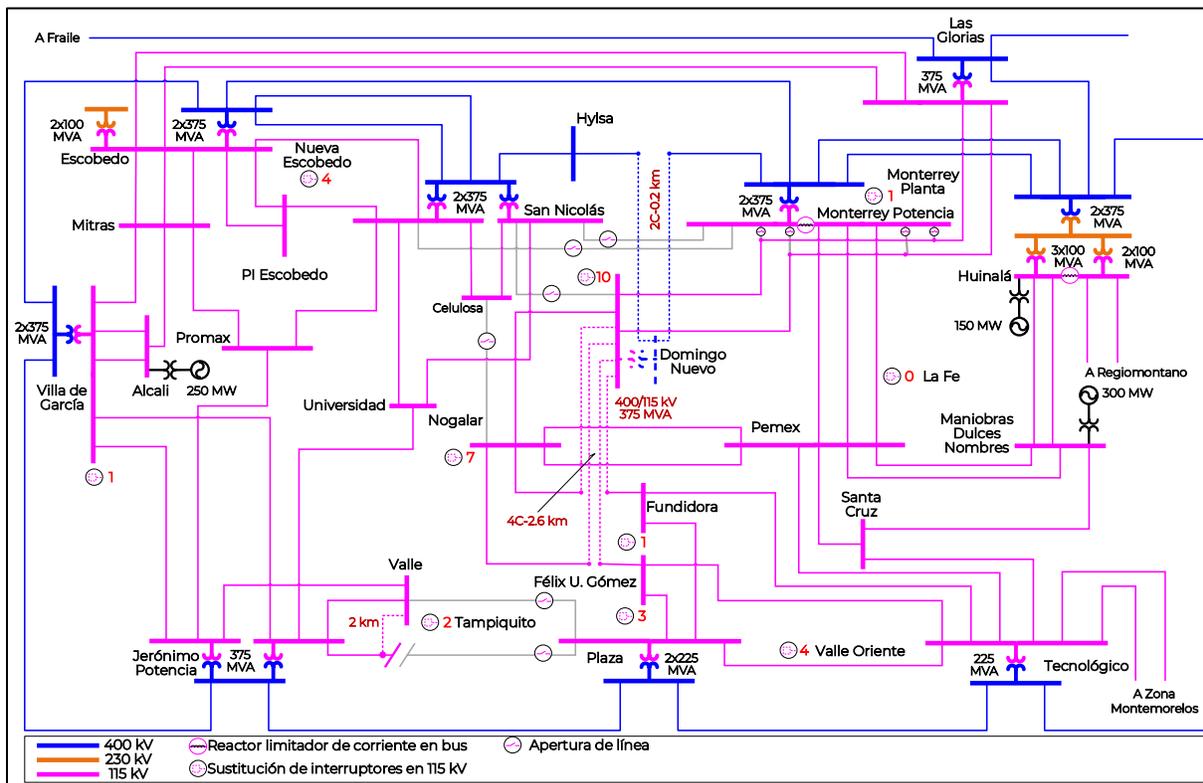


Figura 6. Diagrama unifilar simplificado de la ZMM con la Alternativa 4



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

En el cuadro 4 se muestra el resumen de los alcances, costos estimados y comentarios sobre la implementación de cada una de las alternativas.

Cuadro 4. Alcances constructivos de cada alternativa

Alternativa	Alcance	Dificultad para su implementación
1. Reemplazo de interruptores	Reemplazo de 185 interruptores en 115 kV (99 en SE convencionales y 86 en SE SF6)	Muy Alta. Requiere de una gran cantidad de libranzas de equipo (aperturas programadas) para llevarla a cabo.
2. Seccionamiento de la Red	Apertura de interruptores: <ul style="list-style-type: none"> • San Nicolás IN-73640 • San Nicolás IN-73040 • San Nicolás IN-73F40 • Nogalar IN-73960 • San Jerónimo Potencia IN-73730 • Plaza IN-73710 	Alta. Requiere de modernización de varios equipos de protección y ajustes en las actuales para lograr el correcto funcionamiento de la red para operar abierta o cerrada según se requiera por confiabilidad.
3. Utilización de reactores limitadores de corriente (fijos y dinámicos)	Instalación de 1 reactor fijo y 10 dinámicos en las subestaciones: <ul style="list-style-type: none"> • Huinalá (fijo) • Monterrey Potencia (2) • Plaza • Celulosa • Valle • Domingo Nuevo • San Jerónimo Potencia (2) • San Nicolás (2) 	Muy Alta. Los Reactores limitadores de corriente de falla (dinámicos) son tecnología que aún no está plenamente desarrollada.
4. Solución Híbrida (tres anteriores)	<ul style="list-style-type: none"> • Transformador 400/115 kV en Domingo Nuevo • 0.4 km-c de línea de transmisión en 400 kV y 12.8 km-c en 115 kV • Reemplazo de 33 Interruptores, 5 TC de SF6 y 4 normales • Reubicación de un reactor limitador de corriente • Reacomodo de corredor Domingo Nuevo – Glorías 	Media. Los trabajos y equipos que se requieren para realizarla son factibles de llevar a cabo en el corto y mediano plazo.

Indicadores técnicos.

En el cuadro 5, se presenta un resumen de los resultados obtenidos con la implementación de cada una de las alternativas.

Cuadro 5. Ventajas y desventajas sobre la implementación de cada alternativa

Alternativa	Ventajas	Desventajas	Comentarios sobre los resultados obtenidos con su implementación
1. Reemplazo de interruptores	<ul style="list-style-type: none"> Es la solución que implica menor análisis de la red eléctrica. No se afecta la flexibilidad de la red para realizar maniobras, salvo en el periodo de implementación. 	<ul style="list-style-type: none"> Requiere reemplazo de otros elementos serie. Requiere de un gran número de licencias y transferencias de carga para su realización. En este periodo se afectaría considerablemente la flexibilidad operativa de la red y por ende la confiabilidad. No se reduce el nivel de cortocircuito de la ZMM, con lo cual se mantiene el riesgo de severidad ante fallas mal libradas. 	<p>Resuelve el problema de capacidad de cortocircuito, sin embargo, en algunas SE como Monterrey, Huinalá y San Nicolás, donde los niveles de cortocircuito son muy elevados, se requerirían interruptores de más de 63 kA de capacidad; lo cual, por cuestiones técnicas, resulta muy difícil de conseguir en el mercado.</p> <p>En cuanto a flujos de potencia, se conserva el mismo grado de confiabilidad de la red actual, sin embargo, al ocurrir una falla, el perfil de tensión en el punto de falla y los alrededores se ve abatido severamente, lo cual se debe a la gran corriente de cortocircuito que se genera.</p>
2. Seccionamiento de la Red	<ul style="list-style-type: none"> Es la solución que implica menor costo y número de maniobras para llevarla a cabo. Permite diferentes configuraciones de red. 	<ul style="list-style-type: none"> Requiere la operación de varias cargas de forma radial, lo cual afecta los indicadores de Energía no Suministrada. Requiere de un gran esfuerzo de modernización y ajustes de protecciones para poder operar la red con diferentes topologías dependiendo de las condiciones operativas que se presenten. 	<p>Es efectivo para la disminución del nivel de cortocircuito, sin embargo, ante ciertas contingencias sencillas, las sobrecargas se incrementan severamente y disminuye considerablemente la confiabilidad de la red.</p>
3. Utilización de reactores limitadores de corriente (fijos y dinámicos)	<ul style="list-style-type: none"> Los reactores limitadores dinámicos solo actúan ante la falla, con lo cual el sistema operaría de manera normal el resto del tiempo, conservando el mismo nivel de pérdidas, perfiles de voltaje y confiabilidad del sistema eléctrico. No requiere sustituir equipo eléctrico primario. 	<ul style="list-style-type: none"> Requiere un espacio considerable en las SE, lo cual limitaría la ampliación para instalar nuevo equipo de transformación, transmisión o compensación. No hay experiencia en CFE sobre la implementación de los equipos limitadores ante falla (dinámicos). Los reactores fijos incrementan las pérdidas totales de la red y degradan el perfil de voltaje. 	<p>Logra reducir el nivel de SE en la red, sin embargo, las subestaciones de la ZMM donde se instalarían los reactores limitadores de corriente están inmersas en la mancha urbana de Monterrey, esto dificulta la adquisición de mayor espacio para la ampliación de SE, por lo cual resultaría complicada su instalación.</p> <p>En cuanto a flujos de potencia, con esta tecnología se tiene el beneficio de no perder la confiabilidad de la red, a la vez que se disminuye el nivel de cortocircuito, sin embargo, durante las fallas más severas el perfil de tensión en el punto de falla y los alrededores es abatido de manera considerable, con el incremento de pérdida de carga por el abatimiento.</p>
4. Solución Híbrida (combinación de las tres anteriores)	<ul style="list-style-type: none"> Combina las ventajas de las tres alternativas anteriores. Al agregarse un nuevo banco de transformación se incrementa la capacidad de suministro de la ZMM con posibilidades de una mayor proyección a largo plazo. Se garantiza el mismo nivel de confiabilidad que con la red completamente anillada. 	<ul style="list-style-type: none"> Requiere un mayor tiempo de implementación debido a que se trata de un banco nuevo de transformación y red en 115 kV asociada. Debido a que se incluye otro punto de suministro en la red, a futuro se pueden crear más sub-anillos en 115 kV si el nivel de cortocircuito sigue en aumento. 	<p>Se observa una disminución considerable del nivel de cortocircuito en la mayoría de las subestaciones de la ZMM. Con los refuerzos de red propuestos se mantiene la confiabilidad de la red ante contingencia sencilla y se reduce el número de interruptores de potencia que se requieren sustituir por estar rebasados en su capacidad. Además, en el periodo transitorio durante las fallas más severas, se obtuvieron abatimientos de voltaje mucho menores que los calculados para red completa, en algunos casos la diferencia fue de hasta 30 kV.</p>

Con base en los resultados del cuadro 5, se llega a la conclusión de que las cuatro alternativas logran resolver el problema de cortocircuito de la ZMM, sin embargo, las **Alternativas 1 y 3** resultan muy complicadas de implementar, además de requerir elevados costos de inversión. En cuanto a la **Alternativa 2**, que resultó la de menor costo de inversión, tiene el inconveniente de

perder confiabilidad en el sistema eléctrico, ya que la apertura de líneas debilita la red y deja vulnerable a la ZMM en situaciones de contingencia de línea y/o bancos de transformación.

Por tales motivos, en la **Alternativa 4** se buscó conjugar una propuesta que involucre las otras tres alternativas (1, 2 y 3), ya que si se evalúan de manera

independiente no son viables técnica y/o económicamente. Con esta alternativa se logra reducir el nivel de cortocircuito de la ZMM, se conserva la confiabilidad de la red eléctrica en red completa y ante contingencia sencilla, se incrementa capacidad de transformación a 115 kV de esta región y brinda los mejores resultados a largo plazo, ya que con la nueva SE 400/115 kV en Domingo Nuevo es posible dar una mayor proyección a la red para incrementos de carga y/o la posibilidad de realizar más seccionamientos en

caso de que la tendencia de crecimiento de nivel de cortocircuito prevalezca en el mediano y largo plazo.

En la figura 7 se muestra los niveles de cortocircuito de las SE principales de la ZMM sin el proyecto en la red de la ZMM. El escenario a partir del cual se calcularon corresponde a la demanda máxima de verano 2023. Mientras que en la figura 8 se muestran los resultados con la implementación de la solución propuesta (Alternativa 4).

Figura 7. Niveles de cortocircuito esperados para la ZMM en demanda máxima de 2023 (sin proyecto)

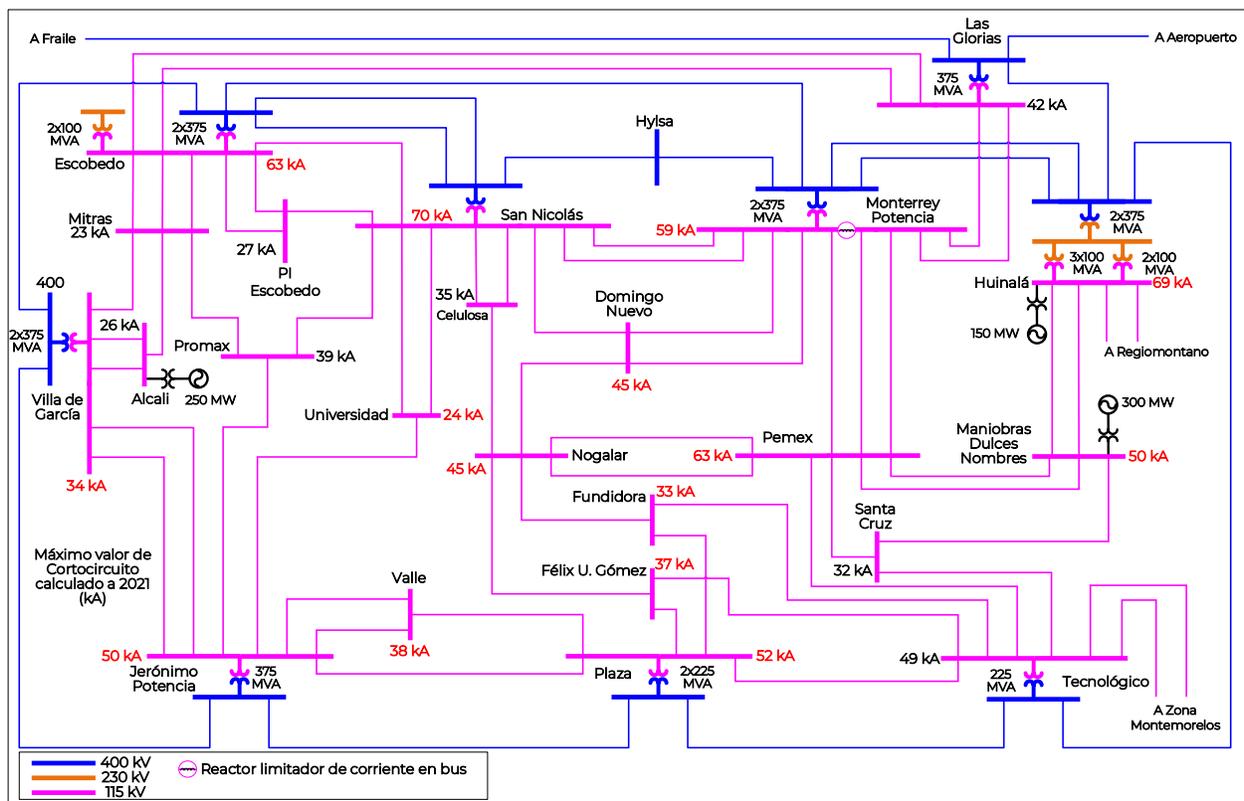
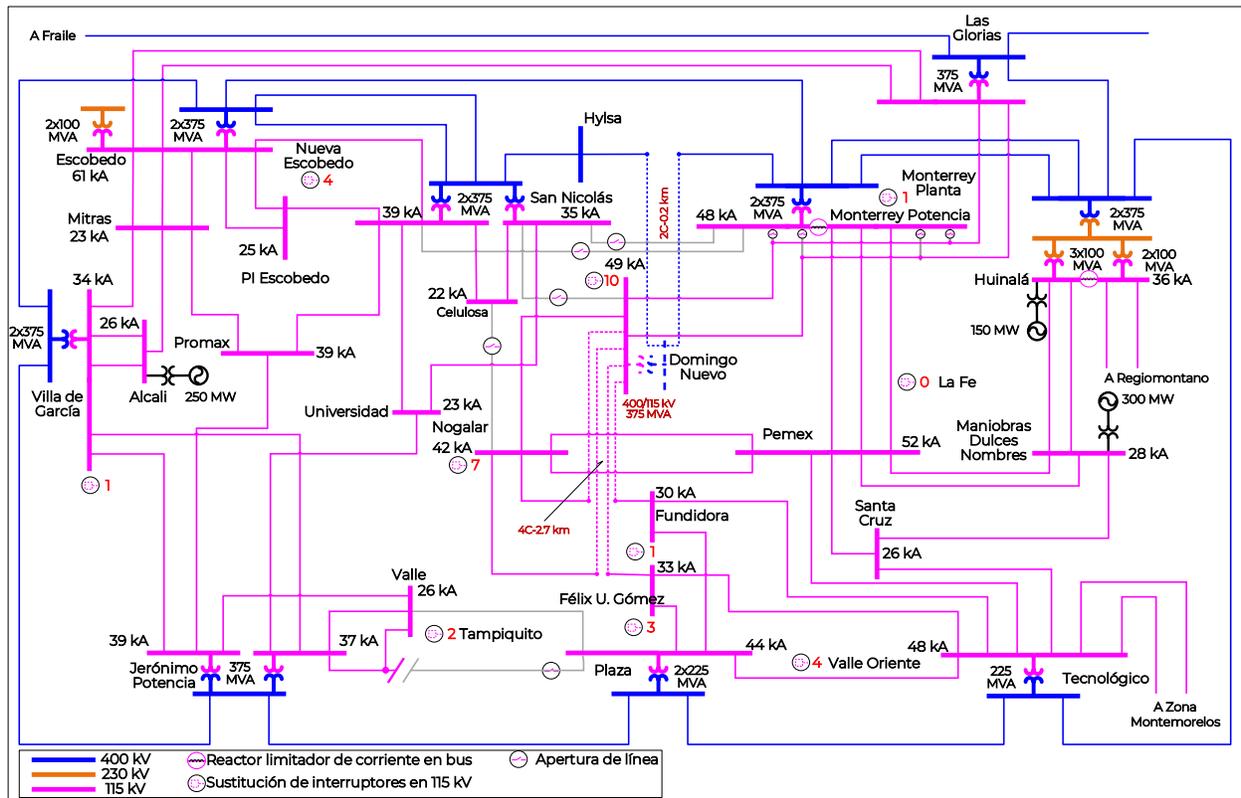


Figura 8. Niveles de cortocircuito esperados para la ZMM en demanda máxima de 2023 (Con proyecto)



En la figura 9 se muestra una comparación entre el máximo nivel de cortocircuito que se obtiene con la alternativa 4 comparada con el de la red sin proyecto. La línea negra continua representa la capacidad interruptiva actual de cada SE, mientras que la línea punteada representa la capacidad interruptiva que se incrementa por la sustitución de interruptores que forman parte del proyecto de seccionamiento. Con esto se observa que la propuesta es una medida eficiente para darle a la red eléctrica de la ZMM la seguridad y confiabilidad que se requiere en la operación, al mitigar el nivel de cortocircuito.

Por otra parte, en la figura 10 se compara la cargabilidad de los transformadores de potencia de la ZMM para demanda máxima coincidente de zona, el color azul representa la red sin proyecto y el

color rojo representa la red propuesta. Se observa que, en general, incrementan las reservas de capacidad de transformación; esto se debe a que se incorpora un nuevo punto de inyección (transformador de Domingo Nuevo) y a que el seccionamiento de la red permite un reacomodo de los flujos de potencia que circulan por las líneas de transmisión, repartiéndose de mejor manera en la zona, de tal manera que se tienen reducciones de pérdidas del orden de hasta 1.3 MW en la condición de demanda máxima de la ZMM.

Haciendo la misma comparativa de cargabilidad de transformadores, pero relacionado a los perfiles de voltaje, en la figura 11 se muestran las tensiones de algunas SE de la ZMM ante la demanda máxima coincidente de zona. También, se observa que en la mayoría de los casos el perfil de tensión presenta una

mejora en la red propuesta con respecto a el perfil de la red sin proyecto, apreciándose un mejor

comportamiento de regulación de voltaje con el proyecto identificado.

Figura 9. Comparativa de cortocircuito esperado para la ZMM (Sin proyecto vs Con proyecto)

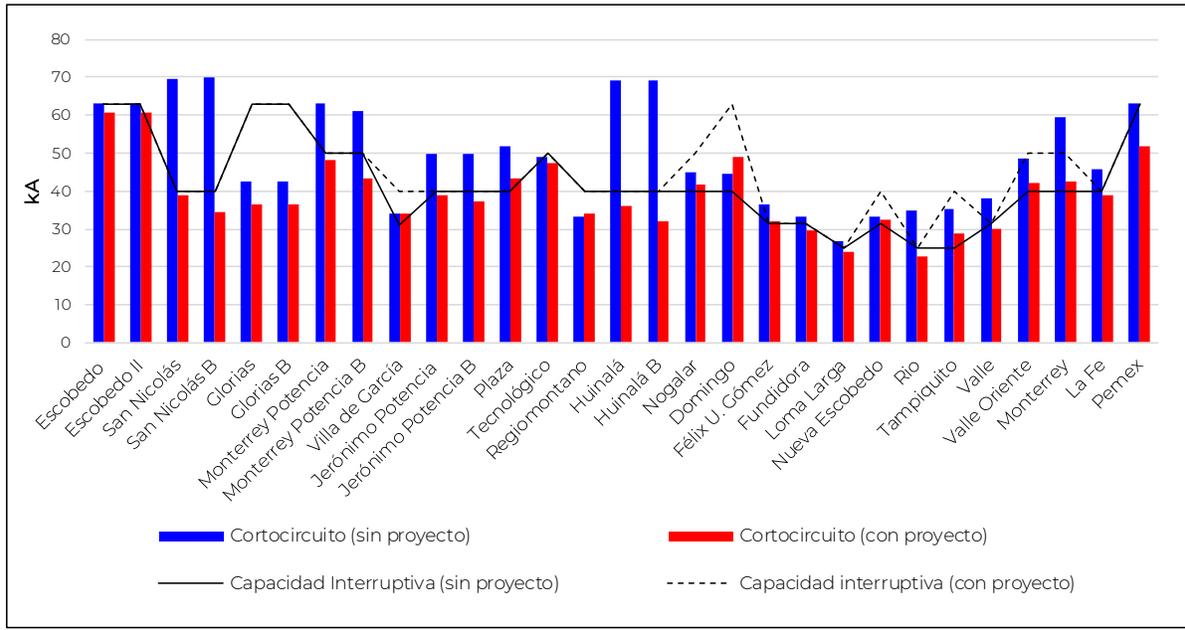


Figura 10. Comparativa de cargabilidad en transformadores de la ZMM (Sin proyecto vs Con proyecto)

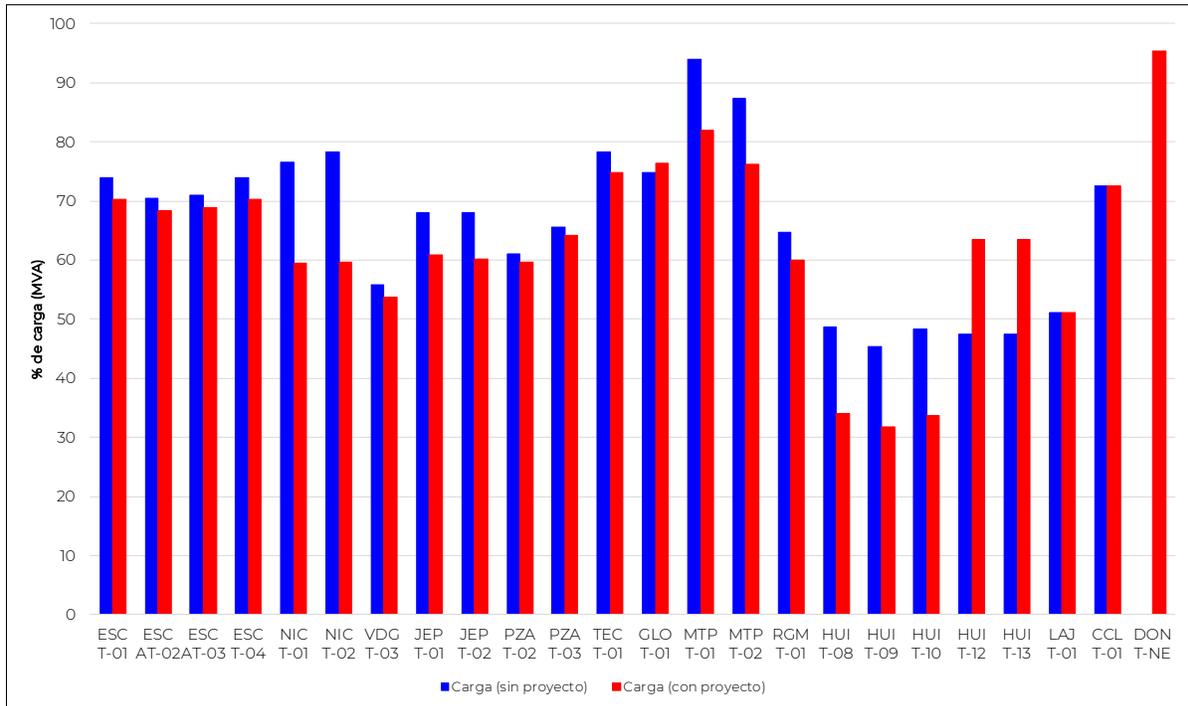
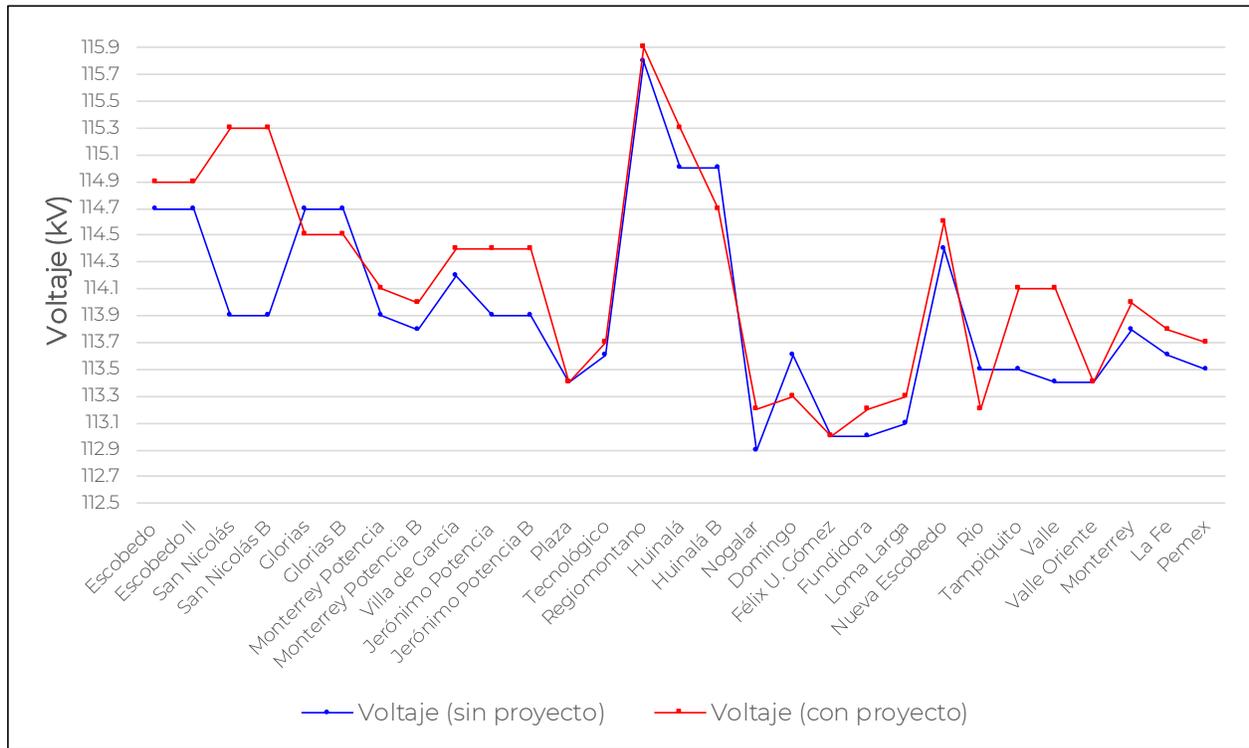


Figura 11. Perfil de tensión en la Zona Metropolitana de Monterrey



Para la evaluación económica del proyecto sólo se consideraron las Alternativas 2 y 4 ya que las otras no son comparables por presentar restricciones técnicas (espacios insuficientes en algunas instalaciones para la instalación de reactores limitadores de corriente en la alternativa 3) y/o económicas (costos muy elevados de la Alternativa 1 que la hacen inviable). Además, teniendo como premisa que los altos valores de cortocircuito esperados para 2021 harán necesario tomar medidas correctivas para disminuirlos, se considera que a partir de para 2021 la red se operaría seccionada (como se propone en la Alternativa 2), por tal motivo este sería el caso de referencia.

Considerando lo anterior, el cálculo de los beneficios económicos se realiza con el modelo probabilístico México; el cual tiene como objetivo 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, de transmisión y de transformación de potencia, utilizando el método de simulación Monte Carlo no secuencial. Los dos casos (Alternativa 2 y Alternativa 4) pasan por este proceso y se comparan los beneficios económicos obtenidos, considerando que la Alternativa 2 es el caso de referencia y la alternativa 4 es la mejor propuesta de solución, todo ello para el horizonte de estudio 2024-2033.

A lo largo del periodo de estudio, la Alternativa 4 aporta beneficios significativos en reducción de la ENS sobre todo en los puntos operativos de demanda máxima y media de verano, con una cantidad cercana a 16 GWh en 2028, año en donde se obtienen los

mayores beneficios con los refuerzos de red propuestos en la alternativa 4.

Alternativa propuesta.

Con base en los resultados de los estudios técnicos y económicos se concluye que la Alternativa 4 es la solución factible para resolver la problemática comportamiento de corrientes de corto circuito, así mismo menor complicación técnica para su implementación. Además de que cubre un mayor horizonte para ambas condiciones de red (completa y ante contingencia sencilla).

Asimismo, se consigue una mayor confiabilidad y robustez en la red del

área metropolitana de Monterrey, atendiendo los requerimientos de seguridad en las instalaciones que se encuentran rebasadas en su nivel de cortocircuito, tanto para el equipo de esta como para el personal de operación y mantenimiento de CFE-Transmisión y CFE-Distribución.

La Alternativa 2, tendría degradaciones notables en la Confiabilidad del suministro de energía eléctrica, debido que el seccionar la red de transmisión, muchos Centros de Carga quedarían en operación radial, con lo cual, ante la ocurrencia de contingencias sencillas se estaría interrumpiendo el suministro de energía de esa línea.

P19-NO2 Solución a la capacidad de transmisión de líneas subterráneas que presentan sobrecargas en el ámbito de la GCR Noroeste

Diagnóstico operativo.

La Gerencia de Control Regional Noroeste (GCRNO) comprende los estados de Sonora y Sinaloa, en la época de verano, principalmente en el mes de agosto, se registra la demanda máxima de energía eléctrica de la región derivado de las altas temperaturas extremas que se presentan en esta área geográfica.

Derivado de la reforma energética se llevó a cabo el traspaso de activos de 115 kV de CFE-Distribución a CFE-Transmisión, esta última, actualizó al CENACE los límites térmicos de las líneas de transmisión de 115 kV, así como su capacidad de transmisión en estado estable, resultando en una reducción en la capacidad de transmisión en las líneas de transmisión con tramos que involucran cables de potencia subterráneos.

La modificación en la capacidad de transmisión en la red de 115 kV originaría acumulación de horas de sobrecarga en 10 Líneas de Transmisión con tramos de Cable de Potencia Subterráneo (LTCPS) en operación de régimen permanente (sin contingencia) y ante contingencia sencilla sobrecargaría 28 líneas de transmisión de 115 kV, por lo anterior, se limitaría la conexión de Centros de Carga y se modificaría el despacho de las CE en la región, con afectación en los costos de producción.

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 LTCPS, con la

finalidad de medir físicamente la resistividad del terreno asociada a cada uno de los cables de potencia subterráneos, así mismo se llevó a cabo una revisión física de la disposición y características constructivas de los cables de potencia subterráneos.

Una vez recopilada la información técnica necesaria, CFE-Transmisión solicitó un estudio a LAPEM denominado "Determinación de la capacidad de conducción nominal de las líneas de transmisión subterráneas de 115 kV de la Gerencia Regional de Transmisión Noroeste" para definir las capacidades de transmisión en las LT involucradas.

El objetivo del estudio consistió en determinar la ampacidad del cable de potencia subterráneo, la cargabilidad máxima para mantenerlos dentro de un rango seguro de operación.

Se hizo una solicitud por parte del CENACE a CFE-Transmisión para que confirmara los límites térmicos de la red de 115 kV en la GCR Noroeste, los cuales fueron ratificados en enero 2019, por tanto, se requerirá la sustitución en los tramos subterráneos de las LTCPS que presentan sobrecargas en estado estacionario y ante contingencia sencilla, por lo anterior, se proponen proyectos para dar solución a esta problemática debido a la temperatura del cable de potencia subterráneo está limitada por el material del aislamiento, de manera que, si el límite es excedido, la vida residual de aislamiento se reduce exponencialmente.

La Figura 1 muestra las zonas eléctricas en las cuales se presentan sobrecargas

en los tramos subterráneos de las LTCPS en 115 kV en el ámbito de la GRC Noroeste.

A partir del verano de 2019 con la aplicación de los nuevos límites térmicos de las LTCPS de 115 kV, durante la operación normal en estado estacionario sin contingencia se

tendrán estados operativos de alerta y emergencia por violación de límites térmicos. Asimismo, no será posible soportar la primera contingencia, por lo que será necesario implementar estrategias operativas para mitigar la sobrecarga que presentarán las LTCPS y preservar la Confiabilidad.

Figura 1. Diagrama Geográfico de las zonas de influencia



El cuadro 1 muestra el listado con las características físicas actuales de LTCPS que presentan sobrecargas en estado estacionario y ante contingencia sencilla en la GCR Noroeste.

El cuadro 1, no considera las LTCPS de 115 kV que no presentan sobrecarga en el escenario de demanda analizado de 2023.

Cuadro 1. Líneas de transmisión en 115 kV con problemática de sobrecarga en estado estacionario y/o ante contingencia sencilla

No.	Línea de Transmisión (con tramos subterráneos)	Zona	Fecha Operación	Calibre del tramo subterráneo limitante	Longitud total (km-c)
1	Nogales Aeropuerto - 73640 - Industrial San Carlos	Nogales	2005	AL-XLP-750	16.81
2	Nogales - 73B00 - Industrial San Carlos	Nogales	2009	AL-XLP-750	1.67
3	Hermosillo Cinco - 73100 - Dynatech	Hermosillo	1984	AL-XLP-750	10.98
4	Hermosillo Cuatro - 73000 - Hermosillo Seis	Hermosillo	2001	AL-XLP-1000	5.93
5	Hermosillo Uno - 73280 - Hermosillo Nueve	Hermosillo	1966	AL-XLP-1000	1.02
6	Dynatech - 73D20 - Rolando García Urrea	Hermosillo	2009	AL-XLP-750	6.90
7	Hermosillo Cuatro - 73700 - Portales	Hermosillo	1966	AL-XLP-1000	3.20
8	Hermosillo Cuatro - 73070 - Hermosillo Nueve	Hermosillo	2011	AL-XLP-1000	8.68
9	Hermosillo Loma - 73160 - Hermosillo Dos	Hermosillo	2010	AL-XLP-1000	11.82
10	Hermosillo Loma - 73770 - Hermosillo Misión	Hermosillo	2002	AL-XLP-750	10.8
11	Hermosillo Loma - 73760 - Pueblitos	Hermosillo	2002	AL-XLP-1000	2.50
12	Hermosillo Uno - 73080 - Rolando García Urrea	Hermosillo	2002	CU-XLP-1000	7.07
13	Hermosillo Seis - 73170 - Hermosillo Misión	Hermosillo	2008	AL-XLP-1000	3.47
14	Portales - 73M20 - Hermosillo Dos	Hermosillo	1966	AL-XLP-1000	6.62
15	Bácum - 73590 - Ciudad Obregón Dos	Obregón	2009	AL-XLP-1000	11.15
16	Bácum - 73930 - Providencia	Obregón	2009	CU-XLP-1000	4.65
17	Providencia - 73990 - Ciudad Obregón Dos	Obregón	2009	AL-XLP-1000	6.67
18	Ciudad Obregón Cuatro - 73970 - Obregón Uno	Obregón	2009	AL-XLP-1000	6.70
19	Ciudad Obregón Tres - 73500 - Tetabiate	Obregón	2008	AL-XLP-750	9.23
20	Louisiana - 73230 - Centenario	Los Mochis	2002	AAC-XLP-750	10.30
21	Louisiana - 73210 - Mochis Centro	Los Mochis	2002	AL-XLP-1000	17.30
22	Culiacán Cuatro - 73950 - Costa Rica	Culiacán	1982	AL-XLP-750	34.20
23	Culiacán Tres - 73890 - Culiacán Centro	Culiacán	1992	AL-XLP-750	5.45
24	Culiacán Tres - 73880 - Isla Musala	Culiacán	1992	CU-XLP-1000	1.30
25	Culiacán Uno - 73J00 - Jaime Sevilla Poyastro	Culiacán	2009	AL-XLP-750	5.33
26	Culiacán Oriente - 73J10 - Isla Musala	Culiacán	2011	AL-XLP-750	4.73
27	Mazatlán Uno - 73560 - Mazatlán Centro	Mazatlán	2003	CU-XLP-750	5.23
28	Mazatlán Dos - 73K40 - Subestación Villa Unión	Mazatlán	2014	AL-XLP-750	16.12
29	Mazatlán Dos - 73K00 - Mazatlán Aeropuerto	Mazatlán	2012	AL-XLP-750	9.13
30	Mazatlán Aeropuerto - 73K10 - Subestación Villa Unión	Mazatlán	2012	AL-XLP-750	7.94
31	Mazatlán Norte - 73550 - Del Mar	Mazatlán	1988	CU-XLP-750	3.63
Total					258.60

Con los resultados obtenidos, la GCRNO realizó el análisis en estado estacionario y de contingencias sencillas para identificar los elementos de transmisión

que presenten sobrecarga, se obtuvo un resumen por zonas de Distribución de manera que se determinaron los requerimientos para cada una de ellas,

priorizando los enlaces que presentan sobrecarga en estado estacionario desde 2019 hasta 2024.

Se consideran prioritarias las obras que se encuentran operando en condición de sobrecarga en estado estacionario, son 16 LTCPS de las cuales 14 LTCPS están descritas en el cuadro 2, y se incluyen 2 LTCPS (Mazatlán Aeropuerto - 73K10 - Villa Unión y Portales - 73M20 - Hermosillo Dos) descritas en el cuadro 3, debido a que son trayectorias paralelas y comparten tramos con las líneas de transmisión paralelas. La segunda prioridad, considera 15 LTCPS que presentan sobrecarga ante contingencia sencilla.

El cuadro 2 muestra el resumen integrado de las LTCPS presentaría sobrecarga en operación de estado estacionario en 2018 y la contingencia más severa.

El cuadro 3 muestra el resumen integrado de la magnitud del flujo de potencia ante la contingencia sencilla más severa a las LTCPS analizadas, así como su cargabilidad en el escenario del año 2023. Cabe señalar que, estas 17 LTCPS presentan una problemática de sobrecarga ante contingencia sencilla.

Cuadro 2. Líneas de transmisión que presentan sobrecargas desde el estado estacionario en la GCRNO

No.	Zona	Línea de Transmisión (subterránea)	Contingencia más severa (N-1)
1	Nogales	Nogales Aeropuerto - 73640 – Industrial San Carlos	LT Nogales Aeropuerto -73650-Nuevo Nogales
2	Hermosillo	Hermosillo Cinco - 73100 - Dynatech	LT Hermosillo Cinco-73030-Hermosillo Cereso
3	Hermosillo	Hermosillo Cuatro - 73000 – Hermosillo Seis	LT Hermosillo Loma-73770-Hermosillo Misión
4	Hermosillo	Hermosillo Uno - 73280 – Hermosillo Nueve	LT Hermosillo Cuatro-73070-Hermosillo Nueve
5	Hermosillo	Dynatech - 73D20 – Rolando García Urrea	LT Hermosillo Cinco-73030-Hermosillo Cereso
6	Hermosillo	Hermosillo Cuatro - 73700 - Portales	LT Hermosillo Cuatro-73000-Hermosillo Seis
7	Obregón	Bácum - 73590 – Ciudad Obregón Dos	LT Bácum-73930-Providencia
8	Obregón	Bácum - 73930 - Providencia	LT Bácum -73590-Ciudad Obregón Dos
9	Obregón	Providencia - 73990 - Ciudad Obregón Dos	LT Bácum -73590- Ciudad Obregón Dos
10	Los Mochis	Louisiana - 73230 - Centenario	LT Louisiana-73220-Los Mochis Tres
11	Culiacán	Culiacán Cuatro - 73950 – Costa Rica	LT La Higuera -73NO0-Costa Rica
12	Mazatlán	Mazatlán Uno - 73560 – Mazatlán Centro	LT Mazatlán Dos-73990-Mazatlán Oriente
13	Mazatlán	Mazatlán Dos - 73K00 – Mazatlán Aeropuerto	LT Mazatlán Dos -73K40-Subestación Villa Unión
14	Mazatlán	Mazatlán Dos - 73K40 – Subestación Villa Unión	LT Mazatlán Dos -73K00- Mazatlán Aeropuerto

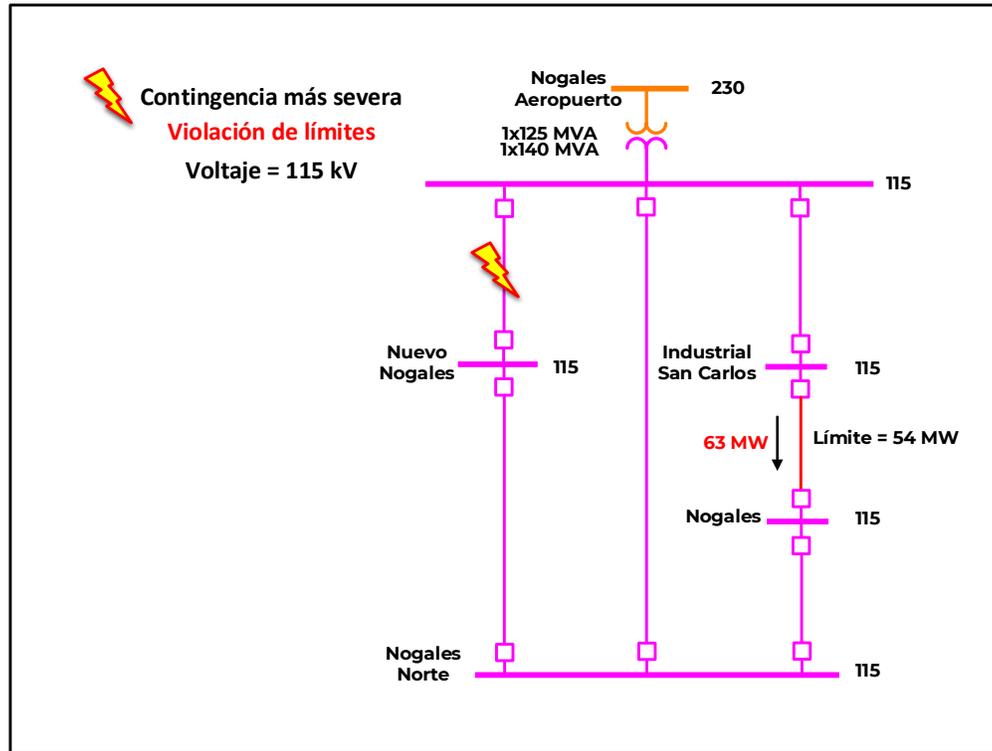
Cuadro 3. Flujo de potencia ante la contingencia sencilla más severa en LT de la GCRNO

No.	Zona	Línea de Transmisión (subterránea)	Contingencia	Flujo (MVA)
1	Nogales	Nogales - 73B00 – Industrial San Carlos	LT Nogales Aeropuerto-73650-Nuevo Nogales	63
2	Hermosillo	Hermosillo Cuatro - 73070 – Hermosillo Nueve	U1 Hermosillo Cinco	75
3	Hermosillo	Hermosillo Loma - 73160 – Hermosillo Dos	LT Hermosillo Cuatro -73700-Portales	82
4	Hermosillo	Hermosillo Loma - 73770 – Hermosillo Misión	LT Hermosillo Cuatro -73000- Hermosillo Seis	136
5	Hermosillo	Hermosillo Loma - 73760 - Pueblitos	LT Hermosillo Loma -73750-Parque Industrial Hermosillo	95
6	Hermosillo	Hermosillo Uno - 73080 – Rolando García Urrea	LT Hermosillo Cinco -73100-Dynatech	87
7	Hermosillo	Hermosillo Seis - 73170 - Hermosillo Misión	LT Hermosillo Cuatro -73000- Hermosillo Seis	71
8	Hermosillo	Portales - 73M20 – Hermosillo Dos	LT Hermosillo Cuatro -73000- Hermosillo Seis	80
9	Obregón	Ciudad Obregón Cuatro - 73970 – Obregón Uno	LT Ciudad Obregón Tres-73540-Banderas	60
10	Obregón	Ciudad Obregón Tres - 73500 - Tetabiate	LT Ciudad Obregón Tres -73540-Banderas	54
11	Los Mochis	Louisiana - 73210 – Mochis Centro	LT Louisiana-73180-Mochis Las Villas	52
12	Culiacán	Culiacán Tres - 73890 – Culiacán Centro	LT Culiacán Tres -73880-Isla Musala	77
13	Culiacán	Culiacán Tres - 73880 – Isla Musala	LT Culiacán Tres -73890-Culiacán Centro	87
14	Culiacán	Culiacán Uno - 73J00 – Jaime Sevilla Poyastro	LT La Higuera-73910-Culiacán Millenium	62
15	Culiacán	Culiacán Oriente - 73J10 – Isla Musala	LT Culiacán Tres-73890- Culiacán Centro	66
16	Mazatlán	Mazatlán Aeropuerto - 73K10 – Subestación Villa Unión	LT Mazatlán Dos -73K40-Subestación Villa Unión	78
17	Mazatlán	Mazatlán Norte - 73550 – Del Mar	LT Mazatlán Uno-73560-Mazatlán Centro	88

A continuación, se describe un ejemplo del análisis realizado a para las LTCPS que se encuentran sobrecargadas en estado estable y/o en contingencia sencilla. Como ejemplo en la figura 2 se puede observar, que ante la contingencia sencilla del disparo de la

línea de transmisión Nogales Aeropuerto – 73650 – Nuevo Nogales el flujo de potencia (MVA) en la línea Nogales – 73B00 – Industrial San Carlos, sobrepasa el límite operativo de 54 MW a 63 MW de transmisión que representa un 16% de sobrecarga.

Figura 2. Diagrama Unifilar de zona Nogales ante contingencia sencilla en el escenario de demanda máxima de 2023



Alternativas de solución

Se determinaron las alternativas de solución para cada una de las LTCPS que presentan sobrecargas en estado estacionario y ante contingencia sencilla, con lo que se obtiene la capacidad necesaria en el periodo de planeación a 15 años, CFE-Transmisión a través de estudios de ampacidad determinó las características de las obras necesarias para cumplir con el requerimiento de capacidad en MVA en cualquier punto operativo y en todas las estaciones del año.

Para lo anterior se proponen dos alternativas de solución que cumplen los requerimientos técnicos utilizando derecho de vía actual de la trayectoria subterránea; donde sea posible se propone reemplazar el tramo de conductor subterráneo por un tramo

aéreo de la misma capacidad de transmisión que la línea de transmisión aérea, de no ser posible la obra aérea, se propone una obra con cable subterráneo de capacidad de transmisión igual al resto de la línea de transmisión aérea, los detalles específicos de las obras se puntualizarán durante la revisión específica a cada una de las obras.

Descripción de alternativas.

Alternativa 1 – Considera cambiar los cables de potencia subterráneos actuales a disposición aérea en los tramos que sea factible realizarlo y solamente en los tramos que se pudo constatar que por trayectoria actual no hay espacio para la colocación de postes troncocónicos para convertir el tramo subterráneo a aéreo, se proponen trayectorias subterráneas, considerando la sustitución de dichos tramos subterráneos actuales por un LTCPS que tenga como mínimo la ampacidad requerida en el mediano plazo.

Alternativa 2 – Mantener las líneas de transmisión actuales en disposición subterránea considerando la sustitución del CPS por otro cable de potencia subterráneo CPS que tenga como mínimo la ampacidad requerida en el horizonte de planeación, 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.

A continuación, se describe en cada una de las zonas de la GCRNO que cuentan con líneas de transmisión sobrecargadas en estado estacionario y/o en contingencia sencilla, así como las alternativas de solución.

Zona Nogales

Nogales está situada al Norte del estado de Sonora, cuenta con industria maquiladora y se distingue por su actividad comercial. La red eléctrica principal está conformada por tensiones de 230 kV y 115 kV.

En la figura 3 se muestra el diagrama geográfico de la zona de transmisión Nogales, donde se resalta en color rojo oscuro las líneas de transmisión que presentan una problemática de sobrecarga desde el estado estable y en color rojo las líneas de transmisión que presentan la problemática de sobrecarga ante contingencia sencilla, también se incluye en un círculo el tramo de LTCPS que presenta la problemática en su capacidad de transmisión.

La figura 4 muestra el diagrama unifilar con los tramos que corresponde a las LTCPS con problemática de sobrecarga.

Diagnóstico operativo de la zona Nogales.

La GCRNO realizó el análisis de flujos de potencia para el escenario de demanda máxima de verano de 2023, considerando las características y nuevos límites de transmisión reportados por CFE-transmisión en enero del 2019. Cuadro 4.

Se presentan los resultados obtenidos del análisis de contingencia para el escenario de demanda máxima de verano de 2023, se concluye que se requiere incrementar la capacidad de transmisión de las dos líneas en 115 kV.

El análisis de contingencias realizado a la zona Nogales se muestra en el cuadro 5 y se observa la problemática de sobrecarga de las líneas de transmisión mencionadas ante contingencia sencilla. Cabe mencionar que la línea 73640 de Nogales Aeropuerto a Industrial San Carlos de acuerdo con la estadística del 2018 presenta sobrecargas en estado estable.

Figura 3. Diagrama geográfico de zona Nogales

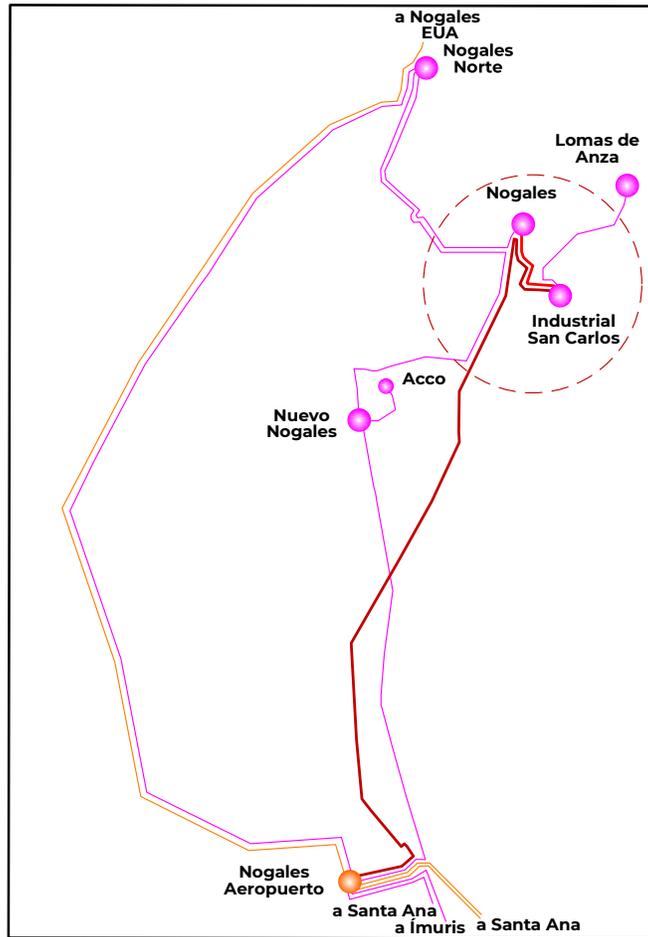
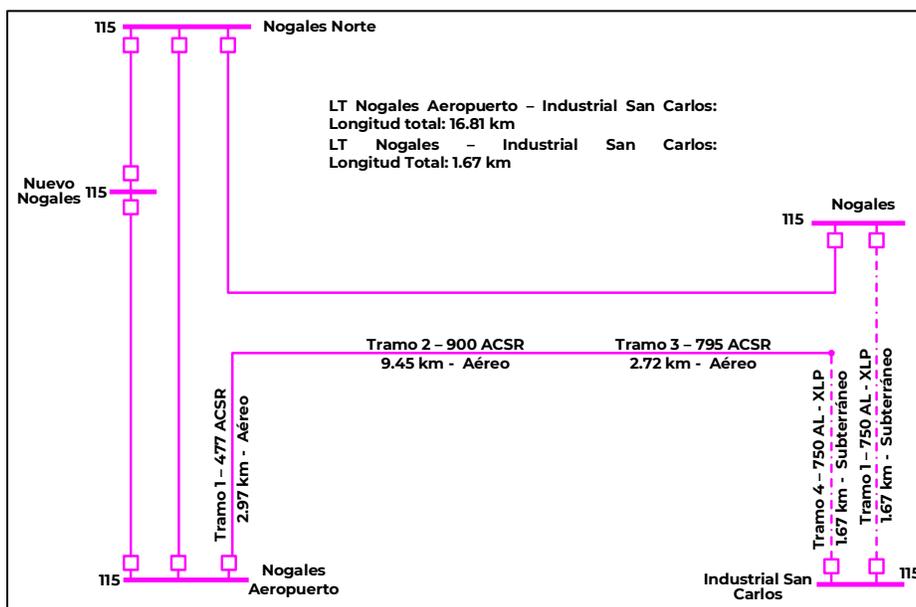


Figura 4. Diagrama unifilar de zona Nogales



Cuadro 1. Características de líneas de transmisión en 115 kV con problemática de sobrecarga en zona Nogales

No.	Línea de Transmisión (con tramos subterráneos)	Fecha Operación	Tensión (kV)	Calibre del tramo subterráneo limitante	Longitud (km-c)
1	Nogales Aeropuerto - 73640 – Industrial San Carlos	2005	115	AL-XLP-750	16.81
2	Nogales - 73B00 – Industrial San Carlos	2009	115	AL-XLP-750	1.67
Total					20.48

Cuadro 5. Zona Nogales: Líneas de transmisión en 115 kV con problemática de sobrecarga ante contingencia

Líneas de Transmisión con cable de potencia subterráneo		Contingencia
Nomenclatura	Tensión (kV)	
Nogales Aeropuerto-73640-Industrial San Carlos	115	LT Nogales Aeropuerto -73650-Nuevo Nogales
	115	LT Nogales Aeropuerto -73670- Nogales Norte
Nogales-73B00-Industrial San Carlos	115	LT Nogales Aeropuerto -73650- Nuevo Nogales

En la zona Nogales se registra la siguiente LT que opera con sobrecarga en estado estacionario:

1. Línea de transmisión **Nogales Aeropuerto - 73640 - Industrial San Carlos** aislada a 115 kV, opera a un voltaje de 115 kV, tiene una longitud de 16.81 km, conecta a las SE Nogales Aeropuerto (NGA) e Industrial San Carlos (ISC).

Iniciando desde la subestación Nogales Aeropuerto tiene cable conductor calibre 477 ACSR, un conductor por fase en 2.97 km, en otro tramo tiene conductor calibre 900 ACSR en 9.45 km, montada sobre estructuras de doble circuito, en un tercer tramo cuenta con cable conductor calibre 795 ACSR en 2.72 km y 1.67 km de manera subterránea que parte a la altura de la subestación Nogales para llegar a la subestación Industrial San Carlos, con cable AL-XLP-750 KCM; su antigüedad data del año 2005, comparte el derecho de vía con la línea subterránea Nogales - 73B00- Industrial San Carlos.

En la zona Nogales se registra la siguiente línea de transmisión que

opera con sobrecarga ante contingencia sencilla:

2. La Línea de transmisión **Industrial San Carlos - 73B00 Nogales** aislada a 115 kV, opera a un voltaje de 115 kV, modalidad subterránea, tiene una longitud de 1.67 Km, conecta a las SE Industrial San Carlos (ISC) con Nogales (NGS).

Tiene cable conductor subterráneo que parte de la SE Industrial San Carlos, para llegar a la SE Nogales (NGS) con cable AL-XLP-750 KCM; su antigüedad data del año 2009. La línea Industrial San Carlos - 73B00 - Nogales tiene una trayectoria paralela a la línea Nogales Aeropuerto - 73640 - Industrial San Carlos en el tramo subterráneo.

Resumen de metas de las alternativas analizadas.

La **Alternativa 1** considera 3.34 km-c de línea de transmisión.

El cuadro 6 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1. En la figura 5 se muestran las obras de la Alternativa 1 asociadas a las líneas de transmisión subterráneas de la zona Nogales.

Se verificó que por trayectoria actual no hay espacio para la colocación de postes

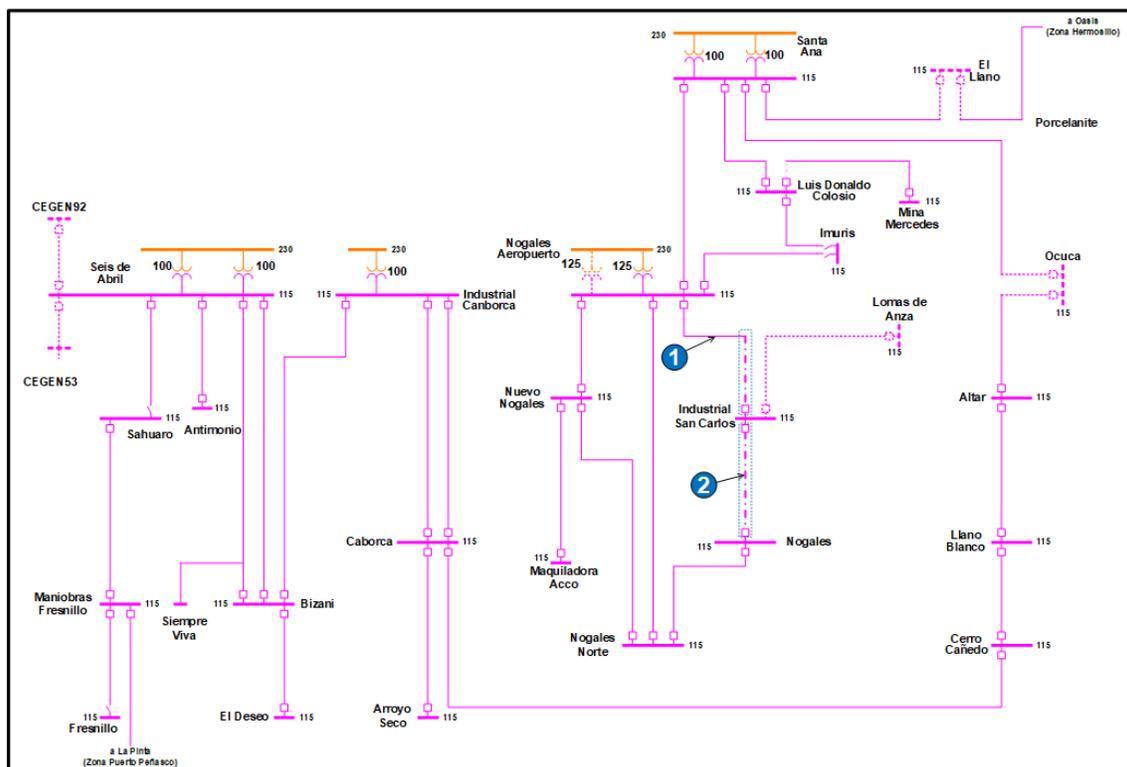
truncocónicos para convertir el tramo subterráneo a aéreo, ya que presentaría un problema de derecho de vía ante el ayuntamiento de Nogales, se consideró una posible ampliación de la SE Nogales con la finalidad de mantener el suministro radial a través de las dos líneas subterráneas interconectadas a la SE Industrial San Carlos, sin embargo, no es posible ampliar el predio actual de la subestación Nogales y sus obras asociadas, por lo que la Alternativa 1 representa la única alternativa para esta problemática.

Cuadro 6. Obras de transmisión de la Alternativa 1 de la Zona Nogales

Líneas de Transmisión con cable de potencia subterráneo	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Nogales Aeropuerto – Industrial San Carlos/1,2	115	1	1.67	abr-19	abr-23
Industrial San Carlos – Nogales/1,3	115	1	1.67	abr-19	abr-23
Total			3.34		

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 5. Diagrama Unifilar Simplificado zona Nogales con obras propuestas Alternativa 1



Zona Hermosillo

Hermosillo es una ciudad del noroeste de México, capital de Sonora. Registra un crecimiento importante de industrias de servicios y de manufactura impulsando el sector industrial, la red eléctrica principal opera con tensiones de 400, 230 y 115 kV.

En la figura 6 se muestra el diagrama geográfico de la zona de transmisión Hermosillo, donde se resaltan en color rojo oscuro las líneas de transmisión que presentan una problemática de sobrecarga desde el estado estable y en color rojo las líneas de transmisión que presentan la problemática de sobrecarga ante contingencia sencilla.

Diagnóstico operativo de la zona Hermosillo.

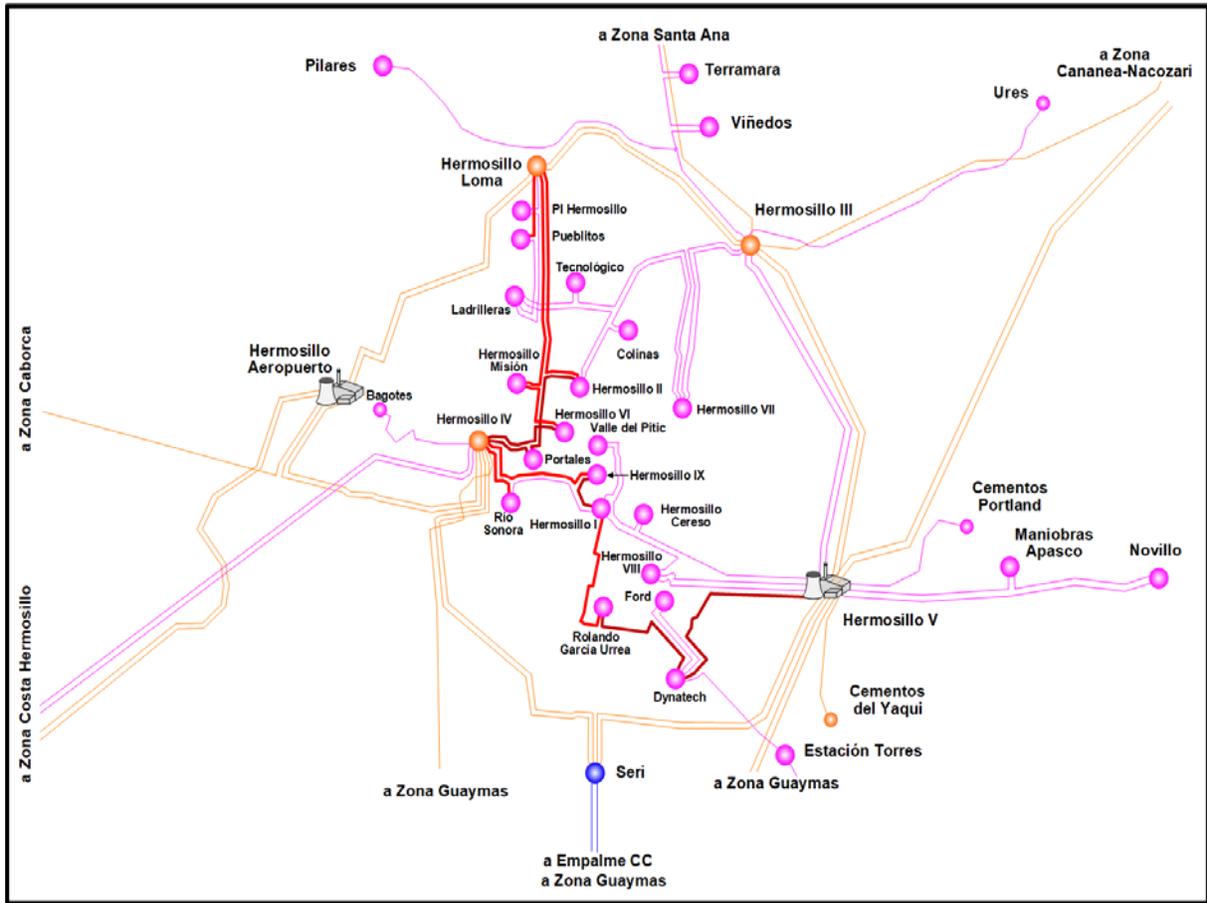
La GCRNO realizó el análisis de flujos de potencia para el escenario de demanda máxima de verano de 2023, considerando las características y nuevos límites de transmisión reportados por CFE-transmisión en enero del 2019 y se muestra en el Cuadro 7. El análisis de contingencias de la zona Hermosillo se muestra en el Cuadro 8.

Se concluye que se requiere incrementar la capacidad de transmisión de doce LTGPS en 115 kV que se encuentran operando con un flujo por encima del límite operativo.

Cuadro 2. Características de líneas de transmisión en 115 kV con problemática de sobrecarga en zona Hermosillo

No.	Línea de Transmisión (tramos subterráneos)	Fecha Operación	Tensión (kV)	Calibre del tramo subterráneo limitante	Longitud total (km-c)
1	Hermosillo Cinco - 73100 - Dynatech	1984	115	AL-XLP-750	10.98
2	Hermosillo Cuatro - 73000 - Hermosillo Seis	2001	115	AL-XLP-1000	5.93
3	Hermosillo Uno - 73280 - Hermosillo Nueve	1966	115	AL-XLP-1000	1.02
4	Dynatech - 73D20 - Rolando García Urrea	2009	115	AL-XLP-750	6.90
5	Hermosillo Cuatro - 73700 - Portales	1966	115	AL-XLP-1000	3.20
6	Portales - 73M20 - Hermosillo Dos	1966	115	AL-XLP-1000	6.62
7	Hermosillo Cuatro - 73070 - Hermosillo Nueve	2011	115	AL-XLP-1000	8.68
8	Hermosillo Loma - 73160 - Hermosillo Dos	2010	115	AL-XLP-750	11.82
9	Hermosillo Loma - 73770 - Hermosillo Misión	2002	115	AL-XLP-750	10.82
10	Hermosillo Loma - 73760 - Pueblitos	2002	115	AL-XLP-1000	2.50
11	Hermosillo Uno - 73080 - Rolando García Urrea	2002	115	CU-XLP-1000	7.07
12	Hermosillo Seis - 73170 - Hermosillo Misión	2008	115	AL-XLP-1000	3.47
Total					79.01

Figura 6. Diagrama geográfico de zona Hermosillo



Cuadro 3. Línea de transmisión en 115 kV con problemática de sobrecarga ante contingencia

Línea de Transmisión		Contingencia
Nomenclatura	Tensión (kV)	
Hermosillo Cinco-73100-Dynatech	115	LT Hermosillo Cinco-73030-Hermosillo Cereso
		LT Hermosillo Uno-73050-Hermosillo Ocho
		LT Hermosillo Cereso -73D60-Villa del Pitic
Hermosillo Cuatro-73000-Hermosillo Seis	115	LT Hermosillo Cinco -73780- Hermosillo Ocho
		LT Hermosillo Loma-73770- Hermosillo Misión
		LT Hermosillo Cuatro -73700-Portales
Hermosillo Uno-73280-Hermosillo Nueve	115	LT Hermosillo Dos -73M20-Portales
		LT Hermosillo Siete -73720-Tecnológico
		LT Hermosillo Cuatro -73070- Hermosillo Nueve
Dynatech-73D20-Rolando García Urrea	115	LT Hermosillo Cinco -73030- Hermosillo Cereso
		LT Hermosillo Cinco -73100-Dynatech
		LT Hermosillo Uno -73050- Hermosillo Ocho
		LT Hermosillo Cereso -73D60-Villa del Pitic
Hermosillo Cuatro-73700-Portales	115	LT Hermosillo Cinco -73780- Hermosillo Ocho
		LT Hermosillo Cuatro -73000-Hermosillo Seis
		LT Hermosillo Loma-73160-Hermosillo Dos
Hermosillo Cuatro -73070-Hermosillo Nueve	115	LT Hermosillo Siete-73090-Subestación Colinas
		LT Hermosillo Tres-73250-Hermosillo Siete
		Disparo U1 Hermosillo Cinco
		LT Hermosillo Cuatro -73060-Río Sonora
Hermosillo Loma-73160-Hermosillo Dos	115	LT Hermosillo Cinco -73100-Dynatech
		LT Hermosillo Cinco -73030- Hermosillo Cereso
Hermosillo Loma -73770-Hermosillo Misión	115	Disparo HFV
		LT Hermosillo Cuatro -73700-Portales
Hermosillo Loma -73760-Pueblitos	115	LT Hermosillo Cuatro -73000-Hermosillo Seis
		LT Hermosillo Loma -73750-Parque Industrial Hermosillo
		LT Ladrilleras-73D80- Parque Industrial Hermosillo
Hermosillo Uno -73080- Rolando García Urrea	115	LT Hermosillo Loma-73160-Hermosillo Dos
		LT Hermosillo Cinco-73100-Dynatech
Hermosillo Seis-73170-Hermosillo Misión	115	LT Hermosillo Cuatro -73000-Hermosillo Seis
		LT Hermosillo Loma-73770-Hermosillo Misión
Hermosillo Dos-73M20-Portales	115	LT Hermosillo Cuatro-73000-Hermosillo Seis

En la zona Hermosillo se registran las siguientes líneas de transmisión que operan con sobrecarga en estado estacionario:

1. La línea de transmisión **Hermosillo Cinco -73100 - Dynatech** se encuentra aislada a 115 kV, y opera a un voltaje de 115 kV, tiene una longitud de 10.98 km, conecta a las SE Hermosillo Cinco (HLI) con Dynatech (DYN). Iniciando de SE Hermosillo Cinco

con tramo aéreo con cable conductor calibre 795 ACSR, un conductor por fase en 9.406 km, montada sobre estructuras en doble circuito, de acero, disposición vertical y el resto de manera subterránea para llegar a la SE Dynatech, con un conductor por fase en 1.574 km cable AL-XLP-750 KCM.

2. La línea de transmisión **Hermosillo Cuatro - 73000 -**

Hermosillo Seis se encuentra aislada a 115 kV, y opera a un voltaje de 115 kV, tiene una longitud de 5.93 Km, conecta a las SE Hermosillo Cuatro (HLC) y Hermosillo Seis (HLS). Tiene cable conductor calibre 795 ACSR en 3.398 km, montada sobre postes troncocónicos doble circuito, de acero, disposición vertical y el resto de manera subterránea para llegar a la SE Hermosillo seis, con un conductor por fase en 2.532 km cable AL-XLP-1000 KCM.

3. La línea de transmisión **Hermosillo Uno - 73280 - Hermosillo Nueve** se encuentra aislada a 115 kV, y opera a un voltaje de 115 kV, tiene una longitud de 1.02 Km, conecta a las SE Hermosillo Uno (HLU) y Hermosillo Nueve (HLN) en la Ciudad de Hermosillo, Está conformada solo por cable subterráneo, un conductor por fase en 1.020 km cable AL-XLP-1000 KCM; su antigüedad data del año 2011.
4. La línea de transmisión **Dynatech - 73D20 - Rolando García Urrea** se encuentra aislada a 115 kV, y opera a un voltaje de 115 kV, tiene una longitud de 6.90 Km, conecta a las SE Dynatech (DYN) y Rolando García Urrea ubicadas en la Ciudad de Hermosillo. Está conformada en su totalidad solo por cable subterráneo, un conductor por fase en un tramo de 3.827 km cable CU-XLP-1000 KCM y otro tramo de 3.073 km cable AL-XLP-750 KCM; su antigüedad data del año 2009.
5. La línea de transmisión **Hermosillo Cuatro - 73700 -**

Portales se encuentra aislada a 115 kV, y opera a un voltaje de 115 kV, tiene una longitud de 3.2 km, conecta a las SE Hermosillo Cuatro (HLC) y Portales (PTS). Iniciando desde la SE Hermosillo Cuatro con cable conductor calibre 795 ACSR, un conductor por fase en 2.8 km y un tramo subterráneo con cable AL-XLP-750 KCM de un conductor por fase en 0.400 km; su antigüedad data del año 1966.

En la zona Hermosillo se registran las siguientes LTCPS que operan con sobrecarga ante contingencia sencilla:

6. La línea de transmisión **Hermosillo Nueve - 73070 - Hermosillo Cuatro** se encuentra aislada a 115 kV, y opera a un voltaje de 115 kV, tiene una longitud de 8.68 km, conecta a las SE Hermosillo Nueve (HLN) y Hermosillo Cuatro (HLC). Está conformada solo por cable subterráneo en toda su trayectoria, un conductor por fase en un tramo de 8.68 km cable AL-XLP-1000 KCM; su antigüedad data del año 2011.
7. La línea de transmisión **Hermosillo Loma -73160 - Hermosillo Dos** se encuentra aislada a 115 kV, y opera a un voltaje de 115 kV, tiene una longitud de 11.8 km, conecta a las SE Hermosillo Loma (HLM) con la Hermosillo Dos (HLD). Tiene un tramo aéreo con cable conductor calibre 795 ACSR, un conductor por fase en 6.30 km; y el resto de manera subterránea para llegar a la SE HLD, con un conductor por fase en 3.46 km cable CU-XLP-750 KCM y otro tramo de 2.04 km

- cable AL-XLP-1000 KCM su antigüedad data del año 2010.
8. La línea de transmisión Hermosillo Loma -73770 - Hermosillo Misión se encuentra aislada a 115 kV y opera a un voltaje de 115 kV, tiene una longitud de 10.87 km, conecta a la SE Hermosillo Loma (HLM) con la SE Hermosillo Misión (HMI). Tiene un tramo aéreo con cable conductor calibre 795 ACSR en 6.32 km y el resto de manera subterránea para llegar a la SE Hermosillo Misión, con un conductor por fase en 4.5 km cable CU-XLP-750 KCM; su antigüedad data del año 2002.
 9. La línea de transmisión Hermosillo Loma -73760 - Pueblitos aislada a 115 kV y opera a un voltaje de 115 kV, con una longitud de 2.5 km, conecta a las SE Hermosillo Loma (HLM) con la SE Pueblitos (PUE). Tiene un tramo aéreo con cable conductor calibre 795 ACSR en 2.40 km y el resto de manera subterránea para llegar a la SE Pueblitos, con un conductor por fase en 0.1 km cable AL-XLP-1000 KCM; su antigüedad data del año 2002.
 10. La línea de transmisión Hermosillo Uno - 73080 - Rolando García Urrea aislada a 115 kV y opera a un voltaje de 115 kV, tiene una longitud de 7.07 km, conecta a las SE Hermosillo Uno (HLU) y Rolando García Urrea (RGU). Este circuito se encuentra de manera subterránea en toda su trayectoria por medio de cable de potencia CU-XLP-1000 KCM; su antigüedad data del año 2002.
 11. La línea de transmisión Hermosillo Seis -73170 - Hermosillo Misión, aislada a 115 kV, y opera a un voltaje de 115 kV, tiene una longitud de 3.47 km, conecta a las SE Hermosillo Seis (HLS) con Hermosillo Misión (HMI). Esta línea de transmisión cuenta con cable subterráneo en toda su trayectoria, un conductor por fase en un tramo de 1.15 km cable CU-XLP-1000 KCM, un tramo de 1.635 km cable CU-XLP-750 KCM y otro tramo de 0.688 km AL-XLP-1000 KCM; su antigüedad data del año 2008.
 12. La línea de transmisión Portales - 73M20 - Hermosillo Dos se encuentra aislada a 115 kV, y opera a un voltaje de 115 kV, tiene una longitud de 6.62 km, conecta a las SE Hermosillo Portales (PTS) y Hermosillo Dos (HLD). A partir de Subestación Portales sale con tramo subterráneo con cable CU-XLP-1000 KCM de 0.35 km comparte en 0.230 km con la línea de transmisión Hermosillo Cuatro - 73000 - Hermosillo Seis con cable conductor calibre 795 ACSR y continúa en otros 3 tramos de manera subterránea para llegar a la SE Hermosillo Dos, con un conductor por fase en 0.347 km cable CU-XLP-1000 KCM, 0.700 km. CU-XLP-750 KCM y 4.99 km cable AL-XLP-1000 KCM. su antigüedad data del año 1966.

Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

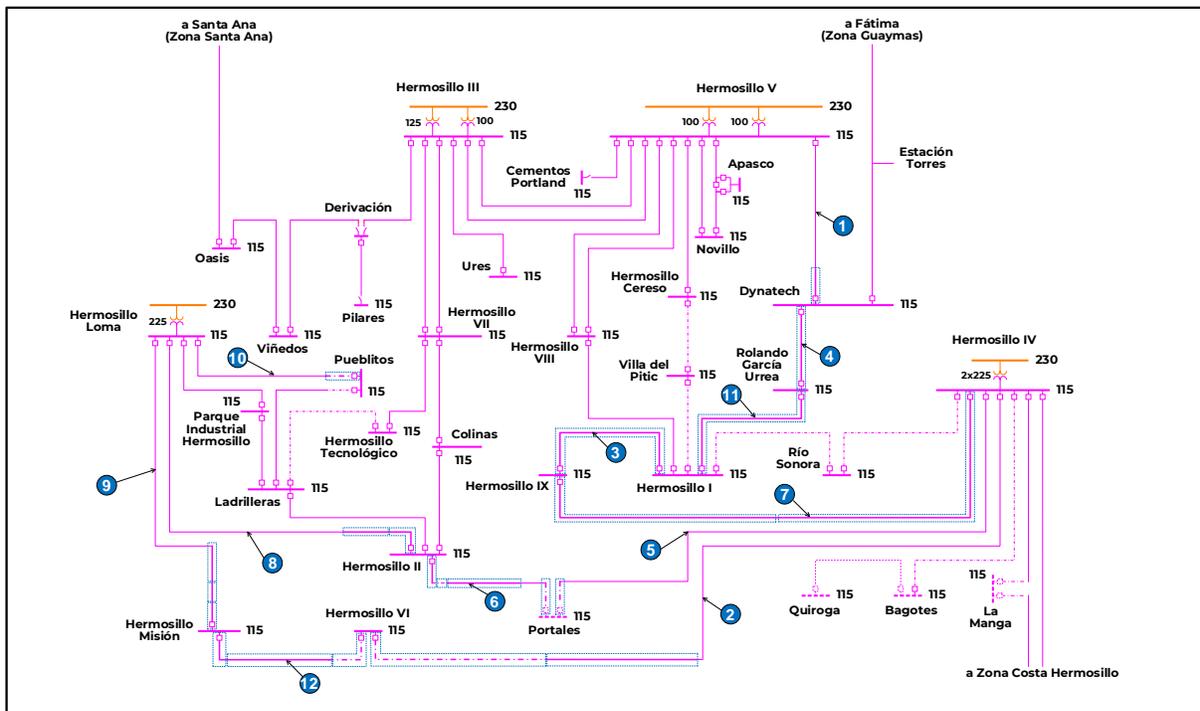
En la **Alternativa 1** contiene 48.74 km-c de línea de transmisión. El Cuadro 9 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1. En la figura 7 se muestran las obras de la Alternativa 1 asociadas a las líneas de transmisión subterráneas de la zona Hermosillo.

La **Alternativa 2** contiene 48.316 km-c de línea de transmisión. En el Cuadro 10 se

muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

En conclusión, la Alternativa 1 permite incrementar la transmisión en la red eléctrica de 115kV de la zona Hermosillo cumpliendo con los objetivos de planeación, evita la sobrecarga en estado estacionario y ante contingencia sencilla cumpliendo con el objetivo de asegurar la Confiabilidad.

Figura 7. Diagrama Unifilar Simplificado zona Hermosillo con obras propuestas Alternativa 1.



Cuadro 4. Obras de transmisión de la Alternativa 1 de la Zona Hermosillo

Líneas de Transmisión con cable de potencia subterráneo	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Hermosillo Cinco – Dynatech /3,4	115	1	1.7	abr-19	abr-23
Hermosillo Cuatro – Hermosillo Seis /3,4	115	1	1.1	abr-19	abr-23
Hermosillo Cuatro – Hermosillo Seis /1,2	115	1	1.2	abr-19	abr-23
Hermosillo Uno – Hermosillo Nueve /8	115	1	0.1	abr-19	abr-23
Dynatech – Rolando García Urrea /3,4,5,6	115	1	6.97	abr-19	abr-23
Hermosillo Cuatro – Portales /1,2	115	1	0.4	abr-19	abr-23
Portales – Hermosillo Dos /1,2	115	1	0.4	abr-19	abr-23
Portales – Hermosillo Dos /3,4	115	1	1.1	abr-19	abr-23
Portales – Hermosillo Dos /1,2	115	1	0.6	abr-19	abr-23
Portales – Hermosillo Dos /7	115	1	4.4	abr-19	abr-23
Hermosillo Nueve – Hermosillo Cuatro /3,4	115	1	4.04	abr-19	abr-23
Hermosillo Nueve – Hermosillo Cuatro /7	115	1	2.93	abr-19	abr-23
Hermosillo Loma – Hermosillo Dos /9	115	1	3.4	abr-19	abr-23
Hermosillo Loma – Hermosillo Dos /7	115	1	2.25	abr-19	abr-23
Hermosillo Loma – Hermosillo Misión /3,4	115	1	3.4	abr-19	abr-23
Hermosillo Loma – Hermosillo Misión /7	115	1	0.55	abr-19	abr-23
Hermosillo Loma – Hermosillo Misión /9	115	1	0.7	abr-19	abr-23
Hermosillo Loma – Pueblitos /1,2	115	1	0.1	abr-19	abr-23
Hermosillo Uno – Rolando García Urrea /3,4,5,6	115	1	9.8	abr-19	abr-23
Hermosillo Seis – Hermosillo Misión /1,2	115	1	1.8	abr-19	abr-23
Hermosillo Seis – Hermosillo Misión /7	115	1	1.1	abr-19	abr-23
Hermosillo Seis – Hermosillo Misión /3,4	115	1	0.7	abr-19	abr-23
Total			48.74		

- 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/ Transición aérea subterránea a la llegada S.E.
 6/ Remate de 0.1 km con cable subterráneo CU-XLP con capacidad de 179 MVA
 7/ Recalibrar tramo torres existente en desuso.
 8/ Utilizar línea existente en desuso Cable 795 ACSR.
 9/ Tendido del segundo circuito.

Cuadro 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
Hermosillo Cinco – Dynatech /1,2	115	1	1.574	abr-19	abr-23
Hermosillo Cuatro – Hermosillo Seis /1,2	115	1	2.532	abr-19	abr-23
Hermosillo Uno – Hermosillo Nueve /1,2	115	1	1.02	abr-19	abr-23
Dynatech – Rolando García Urrea /1,2	115	1	6.9	abr-19	abr-23
Hermosillo Cuatro – Portales /1,2	115	1	0.4	abr-19	abr-23
Portales – Hermosillo Dos /1,2	115	1	6.5	abr-19	abr-23
Hermosillo Nueve – Hermosillo Cuatro /1,2	115	1	8.68	abr-19	abr-23
Hermosillo Loma – Hermosillo Dos /1,2	115	1	5.5	abr-19	abr-23
Hermosillo Loma – Hermosillo Misión /1,2	115	1	4.5	abr-19	abr-23
Hermosillo Loma – Pueblitos /3,4	115	1	0.17	abr-19	abr-23
Hermosillo Uno – Rolando García Urrea /1,2	115	1	7.07	abr-19	abr-23
Hermosillo Seis – Hermosillo Misión /1,2	115	1	3.47	abr-19	abr-23
Total			48.316		

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.

Zona Obregón

Ciudad Obregón está situada en el sur del estado de Sonora, cuenta con una importante industria de servicios y producción de alimentos. Su actividad económica principal es la agricultura, la red eléctrica principal opera a tensiones de 400 kV, 230 kV y 115 kV.

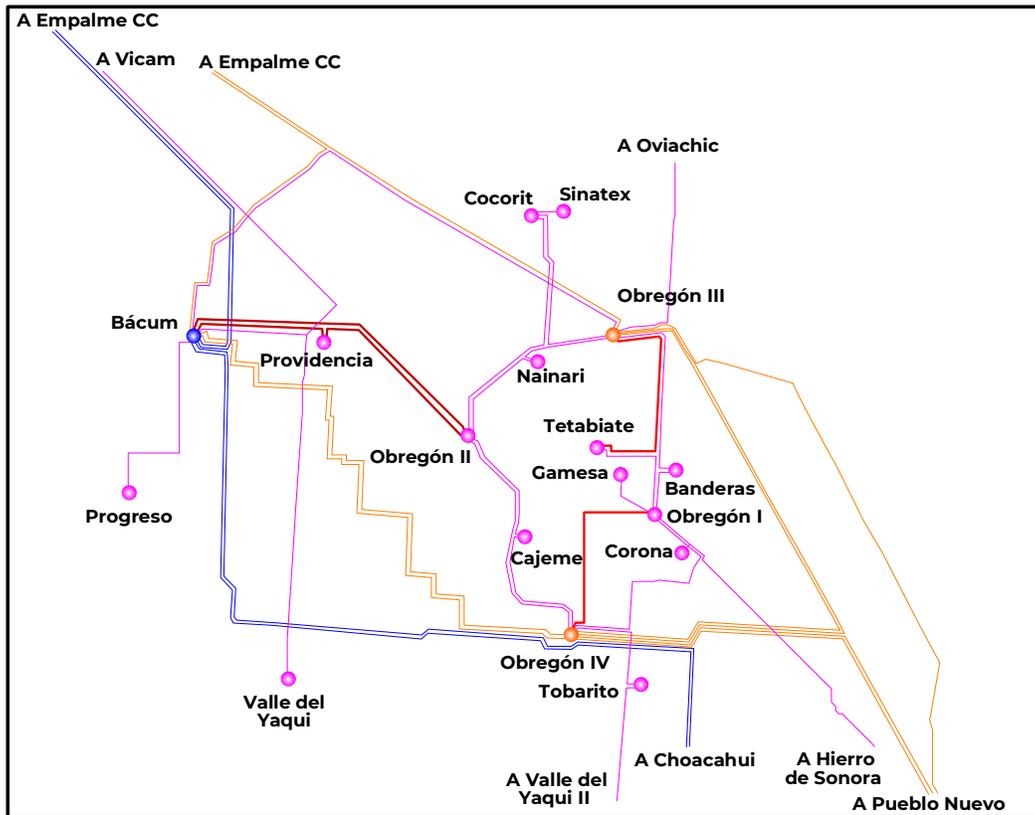
En la figura 8 se muestra el diagrama geográfico de la zona de transmisión Obregón, donde se resaltan en color rojo oscuro las líneas de transmisión que presentan una problemática de sobrecarga desde el estado estable y en color rojo las líneas de transmisión que presentan la problemática de sobrecarga ante contingencia sencilla de línea de transmisión.

Diagnóstico operativo de la zona Obregón.

La GCRNO realizó el análisis de flujos de potencia para el escenario de demanda máxima de verano de 2023, considerando las características y nuevos límites de transmisión reportados por CFE-transmisión en enero del 2019. Cuadro 11.

El análisis de contingencias para el escenario de demanda máxima de verano de 2023, realizado a la zona Obregón se muestra en el Cuadro 12, se observa la problemática de sobrecarga de las líneas de transmisión mencionadas ante contingencia sencilla.

Figura 8. Diagrama geográfico de zona Obregón



Cuadro 6. Características de líneas de transmisión en 115 kV con problemática de sobrecarga en zona Obregón

No.	Línea de Transmisión (con tramos subterráneos)	Fecha Operación	Tensión (kV)	Calibre del tramo subterráneo limitante	Longitud total (km-c)
1	Bácum - 73590 - Ciudad Obregón Dos	2009	115	AL-XLP-1000	11.15
2	Bácum - 73930 - Providencia	2009	115	CU-XLP-1000	4.65
3	Providencia - 73990 - Ciudad Obregón Dos	2009	115	AL-XLP-1000	6.67
4	Ciudad Obregón Cuatro - 73970 - Obregón Uno	2009	115	AL-XLP-1000	6.70
5	Ciudad Obregón Tres - 73500 - Tetabiate	2008	115	AL-XLP-750	9.23
Total					38.40

Cuadro 7. Líneas de transmisión en 115 kV con problemática de sobrecarga ante contingencia

Línea de Transmisión		Contingencia
Nomenclatura	Tensión (kV)	
Bácum-73590-Ciudad Obregón Dos	115	LT Bácum -73930-Providencia
		LT Providencia-73990-Ciudad Obregón Dos
		LT Empalme CC-93F00-Ciudad Obregón Tres
		LT Ciudad Obregón Cuatro-93480- Bácum
		LT Ciudad Obregón Cuatro -93500- Bácum
Bácum-73930-Providencia	115	LT Bácum -73590- Ciudad Obregón Dos
		LT Empalme CC-93F00- Ciudad Obregón Tres
		LT Ciudad Obregón Cuatro -93480- Bácum
		LT Ciudad Obregón Cuatro -93500- Bácum
Providencia-73990-Ciudad Obregón Dos	115	LT Bácum-73590- Ciudad Obregón Dos
		LT Empalme CC-93F00- Ciudad Obregón Tres
		LT Ciudad Obregón Cuatro -93480- Bácum
		LT Ciudad Obregón Cuatro -93500- Bácum
Ciudad Obregón Cuatro-73970-Obregón Uno	115	LT Ciudad Obregón Tres-73540-Banderas
Ciudad Obregón Tres-73500-Tetabiate	115	LT Ciudad Obregón Tres -73540- Banderas

En la zona Obregón se registran las siguientes LTCPS que operan con sobrecarga en estado estacionario:

1. La línea de transmisión **Bácum - 73590 - Ciudad Obregón Dos**, opera con un voltaje de 115 kV, tiene una longitud de 11.15 km, conecta a las SE Bácum (BAC) y Ciudad Obregón Dos (COD), la línea 73590 sale con tramo aéreo con un conductor por fase calibre 795 ACSR en 6.94 km de la línea, continua con un conductor por fase XLPE-CU 750 KCM en 2.7 km de la línea y la línea restante con un conductor por fase XLPE-AL 1000 KCM en 1.51 km, la parte subterránea va en doble circuito con la línea Ciudad Obregón Dos -73990- Providencia, su antigüedad data del año 2009.
2. La línea de transmisión **Bácum - 73930 - Providencia**, opera con un voltaje de 115 kV, tiene una longitud de 4.62 km, conecta a las SE Bácum (BAC) y Providencia

(PRO), cuenta con un conductor por fase, calibre 795 ACSR en 4.37 km de la línea y un conductor por fase XLPE-AL 1000 KCM en los 0.25 km restantes, su antigüedad data del año 2009.

3. La línea de transmisión **Ciudad Obregón Dos -73990 - Providencia**, opera con un voltaje de 115 kV, tiene una longitud de 6.667 km, conecta a las SE Ciudad Obregón Dos y Providencia, sale con tramo aéreo con un conductor calibre 795 ACSR en 2.57 km y continúa con 2 tramos subterráneas con conductor por fase XLPE-CU 1600 KCM en 2.7 km y el restante con un conductor por fase XLPE-AL 1000 KCM en 1.39 km, su antigüedad data del año 2009.

En la zona Obregón se registran las siguientes LTCPS que operan con sobrecarga ante contingencia sencilla:

1. La línea de transmisión Ciudad Obregón Cuatro (COC) -73970 – Obregón Uno (OBU), opera con un voltaje de 115 kV, tiene una longitud de 6.76 km. Cuenta con un conductor por fase, calibre 795 ACSR KCM en 1.8 km de la línea y un conductor por fase XLPE-AL 1000 KCM en 4.96 km de la línea, su antigüedad data del año 2009.
2. La línea de transmisión Ciudad Obregón Tres (COT) -73500 – Tetabiate (TTB), opera con un voltaje de 115 kV, tiene una longitud de 9.234 km, cuenta con un conductor por fase, calibre 795 ACSR KCM en 6.89 km de la línea y un conductor por fase XLPE-CU 750 KCM en 2.344 km de la línea, en la parte subterránea va en doble circuito con la línea Obregón Uno -73920- Tetabiate. Su antigüedad data del año 2008.

Resumen de metas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 contiene 21.894 km-c de línea de transmisión. El Cuadro 13 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1. En la figura 9 se muestra gráficamente las obras de la Alternativa 1 asociadas a las líneas de transmisión subterráneas de la zona Obregón.

La Alternativa 2 contiene 15.54 km-c de línea de transmisión. En el Cuadro 14 se muestra un resumen de las metas físicas.

En conclusión, la Alternativa 1 permite incrementar la transmisión en la red de 115 kV de la zona Obregón cumpliendo con los objetivos de planeación, evita la sobrecarga en estado estacionario y ante contingencia n-1 cumpliendo con el objetivo de asegurar la Confiabilidad.

Cuadro 8. Obras de transmisión de la Alternativa 1 de la Zona Obregón

Líneas de Transmisión con cable de potencia subterráneo	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Bácum – Ciudad Obregón Dos /3,4	115	1	1.51	abr-19	abr-23
Bácum – Ciudad Obregón Dos /3,4	115	1	2.7	abr-19	abr-23
Bácum – Providencia /1,2	115	1	0.25	abr-19	abr-23
Ciudad Obregón Dos – Providencia /7	115	1	2.7	abr-19	abr-23
Ciudad Obregón Dos – Providencia /5,6,7	115	1	1.39	abr-19	abr-23
Ciudad Obregón Cuatro – Obregón Uno /3,4	115	1	11	abr-19	abr-23
Ciudad Obregón Tres – Tetabiate /1,2	115	1	2.344	abr-19	abr-23
Total			21.894		

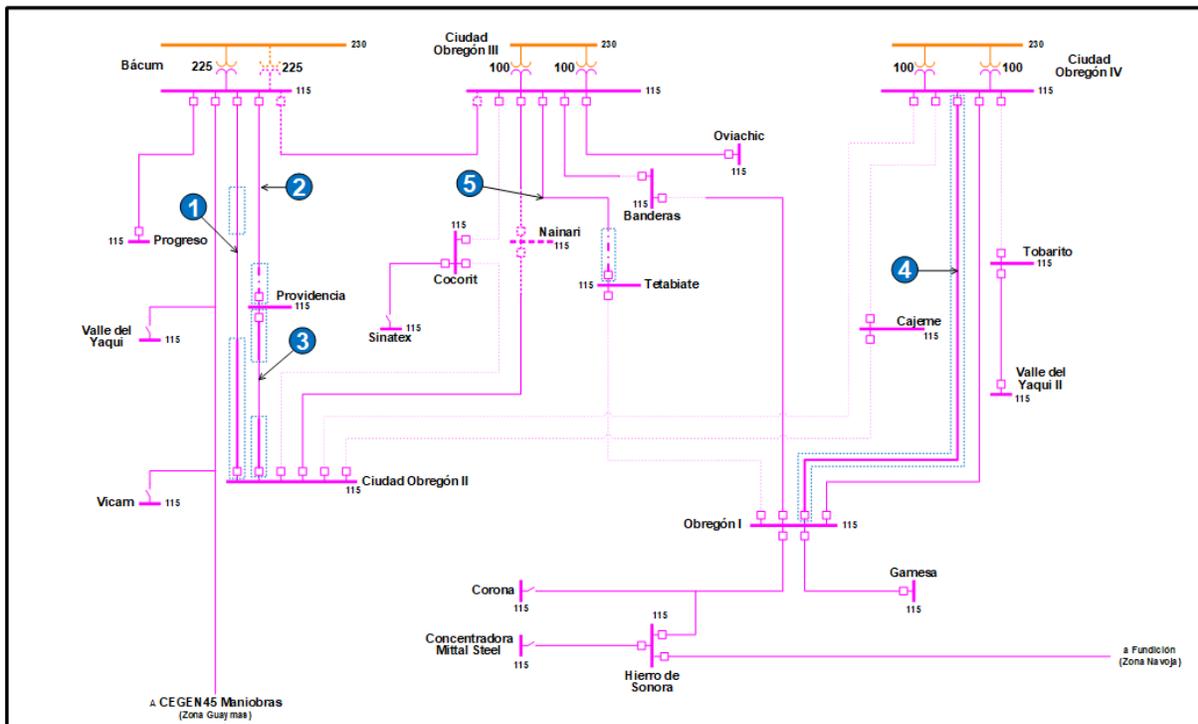
1/ Recalibrar tramo con cable subterráneo
 2/ Cable CU-XLP con capacidad de 179 MVA
 3/ Construcción de línea de transmisión PT
 4/ Cable 795 ACSR.
 5/ Transición aérea subterránea a la llegada S.E.
 6/ Remate de 0.1 km con cable subterráneo CU-XLP con capacidad de 179 MVA
 7/ Tendido del segundo circuito.

Cuadro 9. 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
Bácum – Ciudad Obregón Dos /1,2	115	1	1.51	abr-19	abr-23
Bácum – Ciudad Obregón Dos /1,2	115	1	2.7	abr-19	abr-23
Bácum – Providencia /1,2	115	1	0.25	abr-19	abr-23
Ciudad Obregón Dos – Providencia /1,2	115	1	2.7	abr-19	abr-23
Ciudad Obregón Dos – Providencia /1,2	115	1	1.39	abr-19	abr-23
Ciudad Obregón Cuatro – Obregón Uno /1,2	115	1	4.96	abr-19	abr-23
Ciudad Obregón Tres – Tetabiate /1,2	115	1	2.344	abr-19	abr-23
Total			15.854		

1/ Recalibrar tramo con cable subterráneo
2/ Cable CU-XLP con capacidad de 179 MVA

Figura 9. Diagrama Unifilar Simplificado zona Obregón con obras propuestas Alternativa 1



Zona Los Mochis

Los Mochis es una ciudad situada en el estado de Sinaloa, está conformada por una red eléctrica que opera con tensiones de 400 kV, 230 kV y 115 kV.

La figura 10 muestra el diagrama geográfico de la zona de transmisión Los Mochis, donde se resaltan en color rojo oscuro las líneas de transmisión que presentan una problemática de

sobrecarga desde el estado estable y en color rojo las LT que presentan la problemática de sobrecarga ante contingencia sencilla de línea de transmisión.

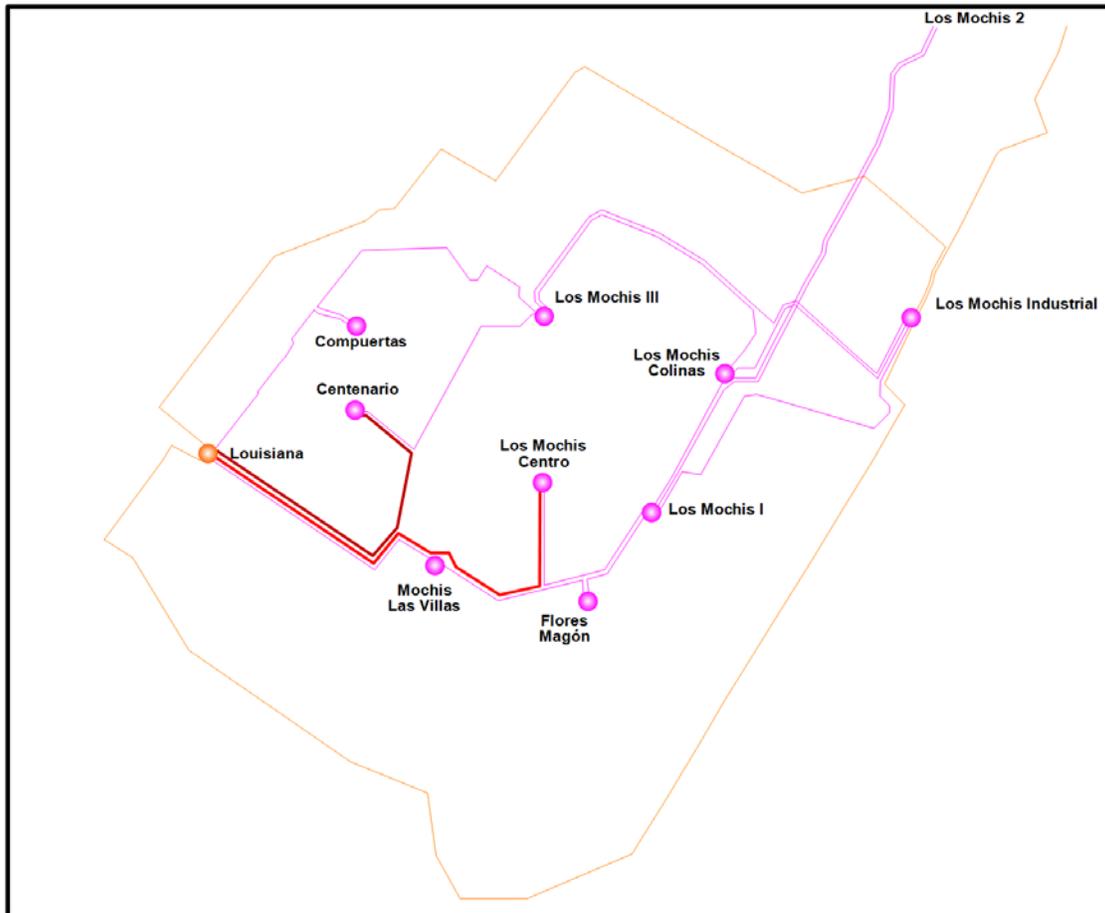
Diagnóstico operativo de la zona Los Mochis.

La GCR Noroeste realizó el análisis de flujos de potencia para el escenario de demanda máxima de verano de 2023,

considerando las características y nuevos límites de transmisión reportados por CFE-transmisión en enero del 2019. Cuadro 15.

El análisis de contingencias para el escenario de demanda máxima de verano de 2023, realizado a la zona Los Mochis se muestra en el Cuadro 16.

Figura 10. Diagrama geográfico de zona Los Mochis



Cuadro 10. Características de LT en 115 kV con problemática de sobrecarga en la zona Los Mochis

No.	Línea de Transmisión (con tramos subterráneos)	Fecha Operación	Tensión (kV)	Calibre del tramo subterráneo limitante	Longitud total (km-c)
1	Louisiana - 73230 - Centenario	2002	115	AAC-XLP-750	10.30
2	Louisiana - 73210 - Mochis Centro	2002	115	AL-XLP-1000	17.30
Total					27.60

Cuadro 11. Líneas de transmisión en 115 kV con problemática de sobrecarga ante contingencia

Línea de Transmisión		Contingencia
Nomenclatura	Tensión (kV)	
Louisiana -73230-Centenario	115	LT Louisiana -73220-Los Mochis Tres
		LT Louisiana -73180-Mochis Las Villas
		LT Louisiana -73210-Mochis Centro
		LT Los Mochis Uno-73700- Mochis Las Villas
Louisiana -73210-Mochis Centro		LT Louisiana-73180- Mochis Las Villas
		LT Los Mochis Uno -73700- Mochis Las Villas

En la zona Los Mochis se registra la siguiente línea de transmisión que opera con sobrecarga en estado estacionario:

1. La línea de transmisión **Louisiana -73230-Centenario** aislada a 115 kV, opera a un voltaje de 115 kV, tiene una longitud de 10.3 km, conecta a las SE Louisiana (LOU) y Centenario (CNT). Tiene cable conductor calibre 795 ACSR, un conductor por fase en 6.3 km, montada sobre postes troncocónicos de 4 circuitos, de acero, y el resto de manera subterránea para llegar a la subestación CNT, con cable XLP-750 AAC, su antigüedad data del año 2002.

En la zona Los Mochis se registra la siguiente línea de transmisión que opera con sobrecarga ante contingencia sencilla:

1. La línea de transmisión Louisiana -73210- Mochis Centro a 115 kV, opera a un voltaje de 115 kV, tiene una longitud de 17.3 km, conecta a las SE Louisiana (LOU) y Mochis Centro (MCE). Tiene cable conductor calibre 795 ACSR, un

conductor por fase en 13.8 km, montada sobre postes troncocónicos de 4 circuitos, de acero, disposición vertical y 3.5 km de manera subterránea para llegar a la subestación Mochis Centro, con cable AL-XLP-1000, su antigüedad data del año 2002.

Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

En la Alternativa 1 contiene 7.3 km-c de LT. El Cuadro 17 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1, En la figura 11 se muestra gráficamente las obras de la Alternativa 1.

En la Alternativa 2 contiene 7.5 km-c de LTCPS. En el Cuadro 18 se muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

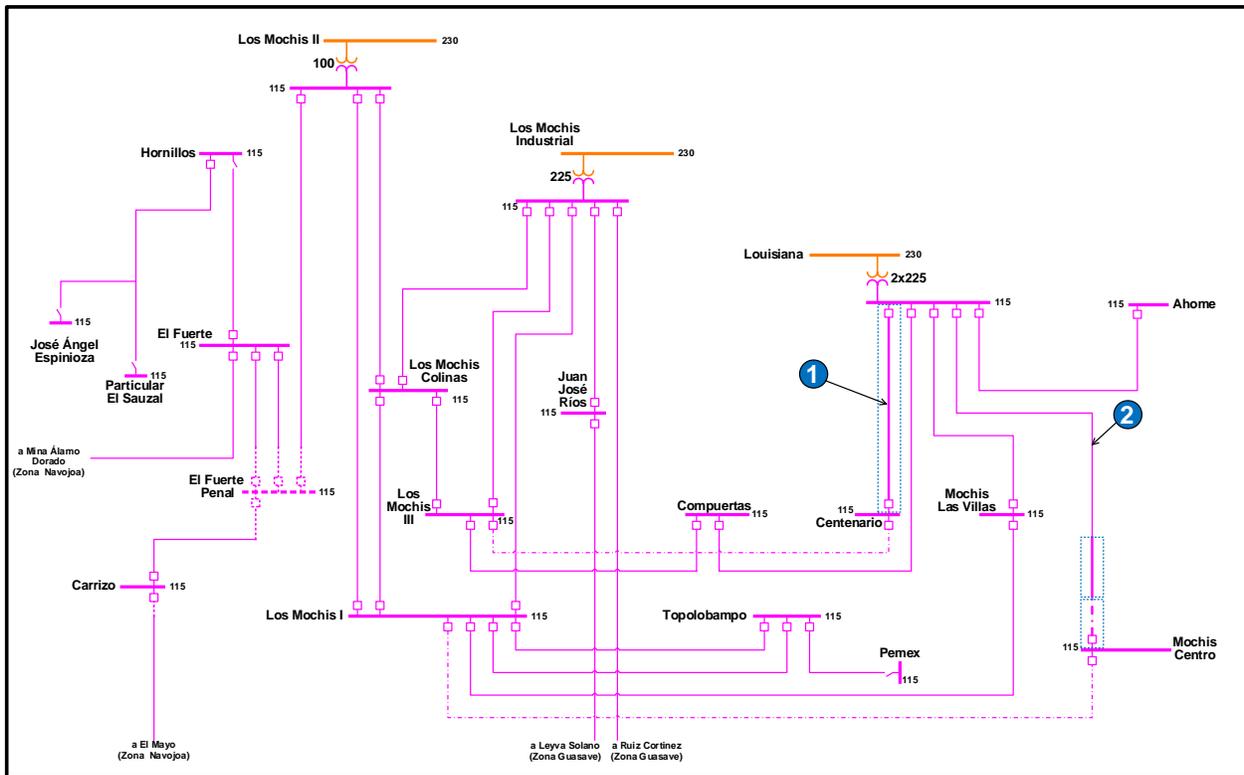
En conclusión, la Alternativa 1 permite incrementar la transmisión en la red de 115kV de la zona Los Mochis cumpliendo con los objetivos de planeación evita la sobrecarga en estado estacionario y ante contingencia n-1 cumpliendo con el objetivo de asegurar la Confiabilidad.

Cuadro 12. 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
Louisiana – Centenario /3,4,5,6	115	1	3.6	abr-19	abr-23
Louisiana – Mochis Centro /3,4	115	1	2	abr-19	abr-23
Louisiana – Mochis Centro /1,2	115	1	1.7	abr-19	abr-23
Total			7.3		

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/ Transición aérea subterránea a la llegada S.E.
 6/ Remate de 0.1 km con cable subterráneo CU-XLP con capacidad de 179 MVA

Figura 11. Diagrama Unifilar Simplificado zona Los Mochis con obras propuestas Alternativa 1.



Cuadro 13. 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
Louisiana – Centenario /1,2	115	1	4	abr-19	abr-23
Louisiana – Mochis Centro /1,2	115	1	3.5	abr-19	abr-23
Total			7.5		

1/ Recalibrar tramo con cable subterráneo
 2/ Cable CU-XLP con capacidad de 179 MVA

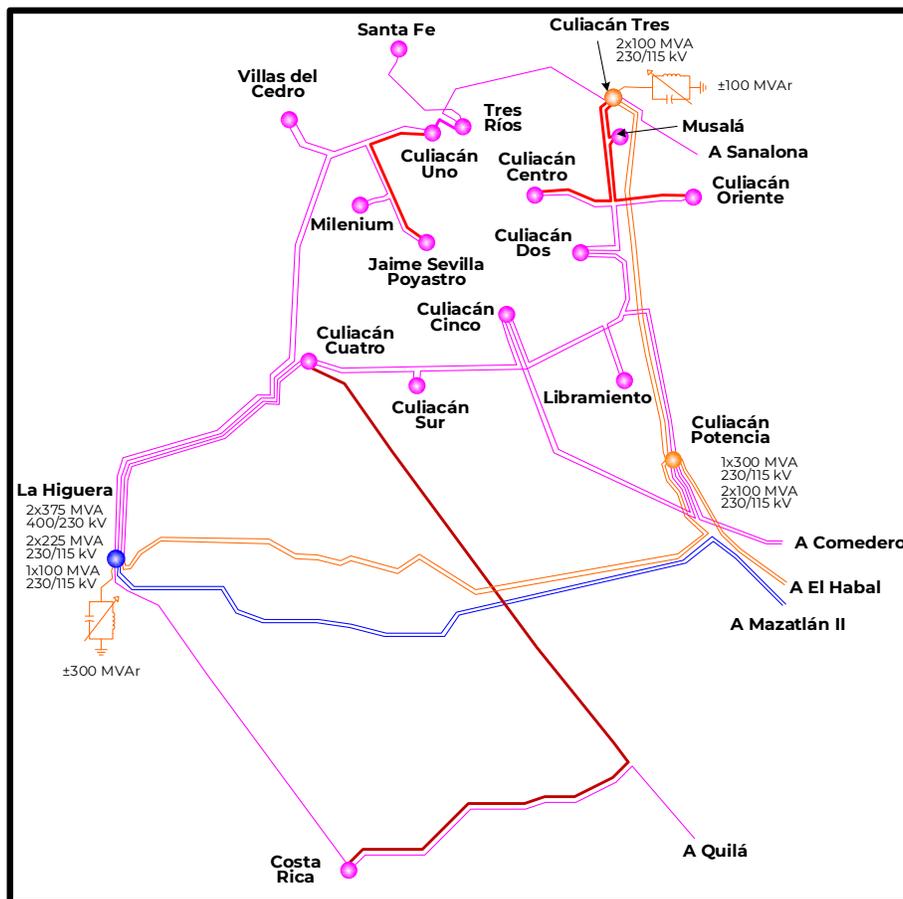
Zona Culiacán

Culiacán es la capital del estado de Sinaloa, está conformada por una red eléctrica que opera con tensiones de 400 kV, 230 kV y 115 kV.

En la figura 12 se muestra el diagrama geográfico de la zona de transmisión

Culiacán, donde se resaltan en color rojo oscuro las líneas de transmisión que presentan una problemática de sobrecarga desde el estado estable y en color rojo las líneas de transmisión que presentan la problemática de sobrecarga ante contingencia sencilla.

Figura 12. Diagrama geográfico de zona Culiacán



Diagnóstico operativo de la zona Culiacán.

La GCR Noroeste realizó el análisis de flujos de potencia para el escenario de demanda máxima de verano de 2023, considerando las características y nuevos límites de transmisión reportados por CFE-transmisión en enero del 2019. Cuadro 19.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos del análisis de contingencia para el escenario de demanda máxima de verano de 2023.

Se concluye que se requiere incrementar la capacidad de transmisión de las cinco líneas de transmisión en 115 kV que registrarían un flujo de potencia por encima del

límite operativo ante contingencia sencilla. El análisis de contingencias realizado a la zona Culiacán se muestra en el Cuadro 20, se observa la problemática de sobrecarga de las líneas de transmisión mencionadas

ante contingencia sencilla, cabe mencionar que la línea 73950 de Culiacán Cuatro a Costa Rica de acuerdo con la estadística del 2018 podría presentar sobrecargas en estado estable.

Cuadro 14. Características de LTCPS en 115 kV con problemática de sobrecarga en la zona Culiacán

No.	Línea de Transmisión (con tramos subterráneos)	Fecha Operación	Tensión (kV)	Calibre	Longitud (km-c)
1	Culiacán Cuatro - 73950 – Costa Rica	1982	115	AL-XLP-750	34.20
2	Culiacán Tres - 73890 – Culiacán Centro	1992	115	AL-XLP-750	5.45
3	Culiacán Tres - 73880 – Isla Musala	1992	115	CU-XLP-1000	1.30
4	Culiacán Uno - 73300 – Jaime Sevilla Poyastro	2009	115	AL-XLP-750	5.33
5	Culiacán Oriente - 73310 – Isla Musala	2011	115	AL-XLP-750	4.73
Total					51.01

Cuadro 15. LT en 115 kV con problemática de sobrecarga ante contingencia

Línea de Transmisión		Contingencia	
Nomenclatura	Tensión (kV)		
Culiacán Cuatro-73950-Costa Rica	115	LT La Higuera-73N00-Costa Rica	
Culiacán Tres-73890-Culiacán Centro		LT Culiacán Tres-73880-Isla Musala	
Culiacán Tres-73880-Isla Musala		LT Culiacán Uno-73310-Isla Musala	
		LT Culiacán Tres-73890-Culiacán Centro	
		LT Culiacán Potencia-73810-Culiacán Dos	
		LT La Higuera-A3N50-Culiacán Poniente	
		LT Culiacán Libramiento-73430-Culiacán Cinco	
		LT La Higuera -73400-Culiacán Cuatro	
Culiacán Uno-73300-Jaime Sevilla Poyastro		LT La Higuera -73410-Culiacán Cuatro	
		LT La Higuera -73N00-Costa Rica	
		LT Culiacán Uno-73300-Jaime Sevilla Poyastro	
Culiacán Oriente-73310-Isla Musala		LT La Higuera -73910-Culiacán Millenium	
		LT Culiacán Tres-73890-Culiacán centro	
			LT Culiacán Potencia-73810-Culiacán Dos

En la zona Culiacán se registra la siguiente línea de transmisión que opera con sobrecarga en estado estacionario:

1. La línea de transmisión Culiacán Cuatro – 73950 – Costa Rica aislada a 115 kV, opera a un voltaje de 115 kV, tiene una longitud de 34.201 km. Se compone por cuatro tramos; a la salida de la SE Culiacán Cuatro tiene Cable Al-

XLP-750 KCM un conductor por fase en 1.201 km, posteriormente en un segundo tramo tiene cable conductor calibre 477 ACSR, un conductor por fase en 2.3 km; en un tercer tramo tiene cable calibre 477 ACSR en 17.7 km y en un cuarto tramo tiene cable conductor calibre 795 ACSR, en 13 km, montado sobre estructuras de acero doble circuito que comparte con la línea de

transmisión Costa Rica-73390-Quila (QLA), disposición vertical para llegar a la subestación Costa Rica; su antigüedad data de 1982.

En la zona Culiacán se registran las siguientes líneas de transmisión que operan con sobrecarga ante contingencia sencilla:

1. La LT Culiacán Tres – 73890 – Culiacán Centro aislada a 115 kV, opera a un voltaje de 115 kV, tiene una longitud de 5.448 km, conecta a la SE Culiacán Tres (CUT) con la SE Culiacán Centro (CCC). La línea está compuesta por tres tramos; a la salida de la Subestación Culiacán Tres tiene Cable Cu-XLP-1000 KCM en 1.448 km en banco de ductos que comparte con la línea Culiacán Tres -73880 – Isla Musala, en un segundo tramo tiene cable conductor calibre 795 ACSR, en 3.205 km, montada sobre postes troncocónicos doble circuito que comparte con las líneas Isla Musala -73J00- Culiacán Oriente; en un tercer tramo tiene cable calibre Al-XLP-750 KCM en 0.8 km en banco de ductos que comparte con la línea Culiacán Centro - 73370-Culiacán Dos, hasta la llegada a la Subestación Culiacán Centro, su antigüedad data de 1992.
2. La LT Culiacán Tres – 73880 – Isla Musala aislada a 115 kV, opera a un voltaje de 115 kV, tiene una longitud de 5.448 km, conecta a la SE Culiacán Tres (CUT) con la SE Isla Musala (ISM). La línea está compuesta por una sola sección, de la salida de la SE Culiacán Tres tiene Cable Cu-XLP-1000 KCM en 1.3 km en banco de ductos que comparte con la línea Culiacán Tres -73890 - Culiacán Centro, hasta la llegada a la SE Isla Musala, su antigüedad data de 1992.
3. La LT Jaime Sevilla Poyastro - 73J00 - Culiacán Uno aislada a 115 kV, opera a un voltaje de 115 kV, tiene una longitud de 5.333 km, conecta a la SE Jaime Sevilla Poyastro (JSP) con la SE Culiacán Uno (CUU), está compuesta por dos tramos; a la salida de la SE Jaime Sevilla Poyastro tiene Cable Al-XLP-750 KCM en 3.5 km donde comparte banco de ductos con la línea a SE Culiacán Milenium (CMI) – 73470 - Jaime Sevilla Poyastro, en un segundo tramo tiene Cable Cu-XLP-1000 KCM en 1.833 km donde comparte banco de ductos con la línea a SE La Higuera (HGA)- 73420- Culiacán Uno (CUU), disposición vertical para llegar a la SE Culiacán Uno; su antigüedad data de 2009.
4. La LT Isla Musala – 73J10 – Culiacán Oriente aislada a 115 kV, opera a un voltaje de 115 kV, tiene una longitud de 4.73 km, conecta a las SE Isla Musala (ISM) y Culiacán Oriente (CUO). La línea está compuesta por tres tramos; a la salida de la SE Isla Musala tiene Cable Cu-XLP-1000 KCM en 0.450 km donde comparte banco de ductos con línea Culiacán Tres -73890- Culiacán Centro, en un segundo tramo tiene cable conductor calibre 795 ACSR, en 1.78 km, montada sobre postes troncocónicos de 2 circuitos que comparte con línea Culiacán Tres -73890- Culiacán Centro; en un tercer tramo tiene Cable Al-XLP-

750 KCM en 2.5 km donde comparte banco de ductos con línea Culiacán Oriente -73460-Culiacán Dos, para llegar a la subestación Culiacán Oriente; su antigüedad data de 2011

Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 contiene 13.131 km-c de línea de transmisión. El Cuadro 21 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1. En la figura 13 se muestra gráficamente las obras de la Alternativa 1 asociadas a las líneas de

transmisión subterráneas de la zona Culiacán.

La Alternativa 2 contiene 13.032 km-c de línea de transmisión. En el Cuadro 22 se muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

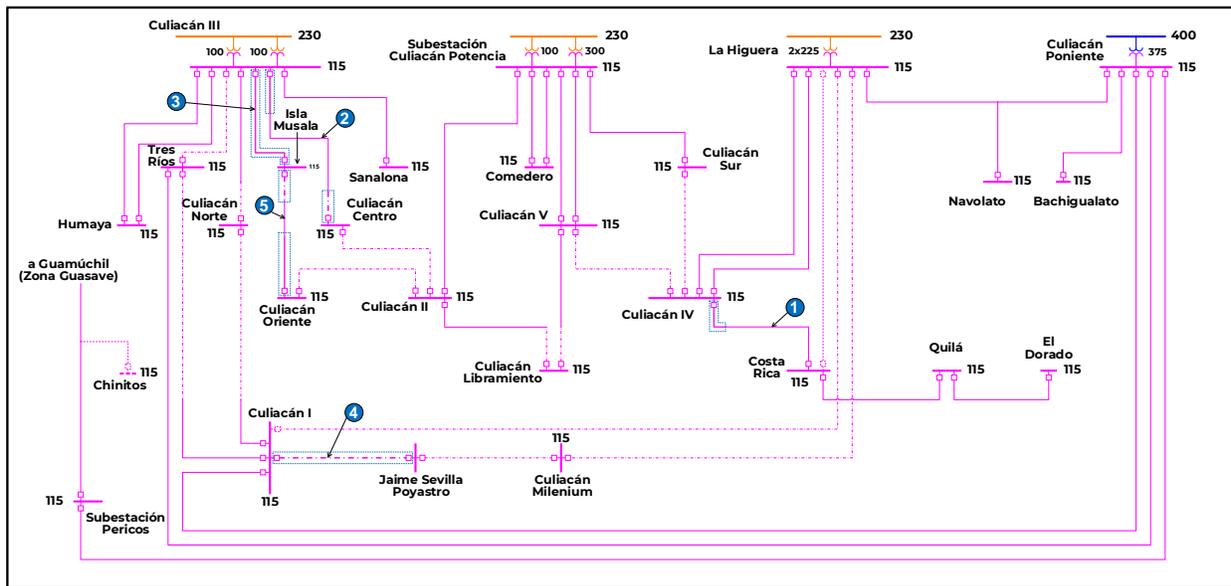
En conclusión, la Alternativa 1 permite incrementar la transmisión en la red de 115kV de la zona Culiacán cumpliendo con los objetivos de planeación y evita la sobrecarga en estado estacionario y ante contingencia n-1 cumpliendo con el objetivo de asegurar la Confiableidad.

Cuadro 16. Obras de transmisión de la Alternativa 1 de la Zona Culiacán

Líneas de Transmisión con cable de potencia subterráneo	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Culiacán Cuatro – Costa Rica /3,4	115	1	1.3	abr-19	abr-23
Culiacán Tres – Culiacán Centro /3,4	115	1	1.448	abr-19	abr-23
Culiacán Tres – Culiacán Centro /1,2	115	1	0.8	abr-19	abr-23
Culiacán Tres – Isla Musala /3,4,5,6	115	1	1.3	abr-19	abr-23
Jaime Sevilla Poyastro – Culiacán Uno /1,7	115	1	5.333	abr-19	abr-23
Isla Musala – Culiacán Oriente /3,4,5,6	115	1	0.45	abr-19	abr-23
Isla Musala – Culiacán Oriente /3,4	115	1	2.5	abr-19	abr-23
Total			13.131		

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/ Transición aérea subterránea a la llegada S.E.
6/ Remate de 0.1 km con cable subterráneo CU-XLP con capacidad de 179 MVA
7/ Cable CU-XLP con capacidad de 131 MVA

Figura 13. Diagrama Unifilar Simplificado zona Culiacán con obras propuestas Alternativa 1



Cuadro 17. 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
Culiacán Cuatro – Costa Rica /1,2	115	1	1,201	abr-19	abr-23
Culiacán Tres – Culiacán Centro /1,2	115	1	1,448	abr-19	abr-23
Culiacán Tres – Culiacán Centro /1,2	115	1	0,8	abr-19	abr-23
Culiacán Tres – Isla Musala /1,2	115	1	1,3	abr-19	abr-23
Jaime Sevilla Poyastro – Culiacán Uno /1,3	115	1	5,333	abr-19	abr-23
Isla Musala – Culiacán Oriente /1,2	115	1	0,45	abr-19	abr-23
Isla Musala – Culiacán Oriente /1,2	115	1	2,5	abr-19	abr-23
Total			13,032		

1/ Recalibrar tramo con cable subterráneo
2/ Cable CU-XLP con capacidad de 179 MVA
3/ Cable CU-XLP con capacidad de 131 MVA

Zona Mazatlán

Mazatlán está situada al sur del estado de Sinaloa, su red eléctrica principal está conformada con tensiones de 400 kV, 230 kV y 115 kV.

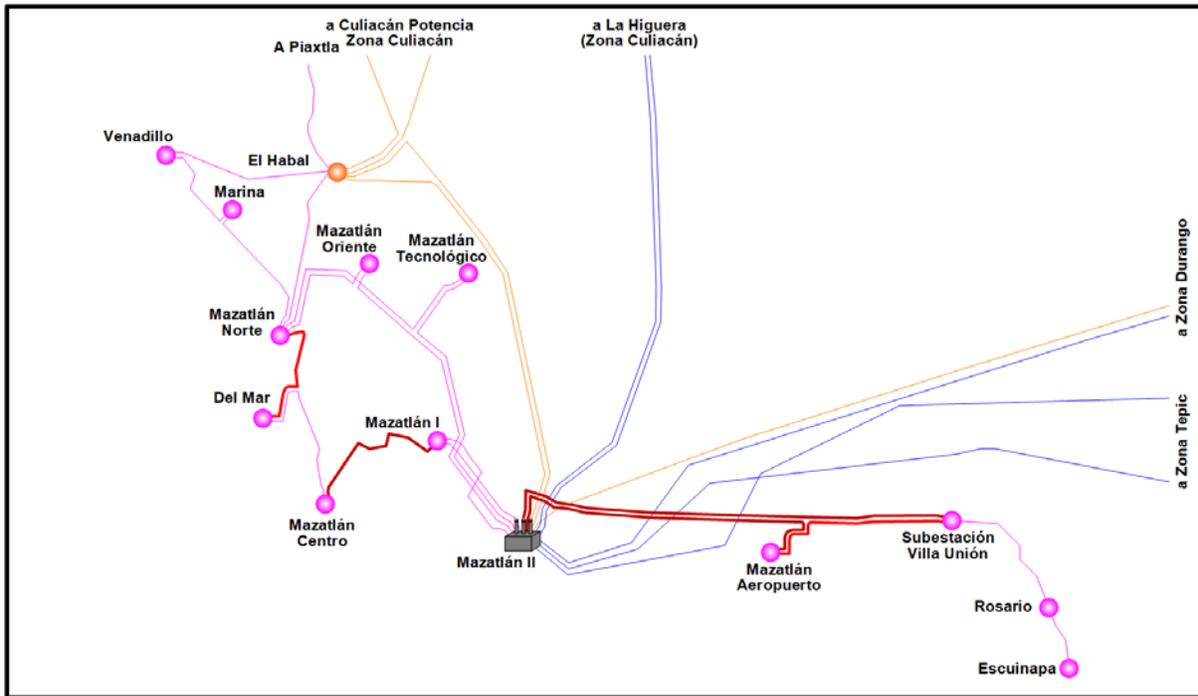
La figura 14 muestra el diagrama geográfico de la zona de transmisión Mazatlán, donde se resaltan en color rojo oscuro las líneas de Transmisión que presentan una problemática de sobrecarga desde el estado estable y en color rojo las líneas de transmisión que presentan la problemática de

sobrecarga ante contingencia sencilla de línea de transmisión.

Diagnóstico operativo de la zona Mazatlán.

La GCRNO realizó el análisis de flujos de potencia para el escenario de demanda máxima de verano de 2023, considerando las características y nuevos límites de transmisión reportados por CFE-transmisión en enero del 2019. Cuadro 23.

Figura 14. Diagrama geográfico de zona Mazatlán



Cuadro 18. Características de LTs en 115 kV con problemática de sobrecarga en zona Mazatlán

No.	Línea de Transmisión (con tramos subterráneos)	Fecha Operación	Tensión (kV)	Calibre	Calibre del tramo subterráneo limitante	Longitud total (km-c)
1	Mazatlán Uno - 73560 - Mazatlán Centro	2003	115	CU-XLP-750	5.23	73.7
2	Mazatlán Dos - 73K40 - Subestación Villa Unión	2014	115	AL-XLP-750	16.12	61.5
3	Mazatlán Dos - 73K00 - Mazatlán Aeropuerto	2012	115	AL-XLP-750	9.13	61.5
4	Mazatlán Aeropuerto - 73K10 - Subestación Villa Unión	2012	115	AL-XLP-750	7.94	61.5
5	Mazatlán Norte - 73550 - Del Mar	1988	115	CU-XLP-750	3.63	73.7
Total					42.02	331.9

Se concluye que se requiere incrementar la capacidad de transmisión de cinco líneas en 115 kV que se encuentran operando con un

flujo por encima del límite operativo. Cuadro 24.

Cuadro 19. Líneas de transmisión en 115 kV con problemática de sobrecarga ante contingencia

Línea de Transmisión		Contingencia
Nomenclatura	Tensión (kV)	
Mazatlán Uno-73560-Mazatlán Centro	115	LT Mazatlán Dos-73990-Mazatlán Oriente
		LT Mazatlán Dos -73920-Mazatlán Tecnológico
		LT Mazatlán Norte-73550-Del Mar
Mazatlán Dos-73K40-Subestación Villa Unión	115	LT Mazatlán Dos -73K00-Mazatlán Aeropuerto
		LT Mazatlán Aeropuerto-73K10- Subestación Villa Unión
Mazatlán Dos-73K00-Mazatlán Aeropuerto	115	U3 Mazatlán Dos
Mazatlán Aeropuerto-73K10-Subestación Villa Unión	115	LT Mazatlán Dos -73K40- Subestación Villa Unión
Mazatlán Norte-73550-Del Mar	115	LT Mazatlán Dos -73K40- Subestación Villa Unión
		LT Mazatlán Uno -73560-Mazatlán Centro

En la zona Mazatlán se registran las siguientes líneas de transmisión que operan con sobrecarga en estado estacionario:

1. La línea de transmisión **Mazatlán Uno -73560- Mazatlán Centro** aislada a 115 kV, opera a un voltaje de 115 kV, modalidad subterránea, tiene una longitud de 5.236 km, conecta a las SE Mazatlán Uno (MZU) y Mazatlán Centro (MAC). La línea 73560 sale con tramo aéreo desde la SE Mazatlán Uno. Tiene cable conductor calibre 795 ACSR, en 2.744 km y 2.492 km de manera subterránea para llegar a la SE MAC, con cable CU-XLP-750 KCM; su antigüedad data del año 2003.
2. La línea de transmisión **Mazatlán Dos - 73K40- Subestación Villa Unión** aislada a 115 kV, opera a un voltaje de 115 kV, tiene una longitud de 16.12 km, conecta a las SE Mazatlán Dos (MZD) y Villa Unión (SVU). La línea 73K40 sale a partir de SE Mazatlán Dos con una sección subterránea cable conductor calibre XLPE AL 750 MCM en 9.373 km, sobre banco de ductos de 6 pulgadas y el resto

de trayectoria de modalidad aéreo, tiene cable ACSR 795, un conductor por fase en 6.74 km, montada sobre estructuras auto soportadas de doble circuito y poste de acero tipo troncocónico, en esta sección de trayectoria comparte estructuras con la línea Mazatlán Aeropuerto -73K10 – Subestación Villa Unión, su antigüedad data del año 2013.

En la zona Mazatlán se registran las siguientes líneas de transmisión que operan con sobrecarga ante contingencia sencilla:

1. La línea de transmisión **Mazatlán Dos -73K00- Mazatlán Aeropuerto** aislada a 115 kV, opera a un voltaje de 115 kV, modalidad subterránea, tiene una longitud de 9.13 km, conecta a las SE Mazatlán Dos (MZD) y Mazatlán Aeropuerto (MAE). Tiene un cable conductor calibre XLPE AL 750 MCM, sobre banco de ductos de 6 pulgadas; su antigüedad data del año 2012.
2. La línea de transmisión **Mazatlán Aeropuerto - 73K10- Subestación Villa Unión** aislada a 115 kV, opera

a un voltaje de 115 kV, tiene una longitud de 7.94 km, conecta a las SE Mazatlán Aeropuerto (MAE) y Villa Unión (SVU). Tiene una sección subterránea cable conductor calibre XLPE AL 750 MCM, un conductor por fase en 1.2 km, sobre banco de ductos de 6 pulgadas y el resto de trayectoria de modalidad aéreo, con cable ACSR calibre 795 en 6.74 km, en esta sección de trayectoria comparte estructuras con la línea Mazatlán Dos - 73K40 – Subestación Villa Unión; su antigüedad data del año 2012.

3. La línea de transmisión Mazatlán Norte -73550 - Del Mar aislada a 115 kV, opera a un voltaje de 115 kV, modalidad subterránea, tiene una longitud de 3.632 km, conecta a las SE Mazatlán Norte (MZN) y Del Mar (DMA). Tiene cable conductor calibre XLP CU 750 MCM en toda su trayectoria, sobre banco de ductos de 6

pulgadas, su antigüedad data del año 1988.

Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

En la Alternativa 1 contiene 27.144 km-c de línea de transmisión. El Cuadro 25 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

En la figura 15 se muestra gráficamente las obras de la Alternativa 1 asociadas a las líneas de transmisión subterráneas de la zona Mazatlán.

En la Alternativa 2 contiene 25.827 km-c de línea de transmisión. En el Cuadro 26 se muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

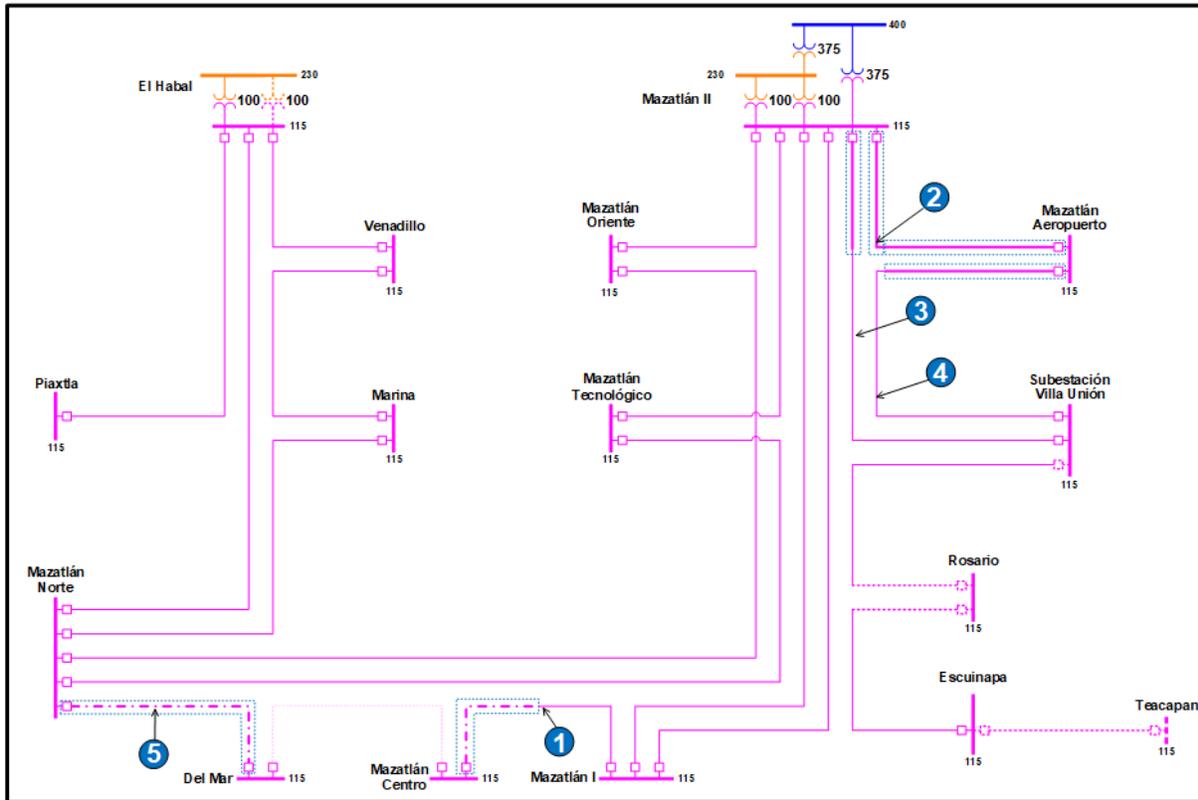
En conclusión, la Alternativa 1 permite incrementar la transmisión en la red de 115 kV de la zona Mazatlán cumpliendo con los objetivos de planeación y evita la sobrecarga en estado estacionario y ante contingencia n-1 cumpliendo con el objetivo de asegurar la Confiabilidad.

Cuadro 20. 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
Mazatlán Uno - Mazatlán Centro /1,2	115	1	2.492	abr-19	abr-23
Mazatlán Dos - Mazatlán Aeropuerto /3,4	115	1	9.31	abr-19	abr-23
Mazatlán Dos - Mazatlán Aeropuerto /5	115	1	1.2	abr-19	abr-23
Mazatlán Dos – Subestación Villa Unión /5	115	1	9.31	abr-19	abr-23
Mazatlán Aeropuerto – Subestación Villa Unión /3,4	115	1	1.2	abr-19	abr-23
Mazatlán Norte – Del Mar /1,6	115	1	3.632	abr-19	abr-23
Total			27.144		

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/ Tendido del segundo circuito.
 6/ Cable CU-XLP con capacidad de 131 MVA

Figura 2. Diagrama Unifilar Simplificado zona Mazatlán con obras propuestas Alternativa 1



Cuadro 26. Obras de transmisión de la Alternativa 2 de la Zona Mazatlán

Líneas de Transmisión con cable de potencia subterráneo	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Mazatlán Uno - Mazatlán Centro /1,2	115	1	2.492	abr-19	abr-23
Mazatlán Dos - Mazatlán Aeropuerto /1,2	115	1	9.13	abr-19	abr-23
Mazatlán Dos - Subestación Villa Unión /1,2	115	1	9.373	abr-19	abr-23
Mazatlán Aeropuerto - Subestación Villa Unión /1,2	115	1	1.2	abr-19	abr-23
Mazatlán Norte - Del Mar /1,3	115	1	3.632	abr-19	abr-23
			25.627		

1/ Recalibrar tramo con cable subterráneo
2/ Cable CU-XLP con capacidad de 179 MVA
3/ Cable CU-XLP con capacidad de 131 MVA

Alternativa propuesta.

Ambas alternativas incrementan la capacidad de transmisión de cada una de ellas con respecto a la infraestructura existente, ambas tienen la misma ganancia de capacidad de transmisión.

En cuanto a Confiabilidad, el proyecto permitirá satisfacer la demanda de los centros de consumo al eliminar las restricciones en las líneas de

transmisión y mejora la confiabilidad y seguridad del sistema.

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 de eliminar las restricciones de capacidad en los cables subterráneos en la red eléctrica de 115 kV en la GCR Noroeste.

P15-NO1 Culiacán Poniente entronque Choacahui – La Higuera (A3N40)

Diagnóstico operativo.

El suministro de energía eléctrica en la ciudad de Culiacán, capital del estado de Sinaloa y poblaciones aledañas se realiza por medio de Subestaciones Eléctricas (SE) con autotransformadores de 230/115 kV: La Higuera (HGA) con 2 de 225 MVA y uno de 100 MVA, Subestación Culiacán Potencia (SCP) con uno de 300 MVA y uno de 100 MVA y Culiacán Tres (CUT), con dos de 100 MVA cada uno. La SE La Higuera cuenta con transformación de 400/230 kV con dos autotransformadores de 375 MVA. En el año 2017 entró en operación la SE Culiacán Poniente (CPO), que cuenta con un transformador de 375 MVA de relación 400/115 kV, al entroncar la línea Choacahui (CHO) - A3N30 - La Higuera (HGA), con lo que se incrementó y reforzó la capacidad de transformación para suministrar la demanda de la zona.

En la zona se cuenta con generación hidroeléctrica conectada en la red de 115 kV de la zona Culiacán: Central Hidroeléctrica (CH) Humaya con 2 unidades de 45 MW, CH Sanalona con 2 unidades de 7 MW, CH Comedero con 2 unidades de 50 MW cuya generación hidroeléctrica es baja o nula en época de verano por usarse el agua almacenada en periodos de riego en los meses de octubre a abril y la Central Turbogás (CTG) Culiacán I con 1 unidad de 30 MW.

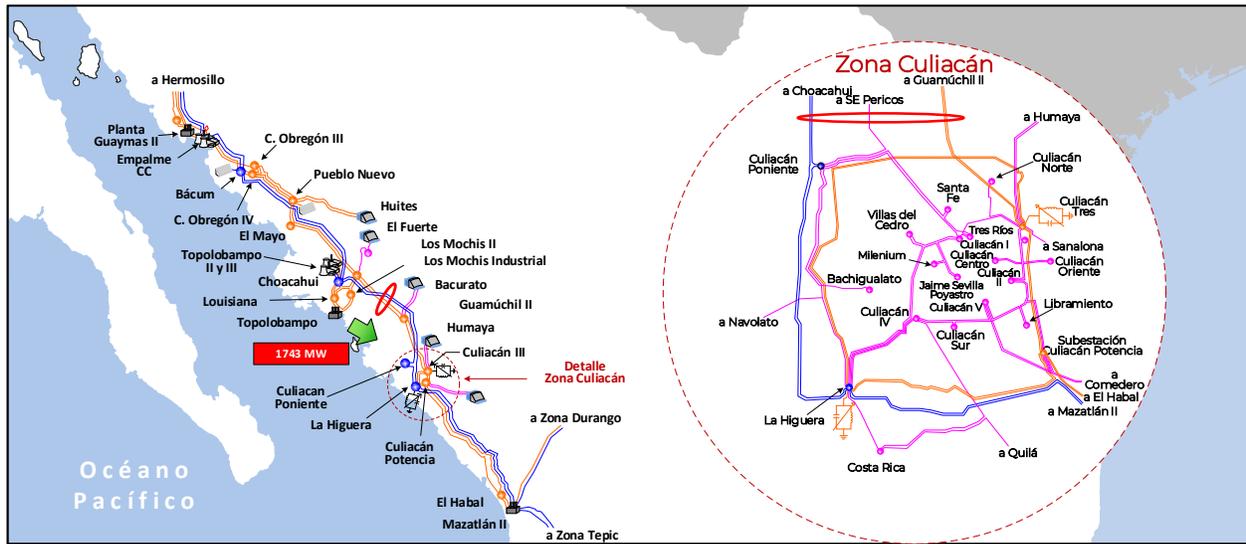
Con la entrada en operación de los proyectos de generación de las Centrales Eléctricas Ciclo Combinado Empalme con 887 MW en abril de 2019, Empalme II con 783 MW en mayo de 2019, Topolobampo II con 791 MW en mayo de 2019 y Topolobampo III con 766 MW en enero de 2020, se tendrá

generación interna suficiente para cubrir las demanda de energía eléctrica del estado de Sonora hasta la región de Los Mochis, Sinaloa, teniendo capacidad para exportar energía hacia las regiones vecinas como son el estado de Chihuahua (corredor de transmisión Nacozari – Nuevo Casas Grandes) y las regiones de Culiacán (corredor de transmisión Los Mochis – Guamúchil/Culiacán), Mazatlán y Occidente del país (corredor de transmisión Mazatlán – Tepic), por tanto, se prevén altos flujos en los corredores de transmisión mencionados.

Para el 2020, con la puesta en operación de 3,227 MW de los 4 Ciclos Combinados mencionados previamente, el corredor de transmisión Los Mochis – Guamúchil/Culiacán, que está compuesto por dos circuitos en 400 kV entre las SE Choacahui a La Higuera/Culiacán Poniente, dos circuitos en 230 kV entre las SE Los Mochis II (LMD) a Guamúchil II (GMD) y dos circuitos en 115 kV entre las SE Los Mochis Industrial (LMI) a Ruiz Cortines (RUC) y Los Mochis Industrial a Juan José Ríos (JJR), estará operando con valores de transmisión de congestión y con energía embotellada en las Centrales Eléctricas de Ciclo Combinado. Además, se reducirá la flexibilidad operativa para los programas de mantenimiento de las líneas de transmisión de 400 kV.

En la figura 1 se muestra el límite de transmisión previsto para el 2023 en el corredor Los Mochis – Guamúchil/Culiacán de 1743 MW y la zona de suministro de energía eléctrica en la ciudad de Culiacán.

Figura 1. Límite de transmisión del corredor Los Mochis a Guamúchil/Culiacán en 2023



La contingencia de la línea de transmisión de Culiacán Poniente - A3N50 - La Higuera en 400 kV, define el límite de transmisión del corredor Los Mochis – Culiacán que se muestra en la figura 1. Por esta contingencia y para un flujo de 1,743 MW, se presenta sobrecarga del 20% del valor nominal del transformador de Culiacán Poniente 400/115 kV. La sobrecarga del 20 % es el límite máximo permisible ante contingencias que permite CFE-Transmisión. Para aprovechar al máximo la disponibilidad de generación competitiva de Ciclos Combinados y la generación solar del Noroeste del país, se evaluaron las propuestas de solución para incrementar la capacidad de transmisión por este enlace y evitar la sobrecarga del transformador de Culiacán Poniente.

El entronque de la línea de 400 kV Choacahui – La Higuera en la SE Culiacán Poniente, incrementa la capacidad de transmisión en este corredor. En los programas PAMRNT 2015-2029, 2016-2030, 2017-2031 y 2018-2032 el CENACE propuso este proyecto y no ha sido instruido por la SENER.

Descripción del proyecto que atiende la problemática.

El proyecto Culiacán Poniente entronque Choacahui – La Higuera (A3N40) incrementará la capacidad de transmisión en el corredor Los Mochis – Guamúchil/Culiacán que permite transportar los excedentes de generación renovable y de menor costo de producción hacia el resto del SIN. El proyecto consiste en las siguientes obras.

Transmisión:

- Entronque de la línea de transmisión Choacahui – La Higuera en la SE Culiacán Poniente con estructura de doble circuito, aislada y operada en 400 kV de 0.2 km de longitud aproximada.

Adicionalmente, el proyecto contempla dos alimentadores en 400 kV para la interconexión de las nuevas líneas de transmisión y equipos en SE Culiacán Poniente.

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.

Descripción de alternativas.

Las figuras 2 y 3 muestran los diagramas unifilares simplificados de las metas físicas (línea punteada) de cada alternativa analizada.

Figura 2. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

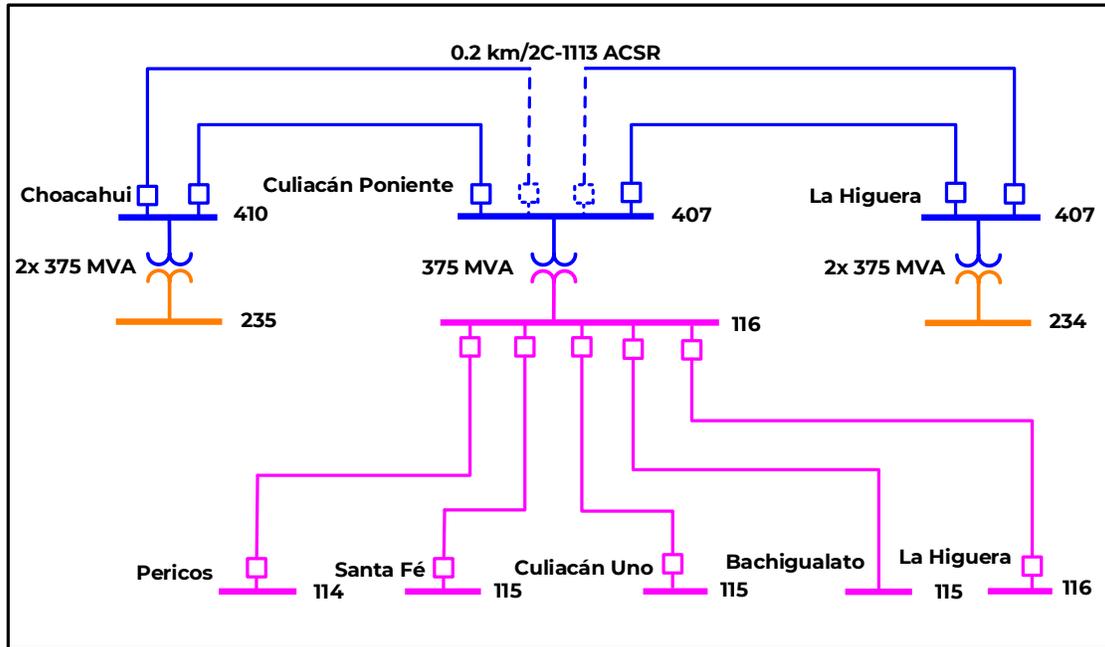
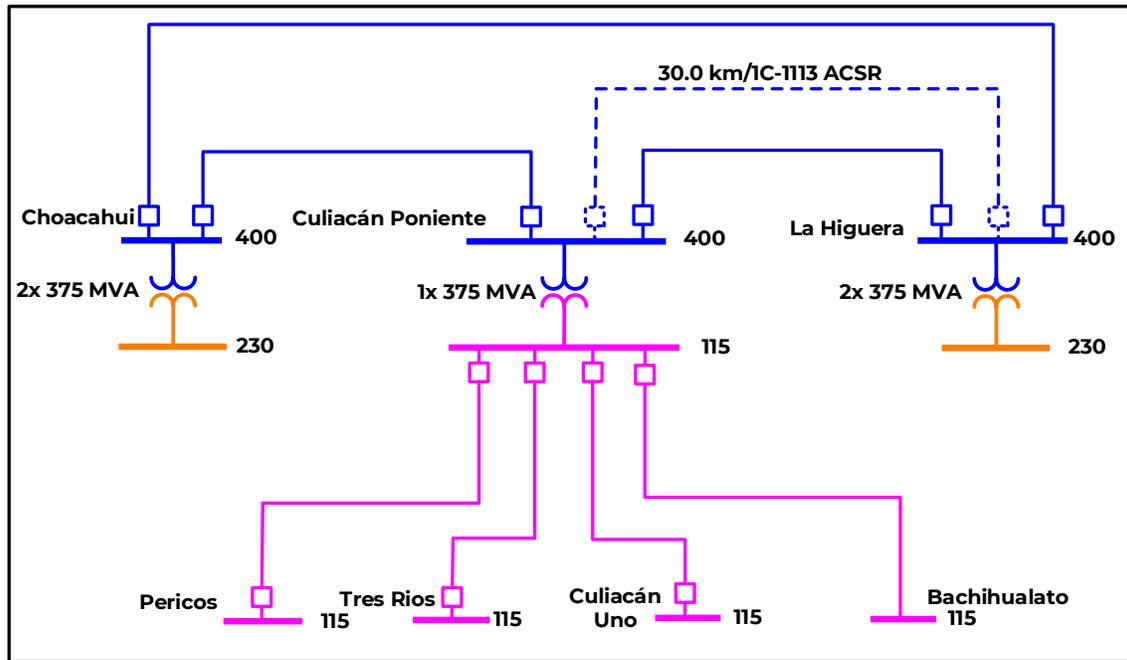


Figura 3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 contiene 0.4 km-c de línea de transmisión y requiere de dos alimentadores en la subestación Culiacán Poniente. La Alternativa 2 contiene 30 km-c de línea de transmisión y sus respectivos

alimentadores en las subestaciones Culiacán Poniente y La Higuera.

El cuadro 1 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

El cuadro 2 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 1. Obras de transmisión de la Alternativa 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Culiacán Poniente entronque Choacahui - La Higuera (A3N40)	400	2	0.4	abr-20	abr-23
Total			0.4		

Cuadro 2. Obras de transmisión de la Alternativa 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Culiacán Poniente - La Higuera	400	1	30.0	abr-20	abr-23
Total			30.0		

Indicadores técnicos

Con las alternativas de red eléctrica especificadas previamente, se podrá incrementar la capacidad de transmisión del corredor Los Mochis – Guamúchil/Culiacán, ya que la limitante de transmisión es por sobrecarga en el transformador de Culiacán Poniente.

Para una evaluación comparativa de límites en el 2023, en las figuras 4, 5 y 6 se muestran los límites de transmisión por sobrecarga del transformador y por estabilidad de tensión en las curvas características Potencia-Voltaje (P-V), sin el proyecto y con el proyecto para las alternativas 1 y 2.

Sin el proyecto (figura 4), ante la contingencia más crítica para la sobrecarga del transformador, (línea La Higuera - A3N50 - Culiacán Poniente) se

observa que primero se alcanza el límite de transmisión de 1,743 MW por la sobrecarga permisible en el transformador, respecto al límite por estabilidad de tensión.

Para la Alternativa 1 (figura 5) el límite de transmisión está definido por estabilidad de tensión, no por sobrecarga del transformador, ante la contingencia de la línea Choacahui - A3N30 - Culiacán Poniente. El límite de transmisión seguro es del orden de 1,988 MW. También, para la Alternativa 2 (figura 6) el límite de transmisión está definido por estabilidad de tensión, no por sobrecarga del transformador, siendo de 1,965 MW, ante la contingencia de la misma línea. Las ganancias en los límites de transmisión para las 2 alternativas son de 245 MW y 222 MW, respecto a la condición de red sin el proyecto.

Figura 4. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) sin proyecto y ante la contingencia n-1

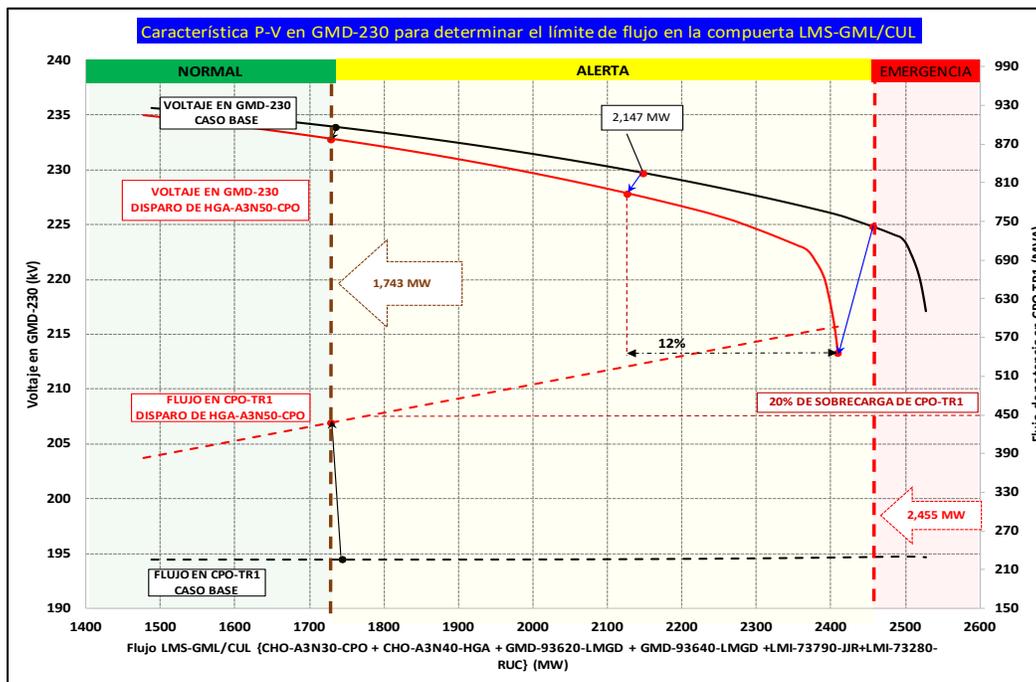


Figura 5. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) de la Alternativa 1 (Entronque CPO) con red completa y ante la contingencia n-1

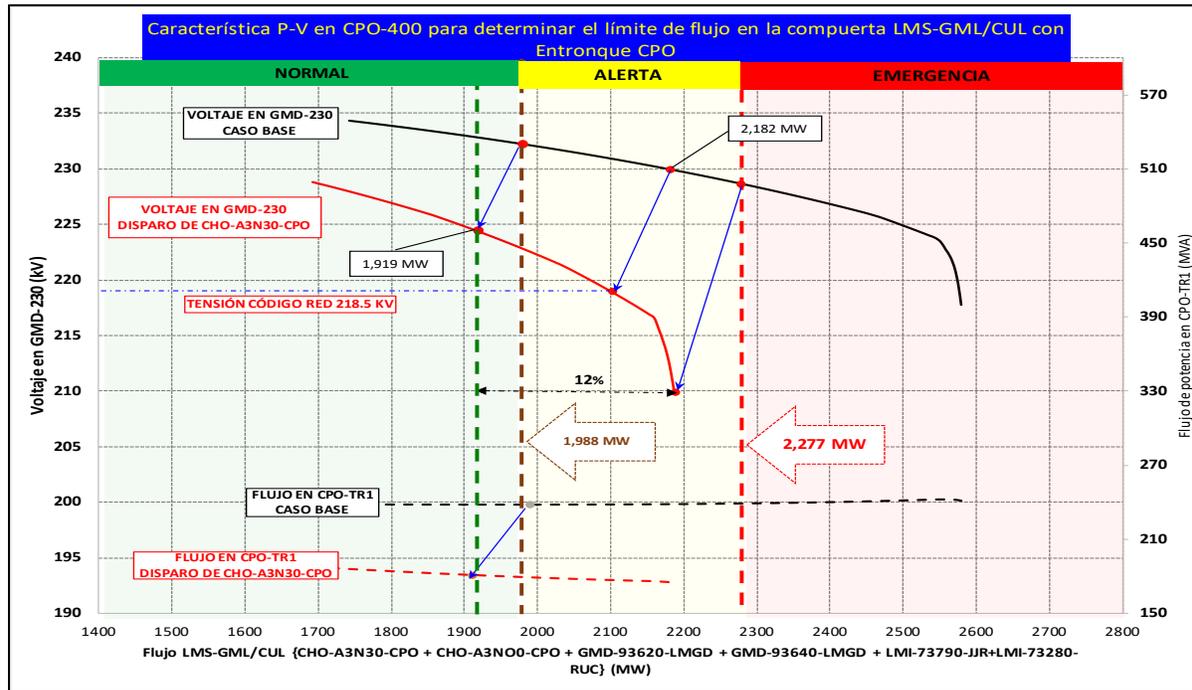
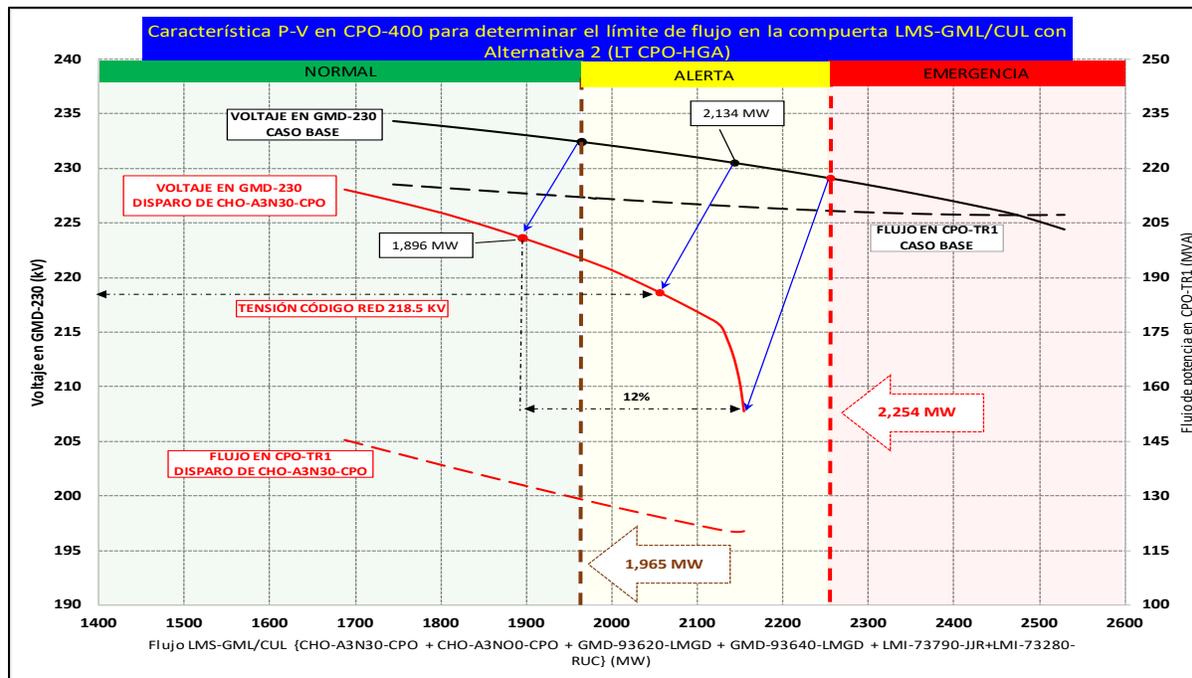


Figura 6. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) de la Alternativa 2 (LT CPO-HGA) con red completa y ante la contingencia n-1



Análisis de contingencias en estado estacionario en las alternativas.

Los estudios de estado estacionario proporcionan un panorama de las condiciones en la región de interés una vez que el sistema alcanza el punto de equilibrio, analizando el efecto de las contingencias N-1, supervisando los variables como son: tensión, potencia activa, reactiva y aparente (MVA) de los elementos de interés para identificar violaciones de tensiones, flujos de potencia y en el diseño del equipo eléctrico.

El caso base de flujos de potencia seleccionado es una condición de demanda máxima de la GCR Noroeste en la tarde, donde se incluye la representación detallada del SEN, como son las cargas por subestación, recursos de generación y topología esperada.

En las figuras 7 y 8 se muestra la condición sin/con el entronque en la SE Culiacán Poniente, de la región Norte del país comprendida por las GCR Noroeste, Norte y Noreste, con el corredor de transmisión Los Mochis – Guamúchil/Culiacán al límite establecido para cada escenario. Se resalta en amarillo la zona geográfica donde se ubica el proyecto.

La Alternativa 1, con el entronque, además de incrementar la transmisión por el corredor Los Mochis – Guamúchil/Culiacán, permite incrementar a su vez la generación económica de los Ciclos Combinados y solar del Noroeste del país sin congestionar la transmisión por el corredor Nacozari – Nuevo Casas Grandes.

Figura 7. Diagrama geográfico de las GCR Noroeste, Norte y Noreste Escenario de demanda máxima 16 Hs de 2023, sin entronque en SE Culiacán Poniente

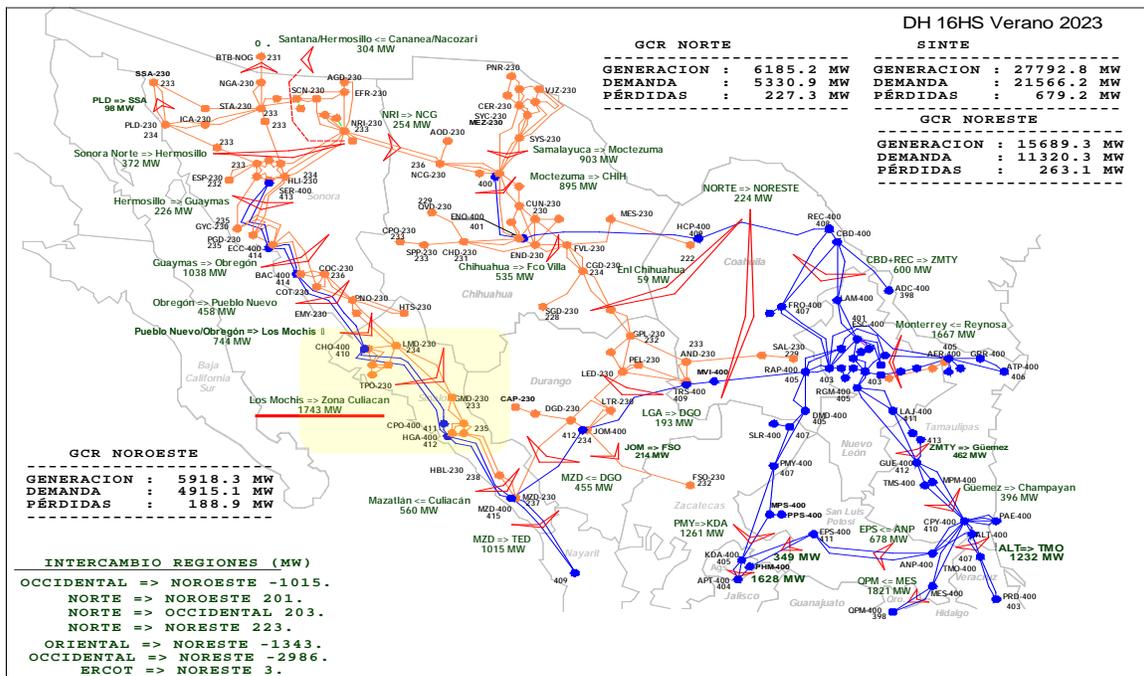
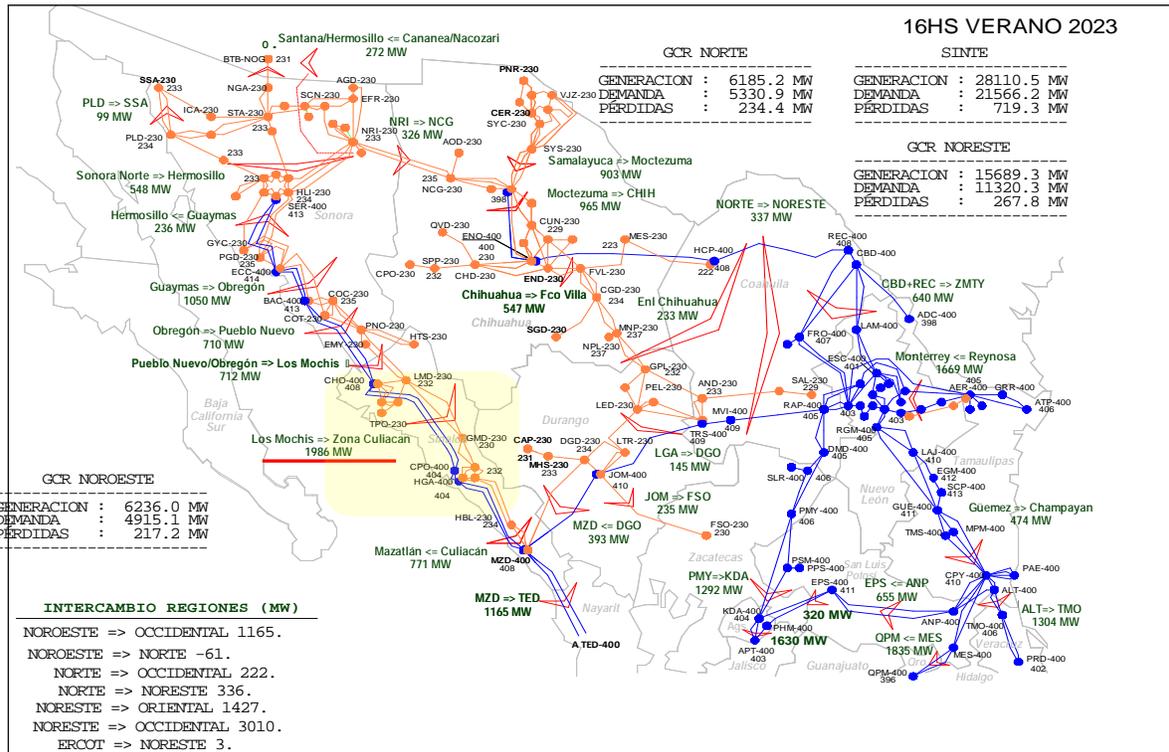


Figura 8. Diagrama geográfico de las GCR Noroeste, Norte y Noreste Escenario de demanda máxima 16 Hs de 2023, con entronque en SE Culiacán Poniente Alternativa 1



En las figuras 9, 10 y 11 se muestra la condición de la red eléctrica del área de influencia de la SE Culiacán Poniente para un escenario de demanda máxima del SIN a las 16 hs de 2023 para la condición de red actual, la Alternativa 1 y la Alternativa 2, respectivamente. En cada figura se muestra el estado pre-

contingencia del lado izquierdo y post contingencia en el lado derecho. La contingencia n-1 que se muestra es el disparo de la línea de transmisión Culiacán Poniente - A3N50 - La Higuera, la cual es la limitante operativa para el corredor de transmisión Los Mochis – Guamúchil/Culiacán.

Figura 9. Diagrama Unifilar Simplificado para la condición de red actual del corredor de transmisión Los Mochis-Guamúchil/Culiacán. Escenario de demanda máxima 16 hs de 2023

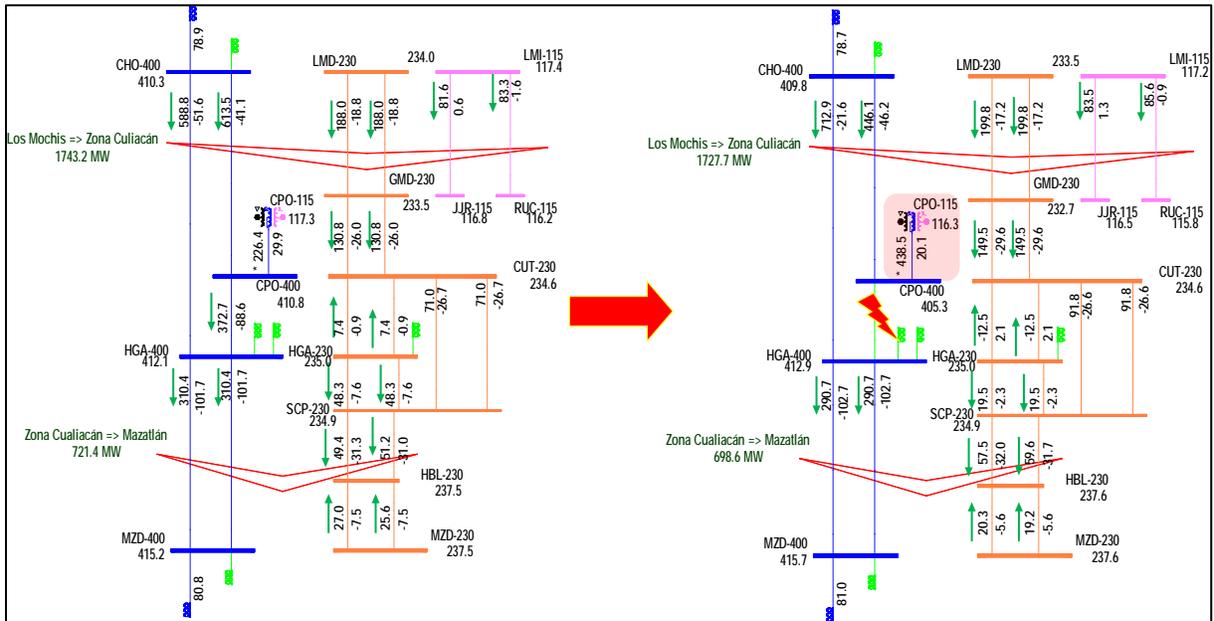


Figura 10. Diagrama Unifilar Simplificado para la Alternativa 1 del corredor de transmisión Los Mochis-Guamúchil/Culiacán. Escenario de demanda máxima 16 hs de 2023

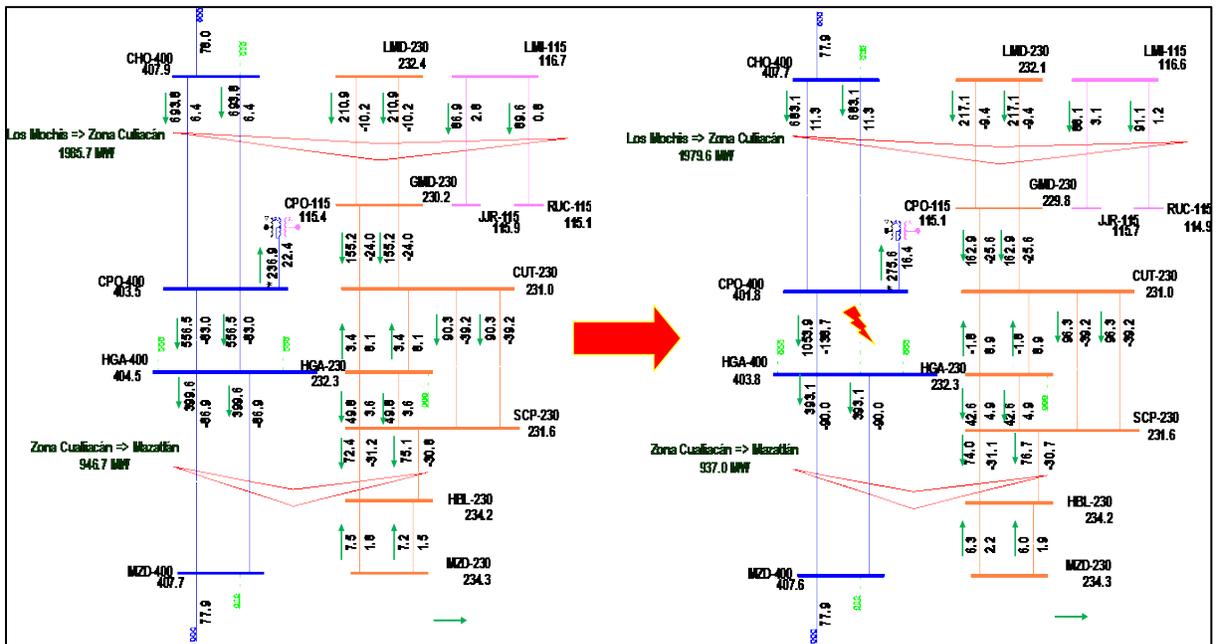
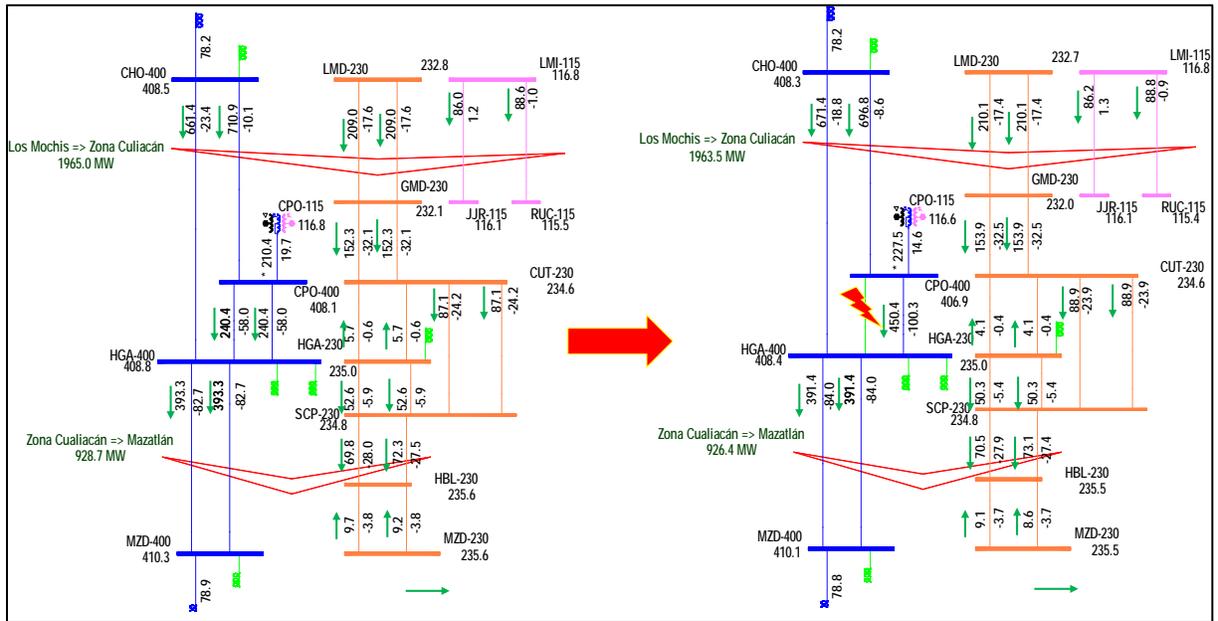


Figura 11. Diagrama Unifilar Simplificado para la Alternativa 2 del corredor de transmisión Los Mochis-Guamúchil/Culiacán. Escenario de demanda máxima 16 hs de 2023



Análisis de Estabilidad Transitoria.

En el análisis de estabilidad transitoria se evalúa el comportamiento dinámico del Sistema Eléctrico Nacional, observando el perfil de tensión en barras, los valores de las potencias aparente (MVA) y activa (MW), las aperturas angulares de las unidades de las Centrales Eléctricas y el comportamiento de la frecuencia, identificando el margen de estabilidad, las magnitudes de depresión de la tensión, incursiones de baja frecuencia, amortiguamiento e interacción de oscilaciones con esquemas de protecciones de las líneas. Se estudia el impacto que tiene la incorporación del proyecto en la Estabilidad del Sistema, analizando el efecto de las contingencias N-1 más severas.

Del análisis de estabilidad de tensión y de contingencias en estado estacionario, se observó que no se tienen problemas en los corredores de transmisión para los límites definidos.

Para comprobar su comportamiento dinámico, se simulan las mismas contingencias de líneas de transmisión, ante una falla trifásica en una SE a la que se conecta la línea de transmisión y su liberación con disparo a los 70 milisegundos.

Para las simulaciones de estabilidad transitoria se identifica como "C1" a la condición de red actual con flujo del corredor de transmisión Los Mochis – Guamúchil/Culiacán de 1,732 MW, y se identifica como "C2" a la Alternativa 1 con flujo del corredor de transmisión Los Mochis – Guamúchil/Culiacán de 1,986 MW.

Se simulan tres contingencias n-1:

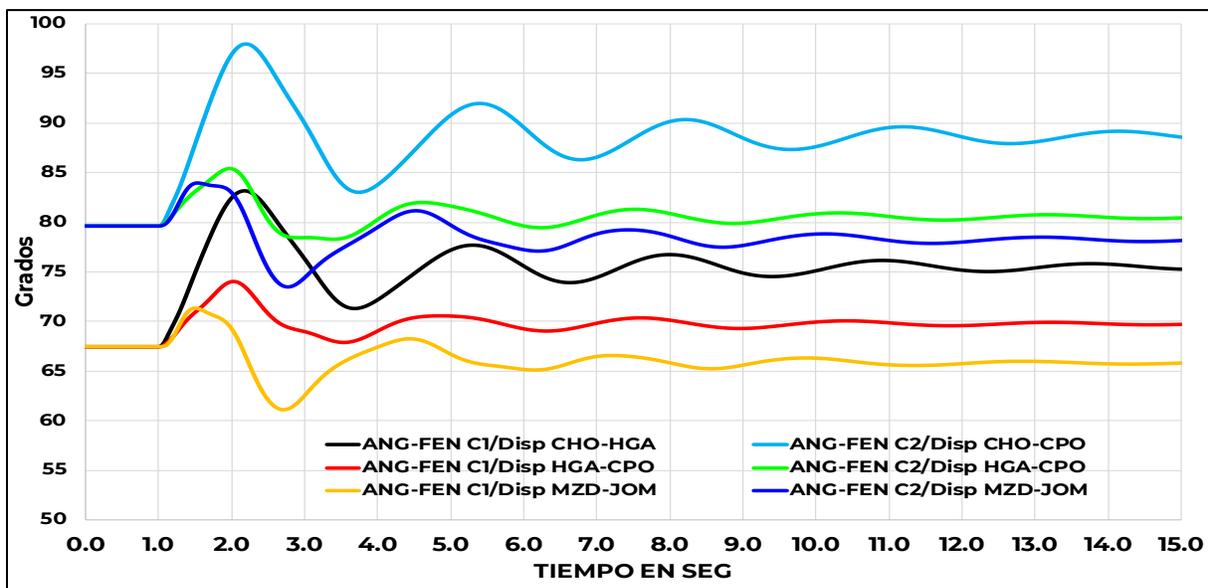
- Falla trifásica en la SE Choacahui en 400 kV y liberación con el disparo de LT entre las SE Choacahui y La Higuera, y para la Alternativa 1 la liberación con el disparo de la LT entre las SE Choacahui y Culiacán Poniente.

- Falla trifásica en la SE La Higuera en 400 kV y liberación con el disparo de LT entre las SE La Higuera y Culiacán Poniente.
- Falla trifásica en la SE MZD en 400 kV y liberación con el disparo de la LT entre las SE Mazatlán II y Jerónimo Ortiz Martínez.

La figura 12 presenta la apertura angular de la unidad 1 de la Central de Ciclo Combinado Fenosa Naco (FEN) ubicada

en la región de Aguaprieta, Sonora, respecto a la unidad 1 de la Central de Ciclo Combinado Tierra Mojada (CTM) ubicada en la región de Guadalajara Jalisco, para la condición operativa sin/con proyecto. Se puede observar que, aunque la apertura angular inicial es mayor para la Alternativa 1, debido a la mayor transmisión Norte - Sur en la GCR Noroeste por el incremento del límite, se presenta un amortiguamiento igual para ambos casos.

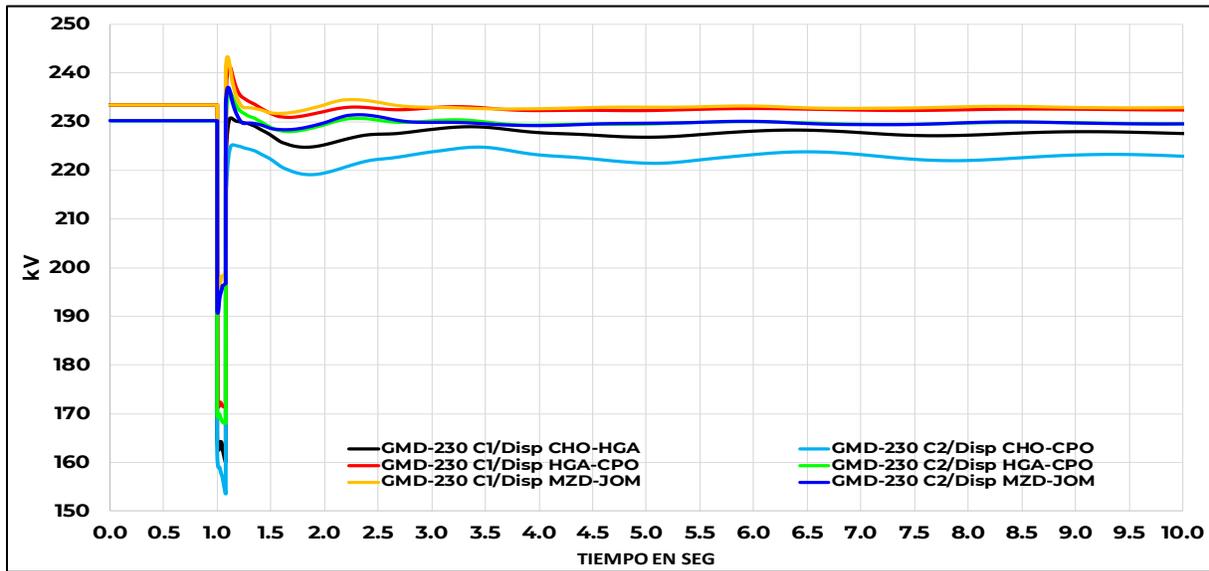
Figura 12. Apertura angular de la unidad 1 de CCC Fenosa Naco respecto a la Unidad 1 de CCC Tierra Mojada



La figura 13 presenta la tensión en la barra de 230 kV de la SE Guamúchil II. Se puede observar que, la contingencia Choacahui - La Higuera y Choacahui - Culiacán Poniente afecta directamente al corredor de transmisión Los Mochis - Guamúchil/Culiacán, para el caso con la

red actual sin proyecto y el caso con la Alternativa 1. Se tiene una caída en la tensión en la barra de 230 kV de la SE Guamúchil II entre 5.5-6 kV, quedando en ambos casos dentro de los límites establecidos por el Código de Red de 218.5 kV.

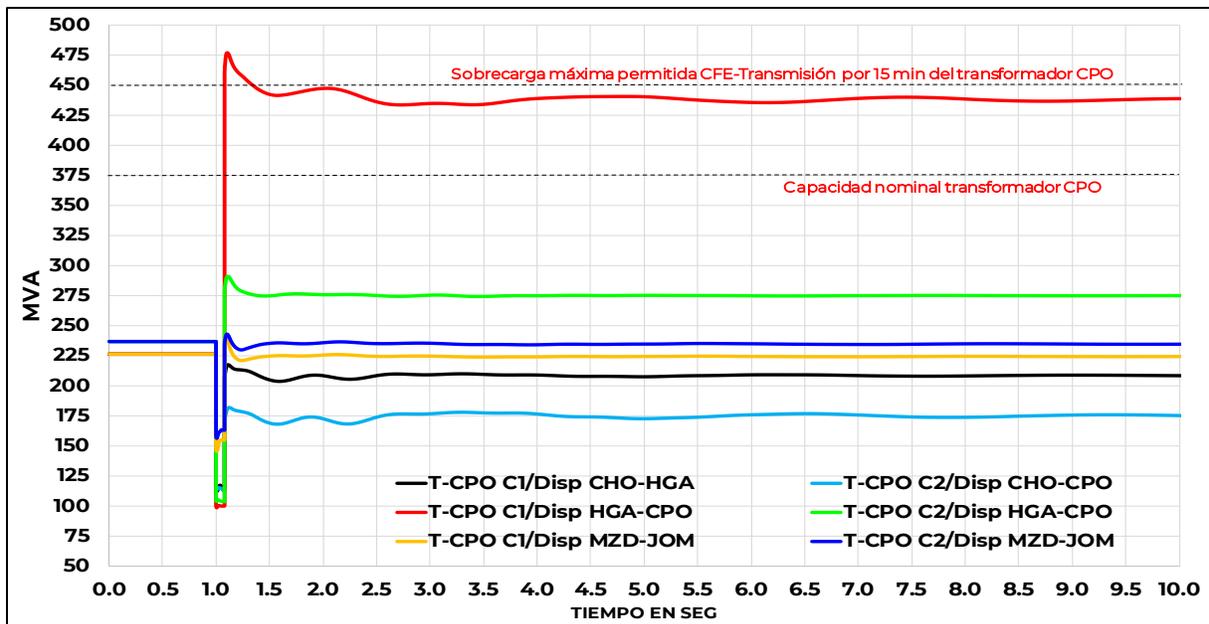
Figura 13. Tensión en la barra de 230 kV de la SE Guamúchil II



La figura 14 presenta el flujo en potencia aparente MVA del transformador de la SE Culiacán Poniente de 375 MVA. Se puede observar que sólo la contingencia

de la LT La Higuera - A3N50 - Culiacán Poniente se sobrecarga el transformador.

Figura 14. Flujo de potencia aparente MVA en el transformador de la SE Culiacán Poniente



En conclusión, la Alternativa 1 permite incrementar la transmisión en el corredor Los Mochis – Guamúchil/Culiacán cumpliendo con los objetivos de planeación: operación con Eficiencia Energética, soporte al Mercado Eléctrico Mayorista, satisfacer la Demanda y reducir Costos del Suministro. También evita la sobrecarga ante contingencia n-1 de la transformación en la SE Culiacán Poniente de 400/115 kV cumpliendo con el objetivo de asegurar la Confiabilidad.

Alternativa propuesta.

El cuadro 3 presenta el aumento en capacidad de transmisión de las alternativas estudiadas con respecto a la infraestructura existente; ambas tienen prácticamente la misma ganancia de capacidad de transmisión. Las ganancias en los límites de transmisión para las 2 alternativas son de 245 MW y 222 MW, respecto a la condición de red sin el proyecto. La Alternativa 2 tiene una desventaja importante desde el punto de vista constructivo ya que requiere la adquisición de derechos de vía para la línea de transmisión.

Cuadro 3. Aumento de capacidad de transmisión del proyecto

Límite de transmisión sin proyecto	Límite de transmisión con Alternativa 1	Límite de transmisión con Alternativa 2
1,743 MW	1,988 MW	1,965 MW

En cuanto a confiabilidad, el proyecto permitirá aprovechar al máximo la disponibilidad de generación competitiva de Ciclos Combinados y la generación solar del Noroeste del país, evita la saturación del transformador de la SE Culiacán Poniente y elimina la

congestión en el corredor Los Mochis – Guamúchil/Culiacán.

En el cuadro 4 se presenta un resumen de las principales características de confiabilidad y económicas de las dos alternativas analizadas.

Cuadro 4. 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 de la tensión	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I ² R	Menor	Mayor

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 entre las zonas Los Mochis y Culiacán.

P18-NE2 Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia - Salero

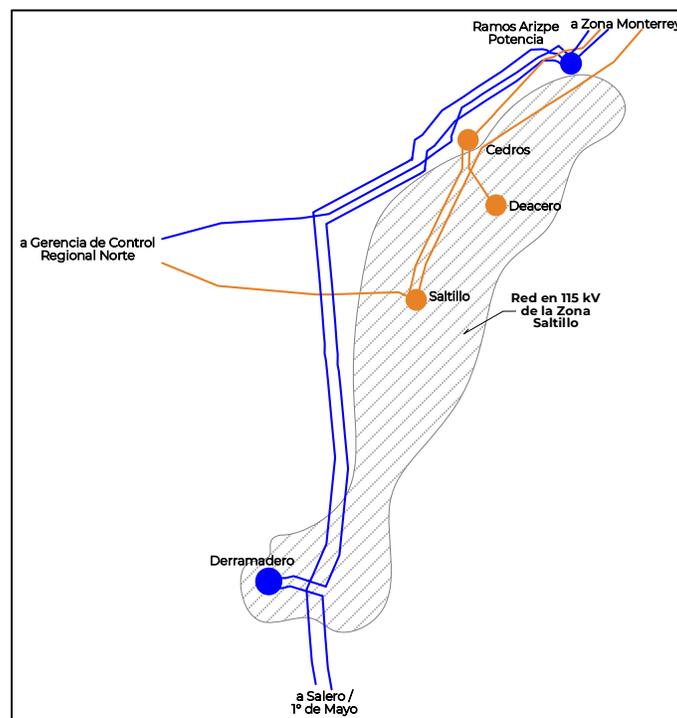
Diagnóstico operativo.

La ciudad de Saltillo es considerada como una de las zonas más industrializadas del país, especialmente dentro del ramo automotriz, lo cual ha generado un gran impulso en la economía de la zona. Al sur de esta ciudad se concentran varios parques industriales, entre ellos el Derramadero, el cual en poco tiempo ha tenido un crecimiento considerable.

Debido a la proyección de gran crecimiento industrial en la zona

Derramadero, surge la necesidad de brindar mayor confiabilidad a la red. Esto se logró a través de la entrada en operación de la SE Derramadero, la cual se conecta mediante el entronque de la línea en 400 kV entre las SE Ramos Arizpe Potencia y Primero de Mayo, cuenta con 375 MVA de capacidad y relación de transformación 400/115 kV y cuenta con 6 líneas de transmisión en 115 kV, que en conjunto con las SE Saltillo, Cedros y Ramos Arizpe Potencia conforman la red anillada de Saltillo (figura 1).

Figura 1. Red eléctrica de la zona Saltillo



El límite de transmisión entre la SE Ramos Arizpe Potencia hacia Derramadero y Primero de Mayo es de 1,350 MW, definido por el disparo de la línea Ramos Arizpe Potencia – Derramadero. Ante esta condición se sobrecargan los bancos de

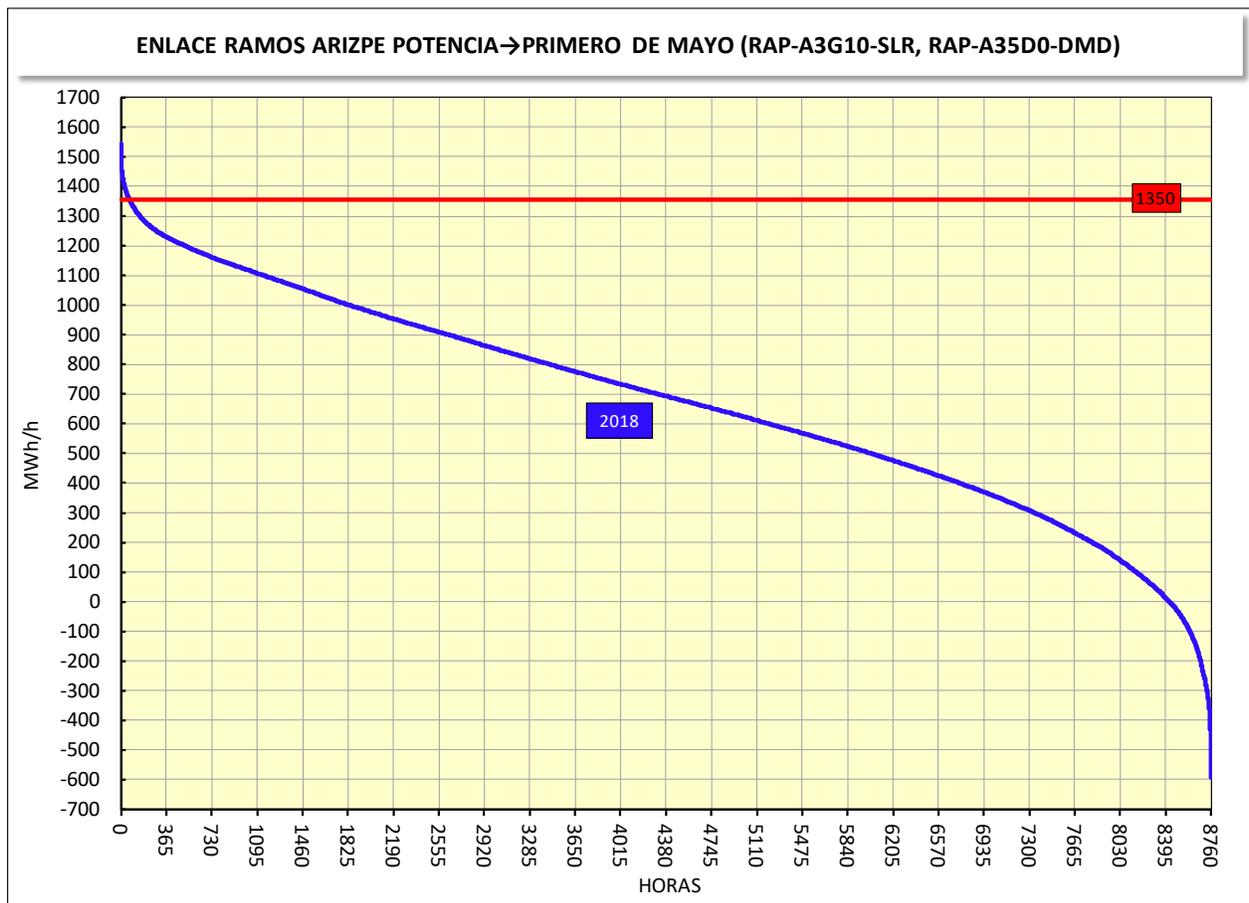
transformación 230/115 kV de la SE Saltillo; así como en el banco de transformación 400/115 kV de Ramos Arizpe Potencia, dado que el flujo de potencia activa que se transmite desde Saltillo a Aguascalientes, al perder la línea antes mencionada, se distribuye

por los bancos de transformación de Saltillo (230/115 kV), Cedros (230/115 kV); así como por el de Ramos Arizpe Potencia (400/115 kV), y fluyen a través de la red de 115 kV (red anillada en paralelo con las trayectoria Ramos Arizpe Potencia - Derramadero en 400 kV) hacia la SE Derramadero, continua su traslado por el transformador 400/115 kV que tiene instalado y regresa a la trayectoria de 400 kV que conecta con Primero de Mayo.

Actualmente, para evitar la sobrecarga de los bancos de la SE Saltillo; así como

el de Ramos Arizpe Potencia, que es el que más se sobrecarga ante la pérdida de la línea de transmisión Ramos Arizpe Potencia - Derramadero, se tiene implementado un Esquema de Acción Remedial (EAR) que manda una señal de desconexión del banco de Derramadero, dejando aislada la carga y la red eléctrica de 115 kV de la zona Saltillo. En la figura 2 se muestra la curva de duración de carga del enlace en cuestión, donde se observa el número de horas en que se han presentado valores de flujo de potencia por encima del límite antes mencionado.

Figura 2. Curva de duración de carga del enlace Saltillo - Aguascalientes



Descripción del proyecto que atiende la problemática.

Arizpe Potencia a Derramadero en 400 kV.

El proyecto Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia - Salero consiste en las siguientes obras.

Adicionalmente, el proyecto contempla los alimentadores necesarios para la conexión de las nuevas líneas de transmisión y equipos en subestaciones.

Transmisión:

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Entronque de la línea de transmisión en 400 kV Ramos Arizpe Potencia - Salero en la SE Derramadero, con una longitud de 3.2 km en torre de doble circuito con calibre 1113 ACSR de dos conductores por fase.

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2019.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2023.

Compensación:

Descripción de alternativas.

- Traslado de un banco de reactores con capacidad de 75 MVar (incluye fase de reserva) de la SE Ramos

Las figuras 3 y 4 muestran los diagramas unifilares simplificados de cada alternativa analizada.

Figura 3. Diagrama unifilar simplificado de la Alternativa 1

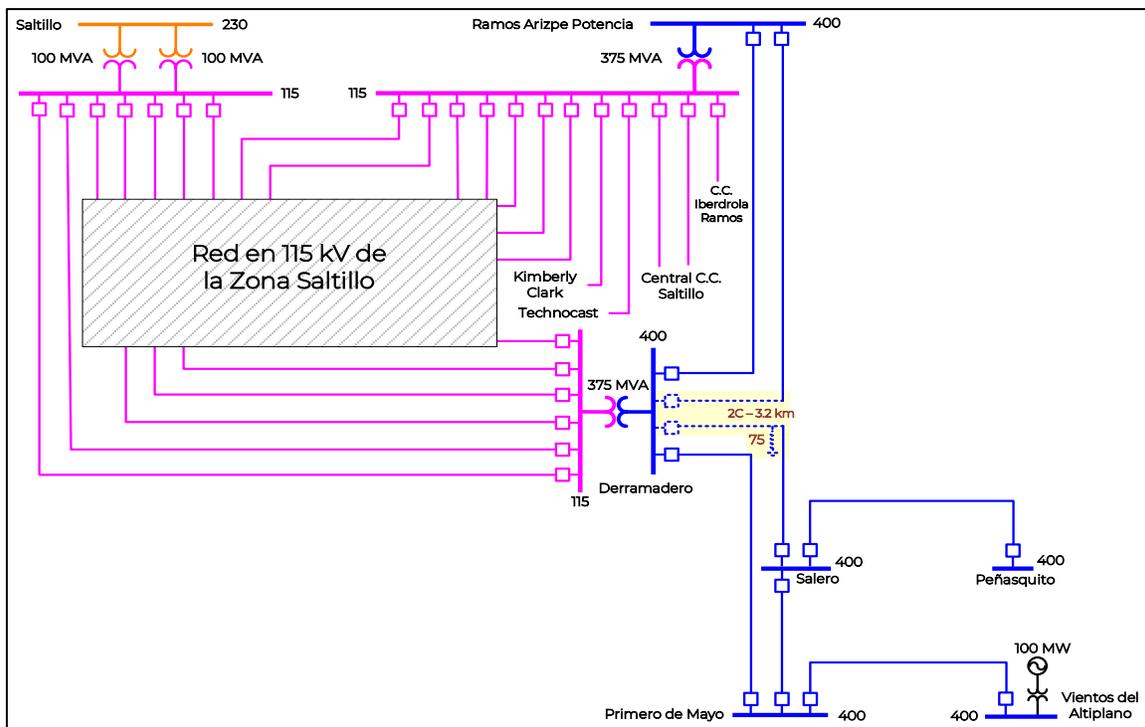
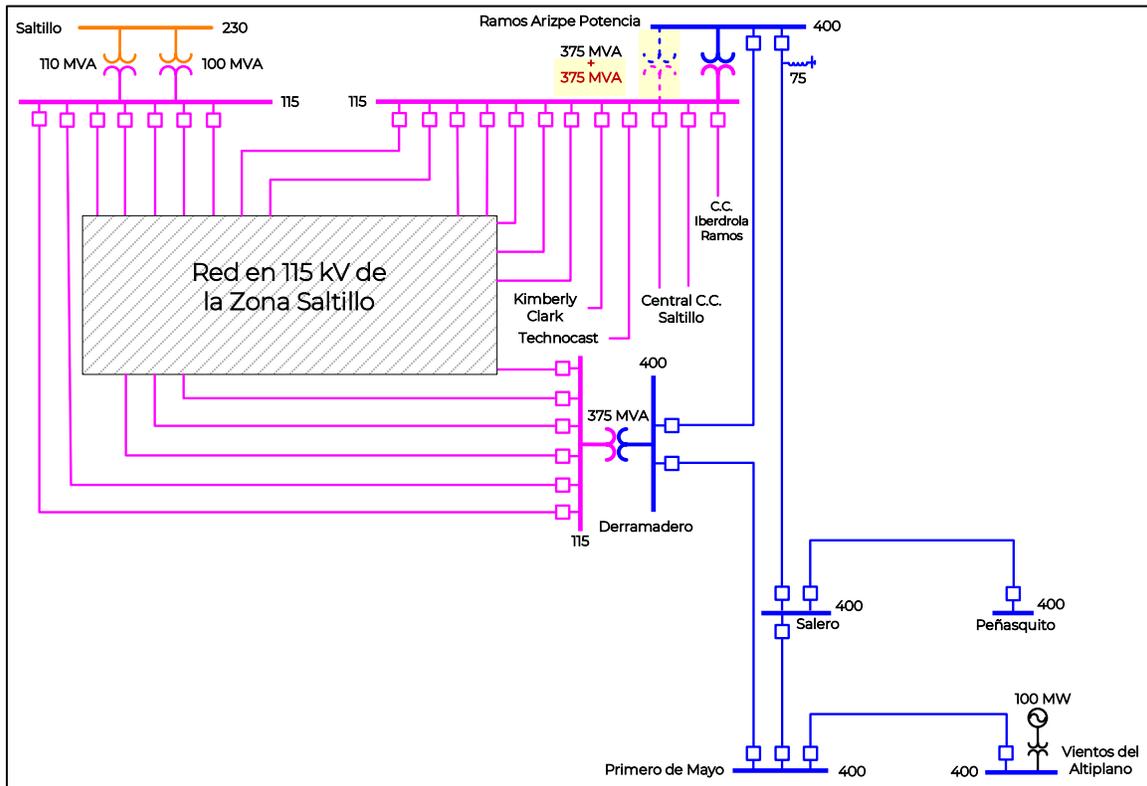


Figura 4. Diagrama Unifilar Simplificado de la Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 consta de 6.4 km-c de línea de transmisión en 400 kV y el traslado de 75 MVAR de compensación reactiva inductiva (se traslada hacia Derramadero el banco de reactores actualmente instalado en la SE Ramos

Arizpe Potencia). Mientras que la Alternativa 2 únicamente contiene 375 MVA de transformación 400/115 kV.

En los cuadros 1 y 2 se muestra un resumen de las metas físicas de la Alternativa 1, mientras que en el cuadro 3 se presenta lo correspondiente a la Alternativa 2.

Cuadro 1. Obras de transmisión de la Alternativa 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Derramadero entronque Ramos Arizpe - Salero (A3G10)	400	2	6.4	abr-19	abr-23
Total			6.4		

Cuadro 2. Obras de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Derramadero MVAR (reactor de línea) (traslado)	Reactor	400	75.0	abr-19	abr-23
Total			75.0		

Cuadro 3. Obras de transformación de la Alternativa 2

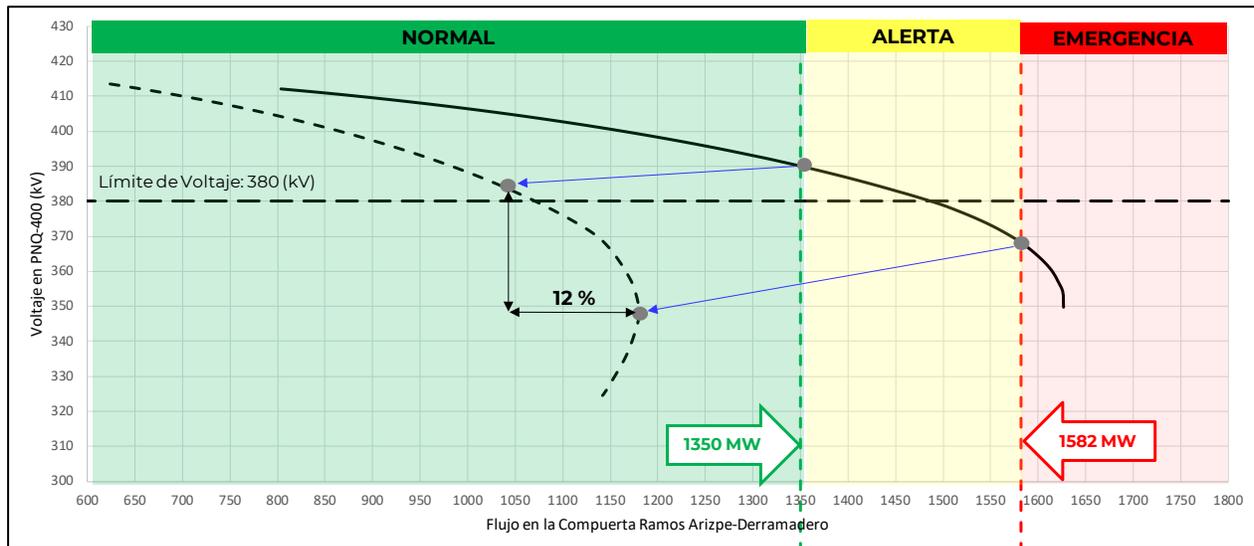
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Ramos Arizpe Potencia Banco 2	3	T	375.0	400/115	abr-19	abr-23
Total			375.0			

Indicadores técnicos.

En la figura 5 se muestra la curva P-V que se utilizó para determinar el límite de transferencia de potencia activa por estabilidad de voltaje entre las regiones Saltillo y Aguascalientes, que se compone de las líneas de transmisión Ramos Arizpe Potencia - Salero y Ramos Arizpe Potencia - Derramadero. En la curva se observa que la caída de tensión más severa se presenta en la SE

Peñasquito (en 400 kV), donde se conecta a la compañía minera Peñasquito y cuya demanda contratada es de 220 MW. Se aprecia también que el comportamiento del voltaje en este nodo se ve afectado (disminuido) por el incremento del flujo en la compuerta Ramos Arizpe Potencia – Primero de Mayo y, ante contingencia de la línea de transmisión Ramos Arizpe Potencia – Derramadero, la caída de tensión es de aproximadamente 5 kV.

Figura 5. Curva P-V de la compuerta Ramos Arizpe Potencia – Primero de Mayo (sin Proyecto)



De la gráfica también se puede ver el punto de colapso de tensión ante contingencia N-1, que en este caso consiste en la pérdida de la línea Ramos Arizpe Potencia – Salero, el cual se encuentra final de la línea punteada (1,175 MW). Si se considera un margen de seguridad del 12% a partir del punto de colapso antes mencionado, se determina que el límite máximo que se

puede transmitir por el corredor de transmisión, de manera segura y cuidando la estabilidad de voltaje es de 1,350 MW. Sin embargo, por lo mencionado en el diagnóstico este límite sólo aplica cuando el EAR se encuentra activo, ya que de otro modo con un flujo menor (1,245 MW) ya se tendrían sobrecargas en los transformadores de Saltillo.

En la figura 6 se muestra el efecto en la curva P-V que tendría la obra de la Alternativa 1, la cual consiste en el entronque de la línea Ramos Arizpe Potencia - Salero en la SE Derramadero (3.2 km de línea aproximadamente). Se observa que hay un incremento en la capacidad de transmisión de 57 MW, pasando de 1,350 MW a 1,407 MW en la compuerta Ramos Arizpe Potencia - Primero de Mayo. Además, con esta obra se podría evitar la sobrecarga en los bancos de Saltillo y Ramos Arizpe Potencia por la contingencia N-1 más severa (línea Ramos Arizpe Potencia-

Derramadero) y con esto retirar el Esquema de Acción Remedial actualmente implementado.

Por otro lado, en la figura 7 se presenta la curva P-V obtenida con la Alternativa 2, en ella se puede observar que el límite de la compuerta pasa de 1,350 MW a 1,382 MW y la contingencia que restringe el flujo es ahora la línea de transmisión Derramadero – Primero de Mayo ya que el voltaje post-contingencia en la subestación peñasquito es menor a 0.95 pu (380 kV).

Figura 6. Curva P-V de la compuerta Ramos Arizpe Potencia – Primero de Mayo (con la Alternativa 1)

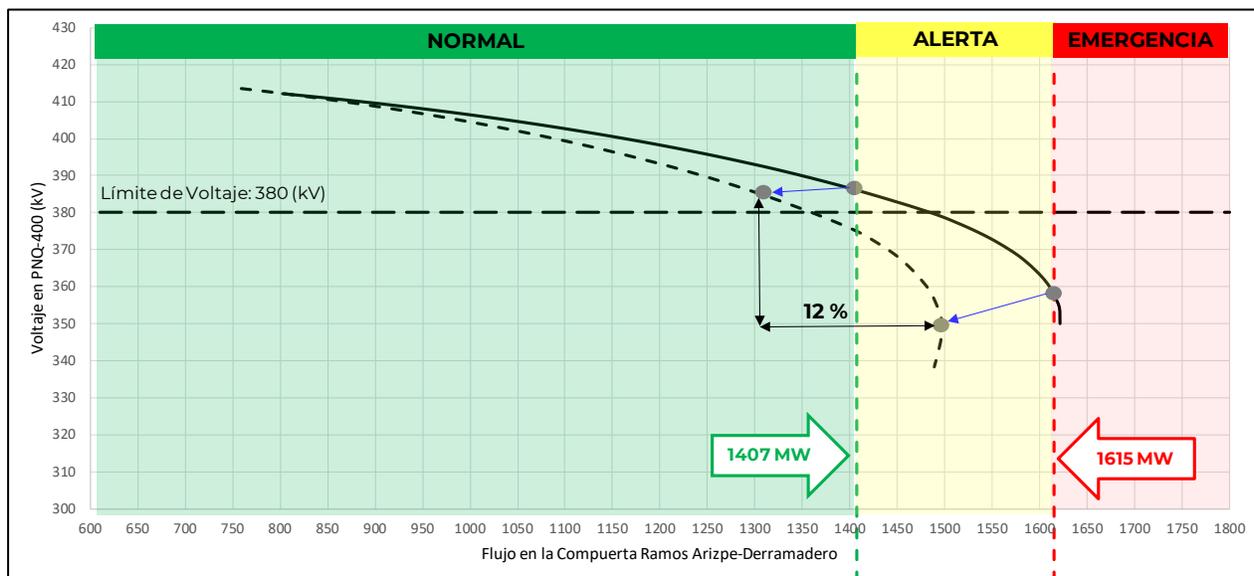
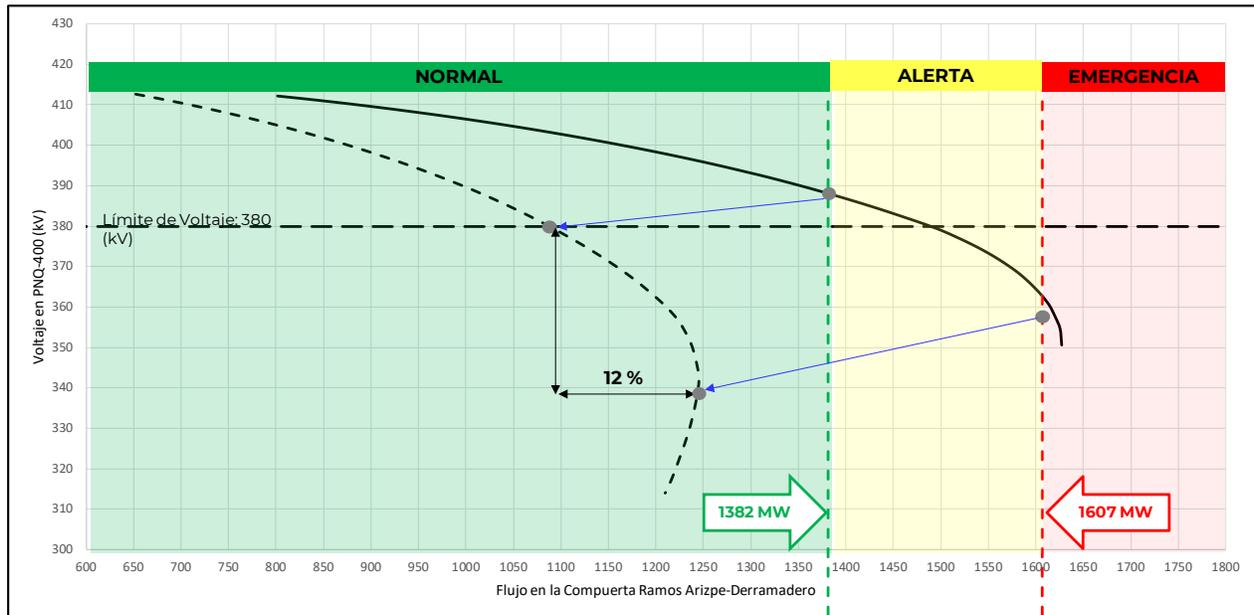


Figura 7. Curva P-V de la compuerta Ramos Arizpe Potencia – Primero de Mayo (con la Alternativa 2)



En la figura 7 se muestra la condición esperada para un escenario de alto flujo en la compuerta Ramos Arizpe Potencia - Primero de Mayo, la cual es una condición operativa que se ha venido presentando desde el año 2017 y que se espera sea aún más grave por la entrada en operación de Centrales Eléctricas de gran capacidad en la Gerencia de Control Noreste. En el diagrama mostrado se observan las condiciones limitantes con el Esquema de Acción Remedial implementado, llegando a un límite de 1,350 MW. Sin el esquema, el límite sería de 1,245 MW.

En las figuras 8 y 9 se muestran las mismas condiciones de red descritas anteriormente, pero con las alternativas 1 y 2, respectivamente. Se observa que, considerando las alternativas propuestas, ya no se presentan problemas de sobrecarga en la red por lo tanto se podría prescindir del EAR, mejorando la Confiabilidad de la zona. Por otra parte, en las figuras 10 y 11 se observa que la limitante del corredor ahora resulta el voltaje en la subestación Peñasquito y la contingencia más severa resulta en la falla de la línea Derramadero – Primero de Mayo.

Figura 7. Comportamiento del flujo de potencia en la red de Saltillo ante contingencia sencilla (sin proyecto)

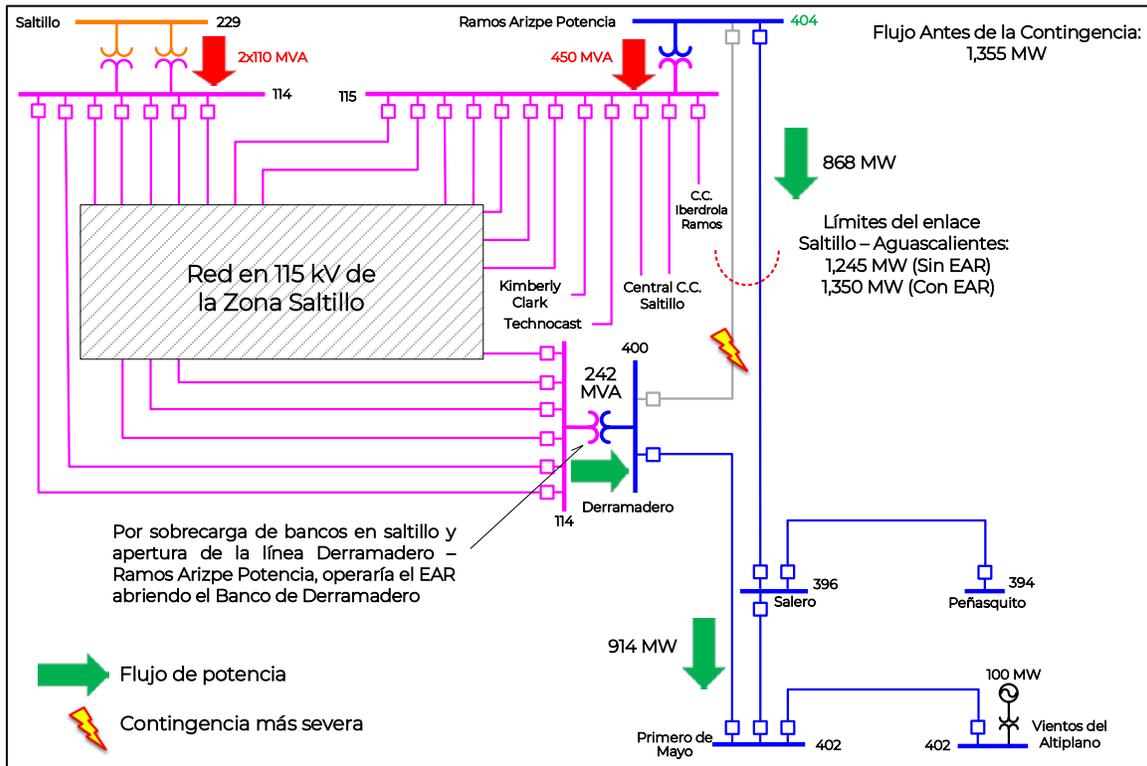


Figura 8. Comportamiento del flujo de potencia en la red de Saltillo ante contingencia sencilla (1) (con la Alternativa 1)

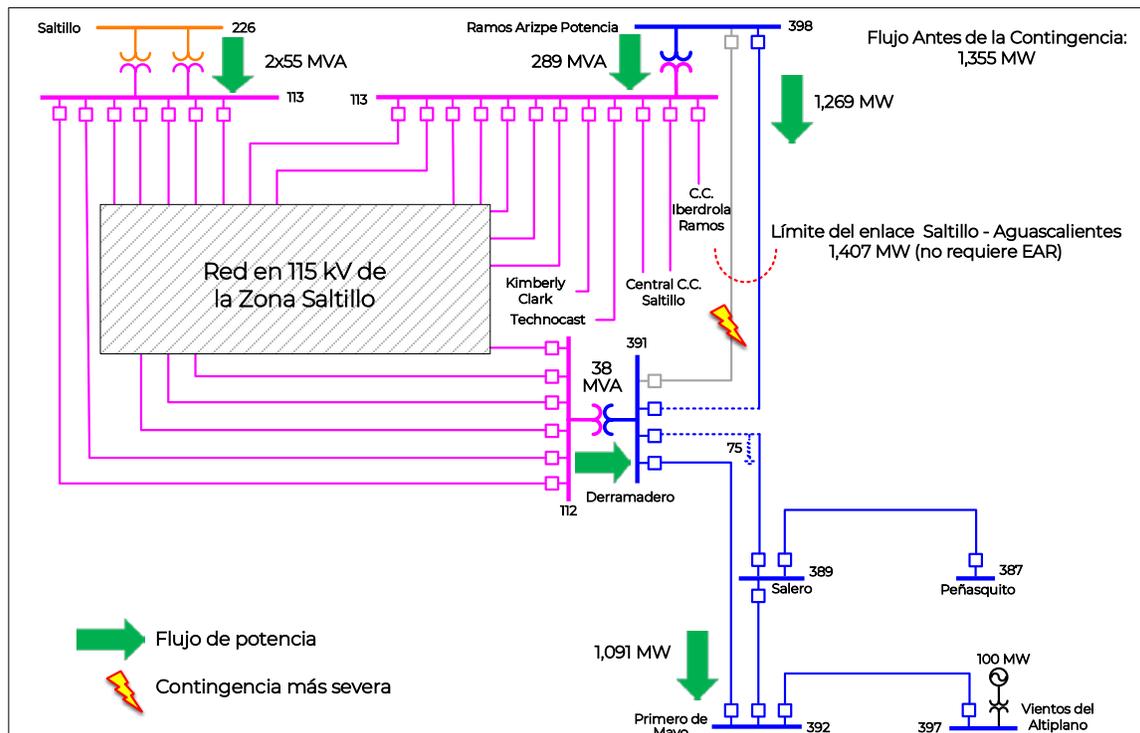


Figura 9. Comportamiento del flujo de potencia en la red de Saltillo ante contingencia sencilla (1) (con la Alternativa 2)

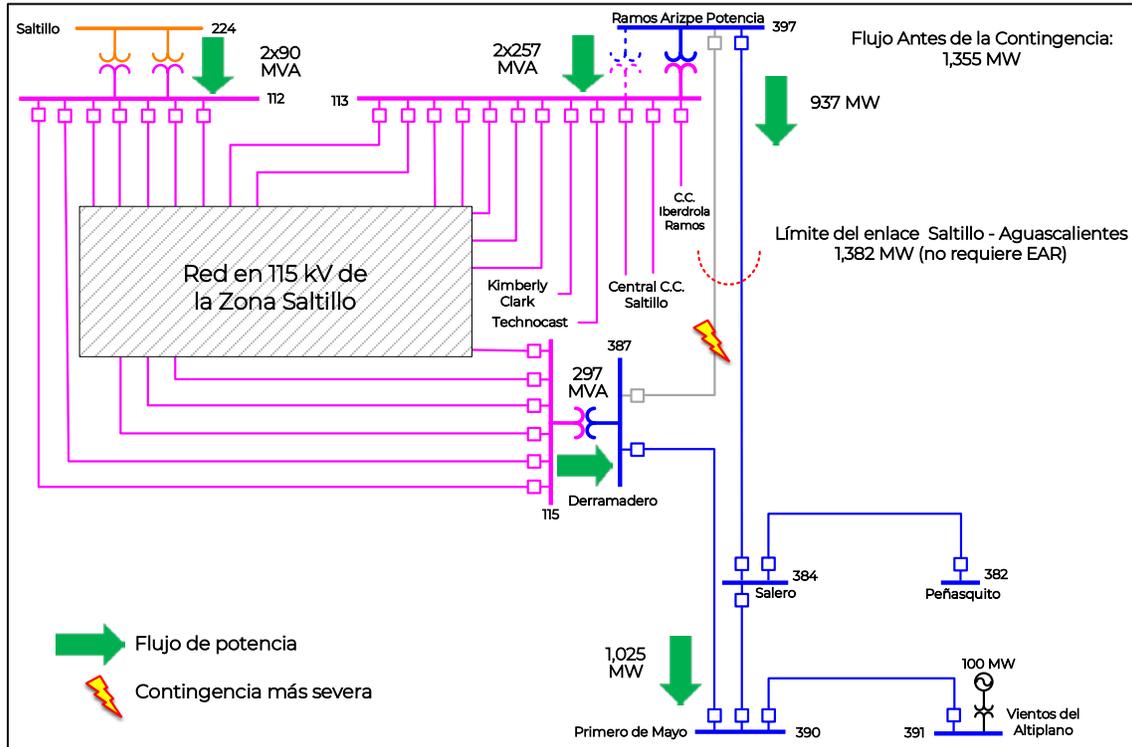


Figura 10. Comportamiento del flujo de potencia en la red de Saltillo ante contingencia sencilla (2) (con la Alternativa 1)

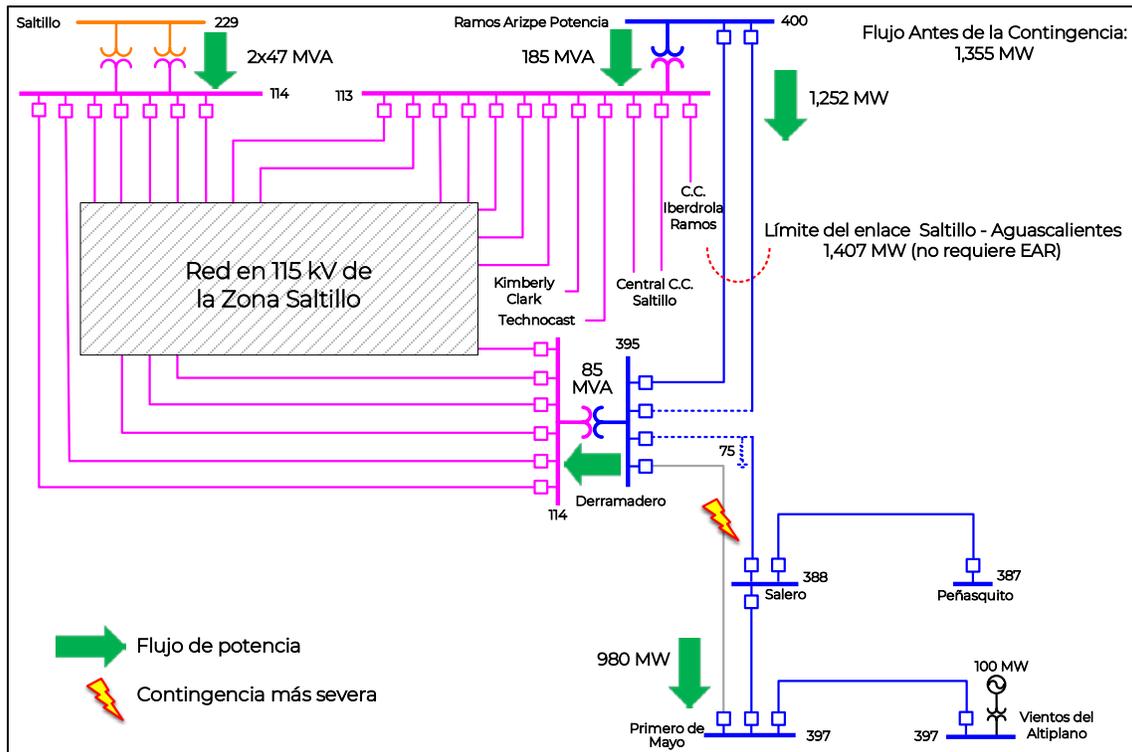
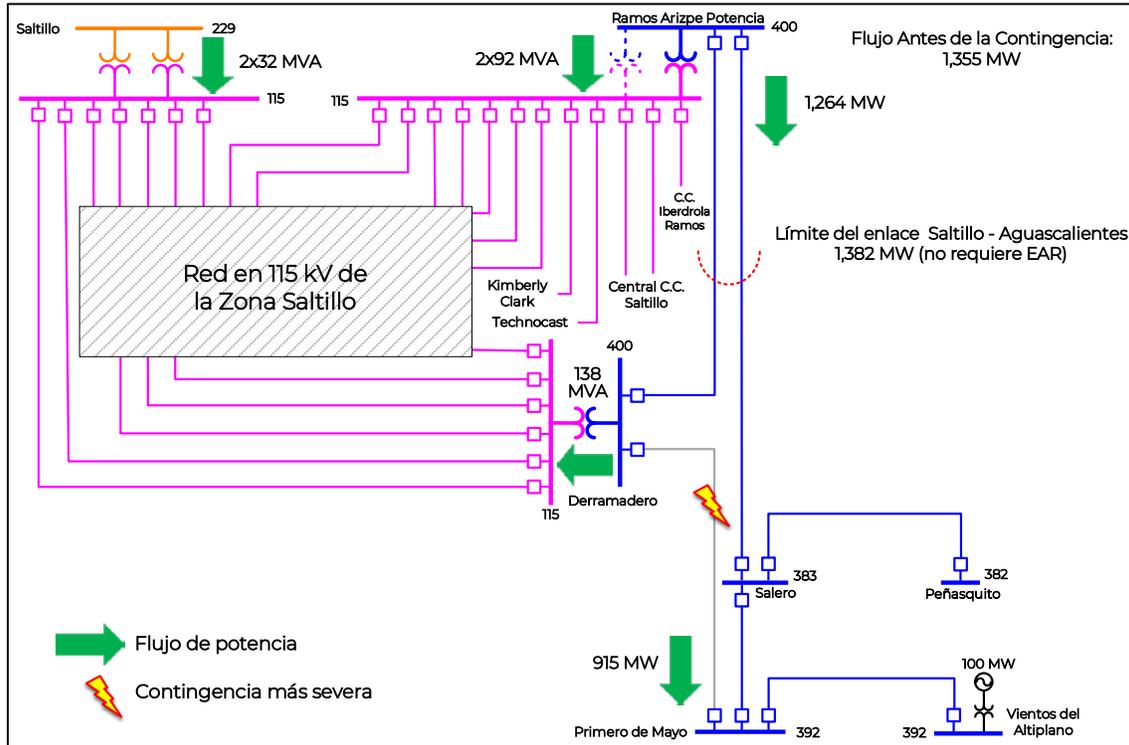


Figura 11. Comportamiento del flujo de potencia en la red de Saltillo ante contingencia sencilla (2) (con la Alternativa 2)



En conclusión, ambas alternativas evitan que se presente sobrecarga en los bancos de Saltillo y Ramos Arizpe Potencia ante contingencia sencilla, pero la **Alternativa 1**, Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia - Salero, permite aumentar la capacidad de transmisión hacia Primero de Mayo en mayor medida y, en consecuencia, se puede operar con mayor seguridad y con los requerimientos de confiabilidad y de calidad de tensión establecidos en el Código de Red.

Se mejora la Confiabilidad al suministro de la demanda, así como, la incorporación de nuevos Centros de Carga (industrial, residencial y comercial), mejorando las condiciones económicas de la región de Saltillo

Para la evaluación económica del proyecto se considera como caso de

referencia aquel que no contiene ninguna de las alternativas propuestas. El cálculo de los beneficios económicos se realiza con el modelo probabilístico México; el cual tiene como objetivo 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, de transmisión y de transformación de potencia, utilizando el método de simulación Monte Carlo no secuencial.

Las dos alternativas propuestas pasan por este proceso y se comparan los beneficios económicos obtenidos con el caso de referencia (sin proyecto), de esta manera, la Alternativa 1 presenta mayores beneficios con respecto a la Alternativa 2 en todo el horizonte de estudio 2023-2033.

A lo largo del periodo de estudio, la Alternativa 1 aporta beneficios significativos en reducción de la ENS sobre todo en los puntos operativos de demanda máxima y media de verano, con una cantidad cercana a 1 GWh en 2028, año en donde se obtienen los mayores beneficios.

Aunado a lo anterior, de no realizar la Alternativa 1, el sistema operará con centrales de generación menos eficientes, lo cual se traduce en mayores costos de operación.

Alternativa propuesta.

El cuadro 4 presenta el aumento en capacidad de transmisión de las alternativas estudiadas con respecto a la infraestructura existente. La Alternativa 1 tiene una ganancia de 57 MW mientras que la Alternativa 2, a pesar de que no incrementa la capacidad de transmisión en el corredor Ramos Arizpe Potencia – Primero de Mayo, si permite la suspensión del Esquema de Acción Remedial.

Cuadro 4. Aumento de capacidad de transmisión del proyecto

Límite de transmisión sin proyecto	Límite de transmisión con Alternativa 1	Límite de transmisión con Alternativa 2
1,350 MW (con EAR)	1,407 MW (no requiere EAR)	1,382 MW (no requiere EAR)
1,245 MW (sin EAR)		

Con la infraestructura propuesta se obtiene un beneficio considerable en la confiabilidad del sistema ya que se logra eliminar un esquema de protección actualmente instalado. Se evita además una circulación de flujos poco eficiente por la red de 115 kV, pues cuando ocurre la contingencia de la línea Ramos Arizpe Potencia – Derramadero la energía se

transforma hacia la red de 115 kV (en Saltillo, Cedros y Ramos Arizpe Potencia), fluye por esta y nuevamente sube hacia 400 kV mediante el transformador de Derramadero y finalmente se transmite a Primero de Mayo, con lo cual se presentan mayores pérdidas eléctricas para el sistema.

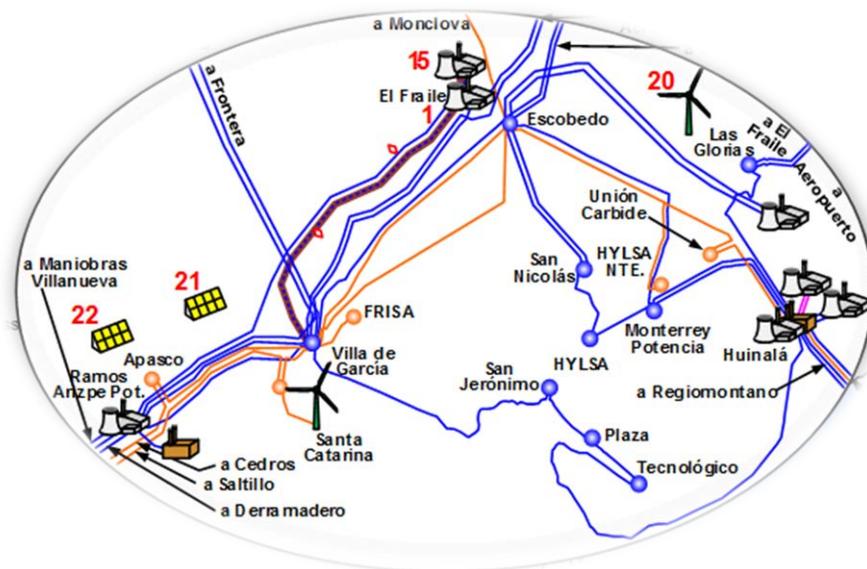
P18-NE3 San Jerónimo Potencia Banco 2

Diagnóstico operativo.

Para el suministro de energía eléctrica a la Ciudad de Monterrey y zona conurbada, en la red eléctrica local hay un anillo de 400 kV con 9 subestaciones eléctricas con autotransformadores de 400/230 kV y transformadores de 400/115 kV, para un total de 5,700 MVA

de capacidad, como se muestra en la figura 1. Una de esas subestaciones eléctricas es San Jerónimo Potencia, en la cual se tiene en operación un transformador de 400/115 kV, 375 MVA. La demanda máxima actual de la Ciudad de Monterrey y zona conurbada es de 5,549 MW y, pronosticada para el 2023 de 6,379 MW.

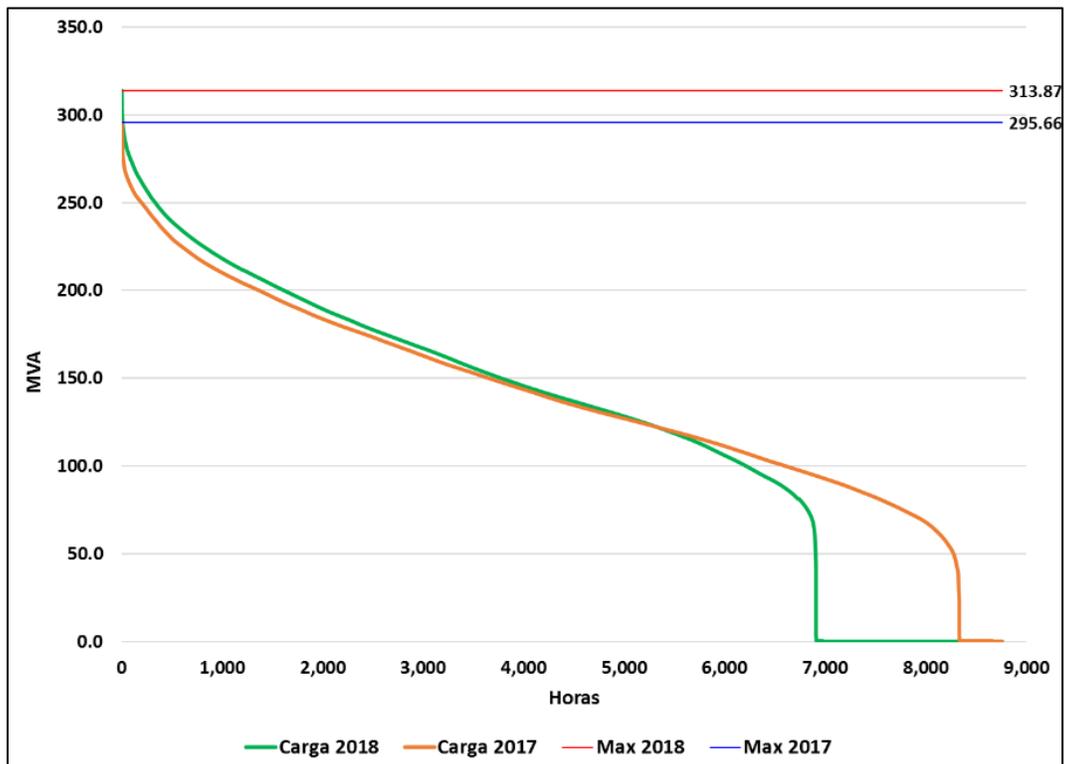
Figura 1. Red eléctrica de la zona metropolitana de Monterrey



Durante el 2018, el transformador 400/115 kV de San Jerónimo Potencia alcanzó un flujo máximo de 313.87 MVA, mientras que en 2017 el flujo máximo reportado fue de 295.66 MVA, lo cual representa un incremento del 6.1 %.

Ambos flujos representan un 83.7 % y 78.8 % de cargabilidad respectivamente. En la figura 2 se muestran las curvas de duración de flujo para este transformador en 2017 y 2018.

Figura 2. Curvas de duración de carga 2017 – 2018 en San Jerónimo Potencia Banco 1



Nota: Por cuestiones de mantenimiento en el Banco de San Jerónimo quedó fuera de servicio por periodos prolongados, por esa razón se tuvo un menor número de horas con lecturas de medición en 2018 comparado con 2017.

Con base en el pronóstico de la demanda máxima prevista en el verano de 2022, de 6,240 MW, ante la pérdida de la línea en 400 kV San Jerónimo Potencia – Plaza, el transformador de San Jerónimo Potencia se sobrecargará al 106 %. Para el escenario de demanda máxima de verano 2023 (6,379 MW), la carga en estado estable sin contingencia en este transformador será del 99% de su capacidad nominal. Ante la ocurrencia de la contingencia de la línea mencionada, la sobrecarga será del 116%.

Por la identificación de la inminente sobrecarga de esta SE en estado estable

para 2023, así como para seguir dando suministro de energía eléctrica a nuevos Centros de Carga industriales que lo soliciten y, minimizar el riesgo que una contingencia sencilla evolucione en desconexión en cascada de autotransformadores y transformadores, es necesario adicionar capacidad de transformación para mantener y mejorar la Confiabilidad, Continuidad al suministro de la demanda, así como, la incorporación de nuevos Centros de Carga (industrial, residencial y comercial), mejorando las condiciones económicas de la Zona Metropolitana de Monterrey.

Descripción del proyecto que atiende la problemática.

El proyecto San Jerónimo Potencia Banco 2 consiste en las siguientes obras:

Transformación:

- Un nuevo banco de transformación con relación 400/115 kV de 375 MVA de capacidad nominal (no se incluye fase de reserva).

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha de entrada en operación necesaria: abril del 2023.
- Fecha de entrada en operación factible: abril de 2023.

Descripción de alternativas.

En las figuras 3 y 4 se muestran las metas físicas de cada alternativa analizada.

Figura 3. Diagrama unifilar simplificado de la Alternativa 1

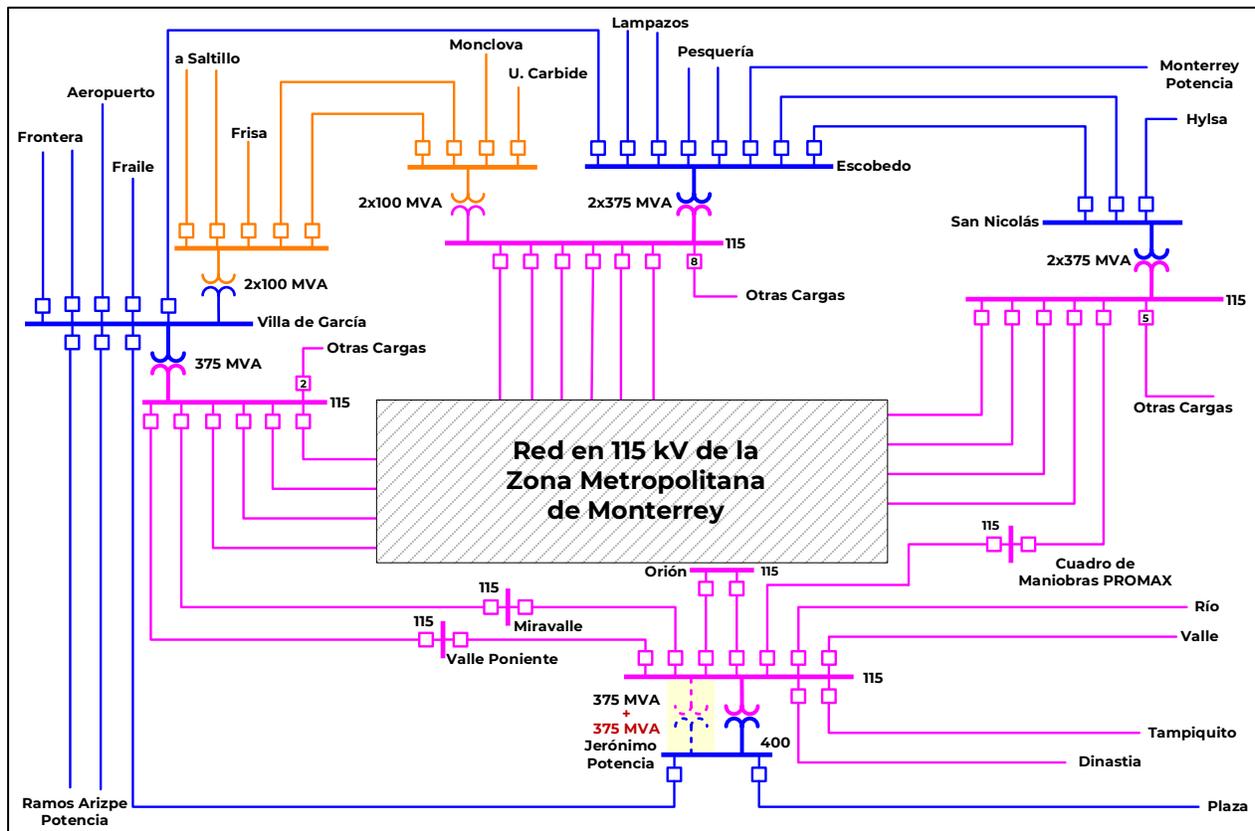
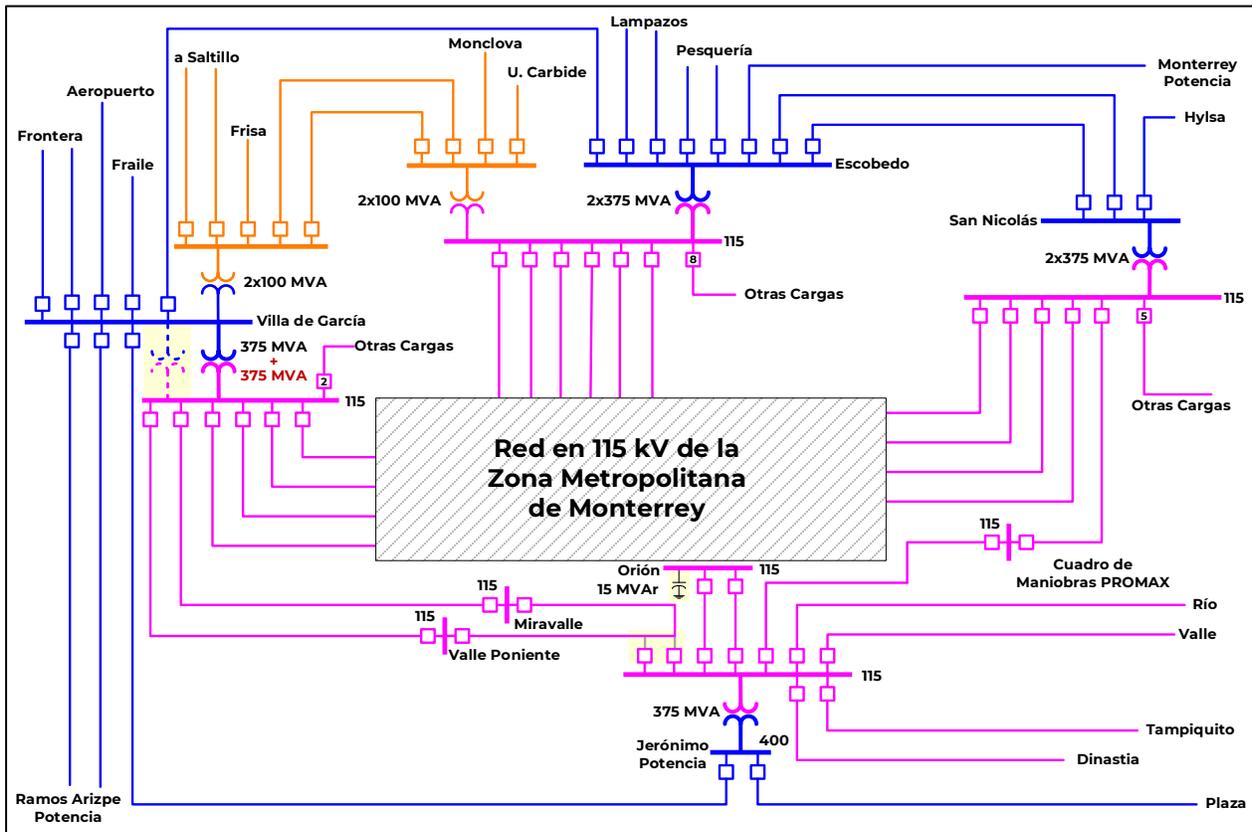


Figura 4. Diagrama unifilar simplificado de la Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 consta de un banco de transformación con relación 400/115 kV de 375 MVA de capacidad. Por otra parte, la Alternativa 2 requiere un banco de transformación con relación 400/115 kV de 375 MVA de capacidad, el acoplamiento de dos líneas de transmisión en 115 kV, el cambio de

cuatro tercias de transformadores de corriente para líneas de 115 kV (tres tercias en SF6) y un banco de compensación reactiva capacitiva de 15 MVAR en 115 kV. En el cuadro 1 se muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1, mientras que en los cuadros 2, 3 y 4 se muestran las de la Alternativa 2.

Cuadro 1. Obras de transmisión de la Alternativa 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
San Jerónimo Potencia Banco 2	3	T	375.0	400/115	abr-23	abr-23
Total			375.0			

T. Transformador

Cuadro 2. Obras de transformación de la Alternativa 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Villa de García Banco 4	3	T	375.0	400/115	abr-23	abr-23
Total			375.0			

T. Transformador

Cuadro 3. Obras de transmisión de la Alternativa 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Amarre de líneas Miravalle (73220) con Valle Poniente (73280)	115	2	0.1	abr-23	abr-23
Cambio de TC en LT San Nicolás – Cuadro de Maniobras Promax	115	6	-	abr-23	abr-23
Cambio de TC en LT San Jerónimo Potencia – Cuadro de Maniobras Promax	115	6	-	abr-23	abr-23
Total			0.1		

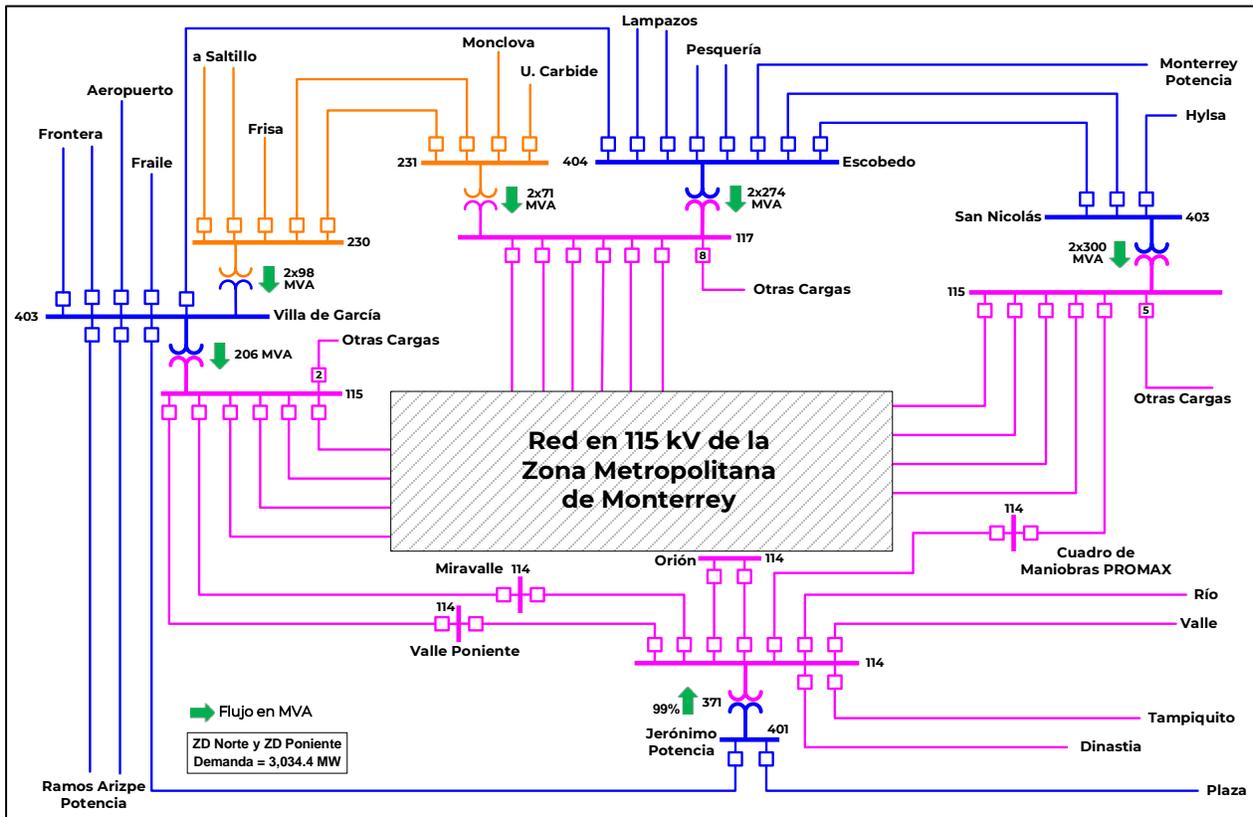
Cuadro 4. Obras de compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Orión MVar	Capacitor	115	15.0	abr-23	abr-23
Total			15.0		

Indicadores técnicos.

En la figura 5 se muestra la condición operativa sin el proyecto en la red del área metropolitana de Monterrey, para el escenario de demanda máxima de verano 2023.

Figura 5. Diagrama unifilar simplificado de la demanda máxima de verano 2023



En las figuras 6 y 7 se muestran las condiciones operativas para el escenario de demanda máxima de verano 2023 para cada una de las alternativas. En las figuras 8 y 9, las condiciones operativas ante contingencia de un transformador de San Jerónimo Potencia.

Como se puede observar, en ambas alternativas se disminuye la carga en el banco de San Jerónimo Potencia. Asimismo, se soporta la contingencia sencilla más severa de la zona de influencia; es decir, la pérdida del banco de San Jerónimo Potencia con una carga del 99 % en la Alternativa 1.

Figura 6. Escenario de demanda máxima de verano 2023 con la Alternativa 1

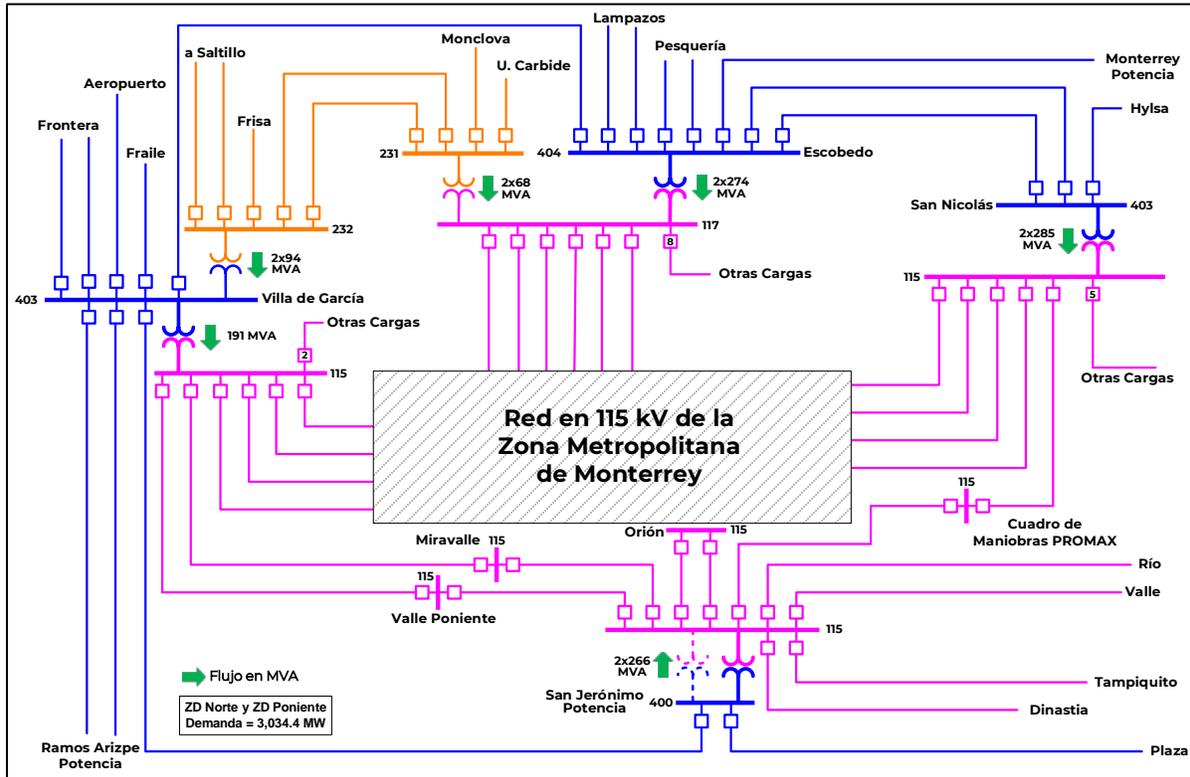


Figura 7. Escenario de demanda máxima de verano 2023 con la Alternativa 2

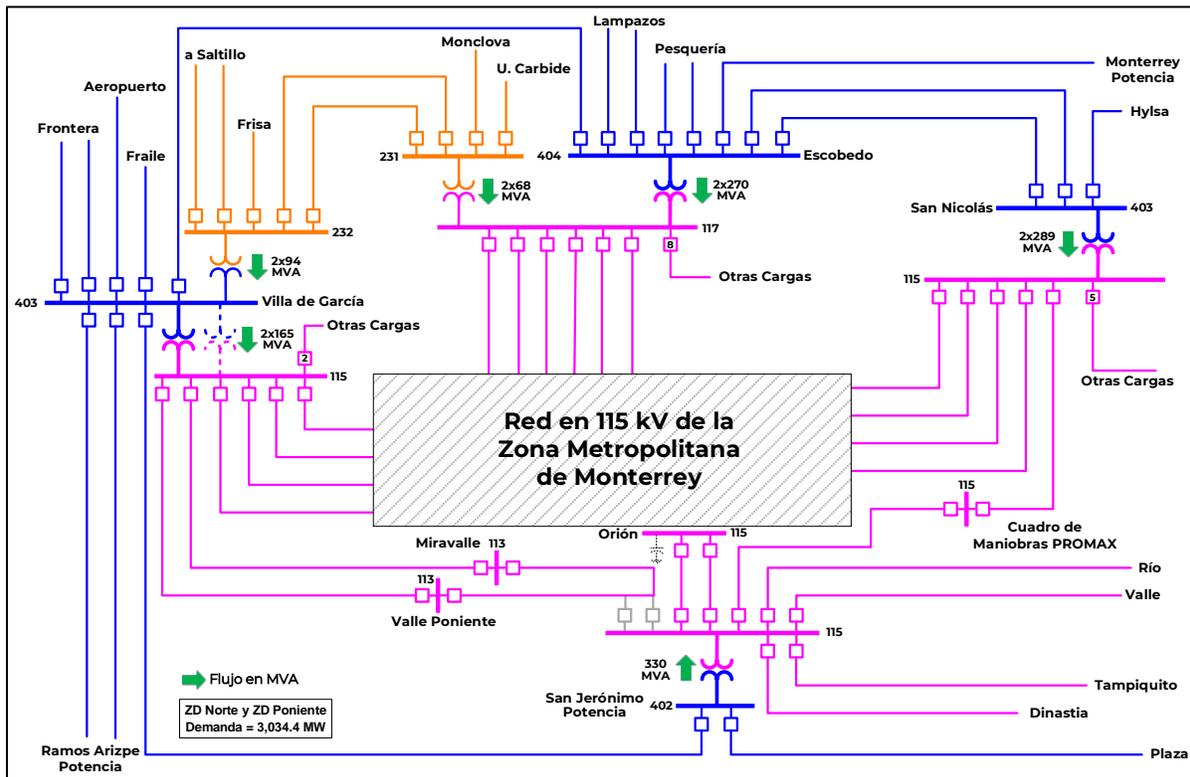


Figura 8. Escenario de demanda máxima de verano 2023 con Alternativa 1, ante contingencia del banco de San Jerónimo Potencia

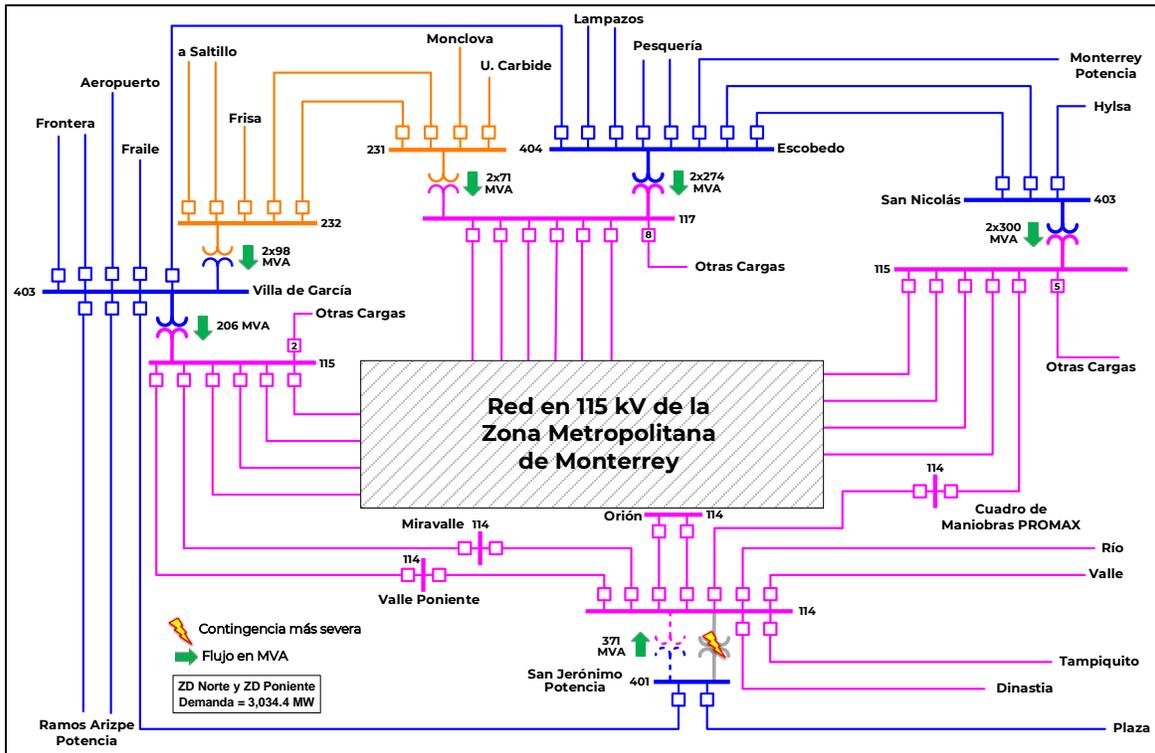
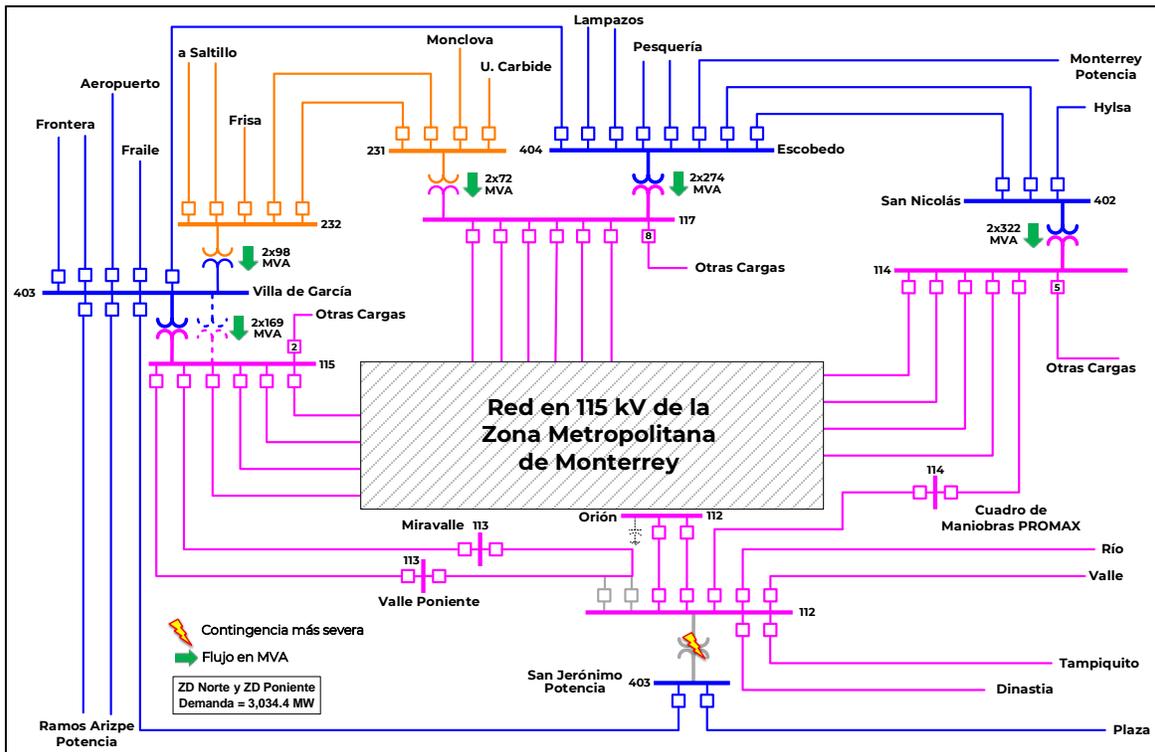


Figura 9. Escenario de demanda máxima de verano 2023 con Alternativa 2, ante contingencia del banco de San Jerónimo Potencia



Por tanto, se puede concluir que ambas alternativas eliminan la sobrecarga del banco 400/115 kV de San Jerónimo Potencia en condiciones de operación normal (red completa), así como permiten soportar la contingencia de la pérdida del propio banco (red N-1), que en el escenario analizado ocasiona sobrecargas y bajas tensiones en las líneas de transmisión y buses de las subestaciones, respectivamente. Con lo cual se puede resumir que, la Alternativa

1 tiene una relación beneficio-costos superior a la Alternativa 2.

Alternativa propuesta.

Partiendo de los resultados obtenidos de las evaluaciones económicas, el cuadro 7 muestra la comparación entre las demandas de saturación obtenidas para el escenario base, así como para las alternativas propuestas:

Cuadro 7. Comparativa entre demandas de saturación

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	3,062 MW	2,618 MW
Alternativa 1	3,349 MW	3,231 MW
Alternativa 2	3,321 MW	3,135 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

Con base en los resultados de los estudios técnicos y económicos se concluye que la **Alternativa 1** es el proyecto de obra propuesto como la solución más factible al problema identificado a partir del año 2022, ya que cubre un mayor horizonte para ambas condiciones de red y, aunado a los resultados anteriores, esta alternativa igualmente presenta:

- Un menor Costo de Inversión Total.
- Un mayor Valor Presente Neto.
- Un porcentaje más elevado de Tasa Interna de Retorno.

Asimismo, se consigue una mayor confiabilidad y robustez en la red del área metropolitana de Monterrey, atención a las solicitudes de nuevos Centros de Carga industriales, reducción de la cantidad de energía no suministrada, derivada de la pérdida del actual banco de transformación. Además de proporcionar una mayor flexibilidad operativa, a la hora de realizar mantenimientos a cualesquiera de los dos transformadores.

P19-BC1 Tijuana I Banco 4

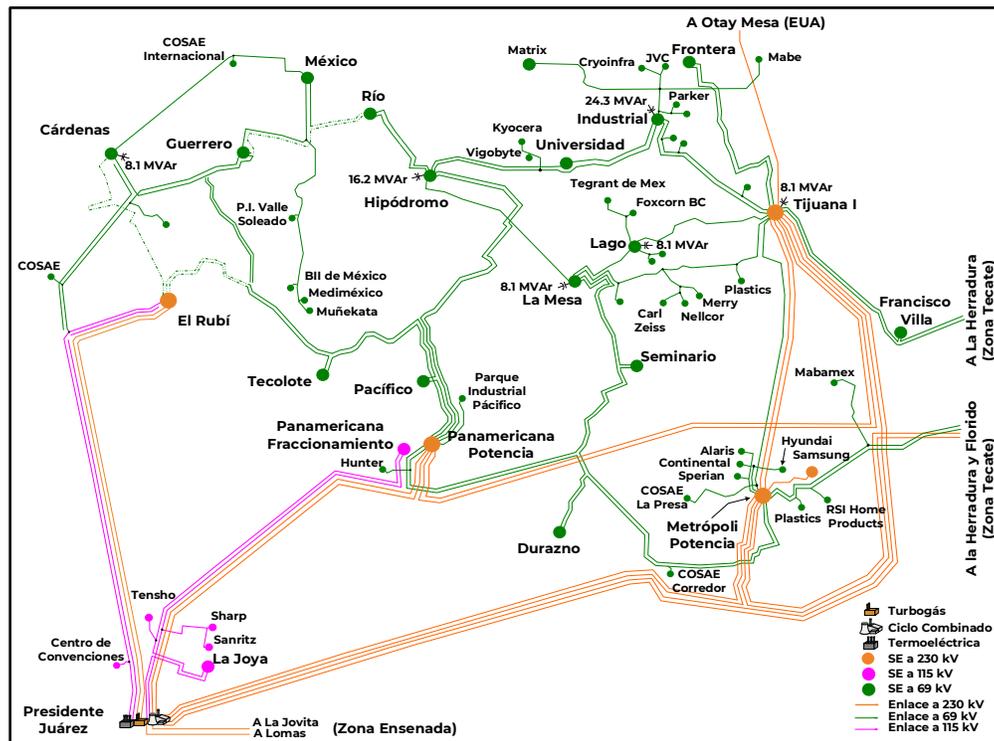
Diagnóstico operativo.

La Gerencia de Control Regional Baja California (GCRBC) está conformada por dos grandes regiones de carga denominadas Zona Valle y Zona Costa. La Zona Valle comprende las ciudades de Mexicali y San Luis Río Colorado, mientras que Zona Costa está integrada por las ciudades de Ensenada, Tecate, Tijuana y Rosarito. Para atender el suministro de energía en las ciudades de Tecate y Tijuana, se realiza la importación de energía desde tres puntos, el primero desde la Central Eléctrica Presidente Juárez, el segundo proveniente desde la Zona Valle mediante dos líneas de transmisión en el nivel de tensión de 230 kV cuyas líneas proporcionan una capacidad de transmisión de potencia de hasta 550 MW, el tercero punto de suministro de energía eléctrica se logra mediante una

línea de interconexión entre la ciudad de Tijuana y la ciudad de San Diego, Sistema SDG&E de WECC en EEUU, con una capacidad de 797 MVA, con el cual, se realizan intercambios programados de energía eléctrica entre ambos países en diferentes puntos de operación.

La demanda de energía eléctrica dentro de las zonas Tecate y Tijuana es abastecida por medio de la red de transmisión en el nivel de tensión de 230 kV y es distribuida a través de los bancos de transformación de potencia hacia la red de 69 kV. En conjunto, estos bancos tienen una capacidad instalada de 1150 MVA. La figura 1 muestra la infraestructura eléctrica actual de la zona Tijuana, predomina la transmisión en el nivel de tensión de 69 kV, mientras que la red de 115 kV únicamente se tiene en la SE Presidente Juárez y hasta la SE Panamericana Fraccionamiento al interior de la ciudad de Tijuana.

Figura 1. Infraestructura eléctrica existente en la Zona Tijuana



Durante 2018, la zona Tijuana alcanzó un valor de demanda de 983 MW que representa un crecimiento del 8% respecto al año anterior.

La SE Tijuana I cuenta con tres bancos de autotransformadores con relación de transformación de 230/69 kV y capacidad de potencia de 100 MVA cada uno. Dos de ellos, Tijuana-AT-10 y Tijuana-AT-20 se encuentran conectados en paralelo alimentando la parte noreste de la ciudad de Tijuana y en 2018 registraron flujo de potencia durante la demanda máxima de verano de 91% respecto a su capacidad nominal.

Durante la temporada de verano al ocurrir la salida de alguno de los autotransformadores que instalados en la SE Tijuana I se presentan sobrecargas en el resto de los bancos, estas sobrecargas llevan a que los autotransformadores lleguen a valores de aproximadamente el 130% de su capacidad nominal, lo cual opera el Esquema de Protección para preservar la Confiabilidad del suministro.

El incremento en la demanda de tipo residencial e industrial dentro de las ciudades de Tijuana y Tecate es elevado debido a la colindancia con la frontera de Estados Unidos de América, se mantiene un desarrollo extraordinario en la industria maquiladora, así como las nuevas solicitudes de conexión de nuevos Centros de Carga de tipo residencial, industrial y de servicios.

En 2022 se ha programado la entrada en operación de un nuevo banco de transformación en la SE Panamericana Potencia, con esta SE se atenderá el suministro de energía a la parte noroeste de la ciudad de Tijuana. Adicionalmente, se ha programado dos proyectos de transmisión que permitirán incrementar y mejorar la infraestructura en la red de 69 kV en 2021.

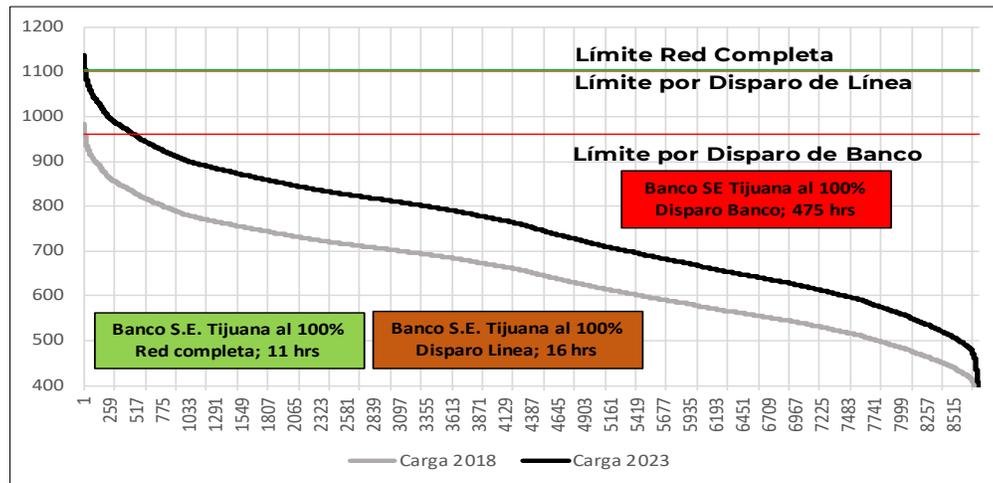
En la condición de verano de 2023, en operación de estado estacionario, se presentará la saturación de los bancos de transformación de potencia de la SE Tijuana I AT-10 y AT-20, llegando al 100% de su capacidad nominal, de esta forma no será posible atender el crecimiento de la demanda eléctrica en la región norte y noreste de la ciudad de Tijuana.

La demanda máxima pronosticada para la zona Tijuana en 2023 es 1135 MW considerando las pérdidas eléctricas y los servicios propios en la Central Eléctrica Presidente Juárez.

La figura 2, muestra la curva de duración de la demanda estimada para la ciudad de Tijuana y Tecate en el 2023.

En caso de no disponer de infraestructura adicional de transformación, se tendrá en esado de armado el Esquema de Protección por más de 450 horas para preservar la Confiabilidad de suministro ante la ocurrencia de contingencias sencillas.

Figura 2. Curva de duración de la demanda de Zonas Tijuana y Tecate para 2023



Por tanto, se observa la saturación de los bancos de transformación instalados en la SE Tijuana I en 2023, de este modo, no será posible atender el crecimiento en los requerimientos de energía al norte y noreste de la ciudad de Tijuana, se requerirá de Esquemas de Protección para preservar la Continuidad del suministro.

Se necesita adicionar capacidad de transformación de potencia en la SE Tijuana I para mantener la Confiabilidad en el suministro de energía eléctrica de la zona Tijuana lo que permitirá el desarrollo económico de esta región.

Descripción del proyecto que atiende la problemática.

El proyecto Tijuana I Banco 4 consiste en las siguientes obras:

Transformación:

- Un banco de transformación de 225 MVA de capacidad y relación de transformación 230/115/69 kV

operando inicialmente en 230/69 kV. Considera una fase de reserva de 75 MVA.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha de entrada en operación necesaria: abril del 2023.
- Fecha de entrada en operación factible: abril de 2023.

Descripción de alternativas.

- Alternativa 1: Un transformador de 230/69 kV, 225 MVA en SE Tijuana I.
- Alternativa 2: Un transformador de 230/69 kV, 225 MVA en SE Industrial II construcción de una barra de 230 kV y una línea de transmisión en 230 kV, doble circuito entre las SE Industrial II y la SE Tijuana I.

En las figuras 3 y 4 se muestran las metas físicas de cada alternativa analizada. En recuadros sombreados en color rojo se encuentran indicadas las obras propuestas.

Figura 3. Diagrama unifilar simplificado de la Alternativa 1

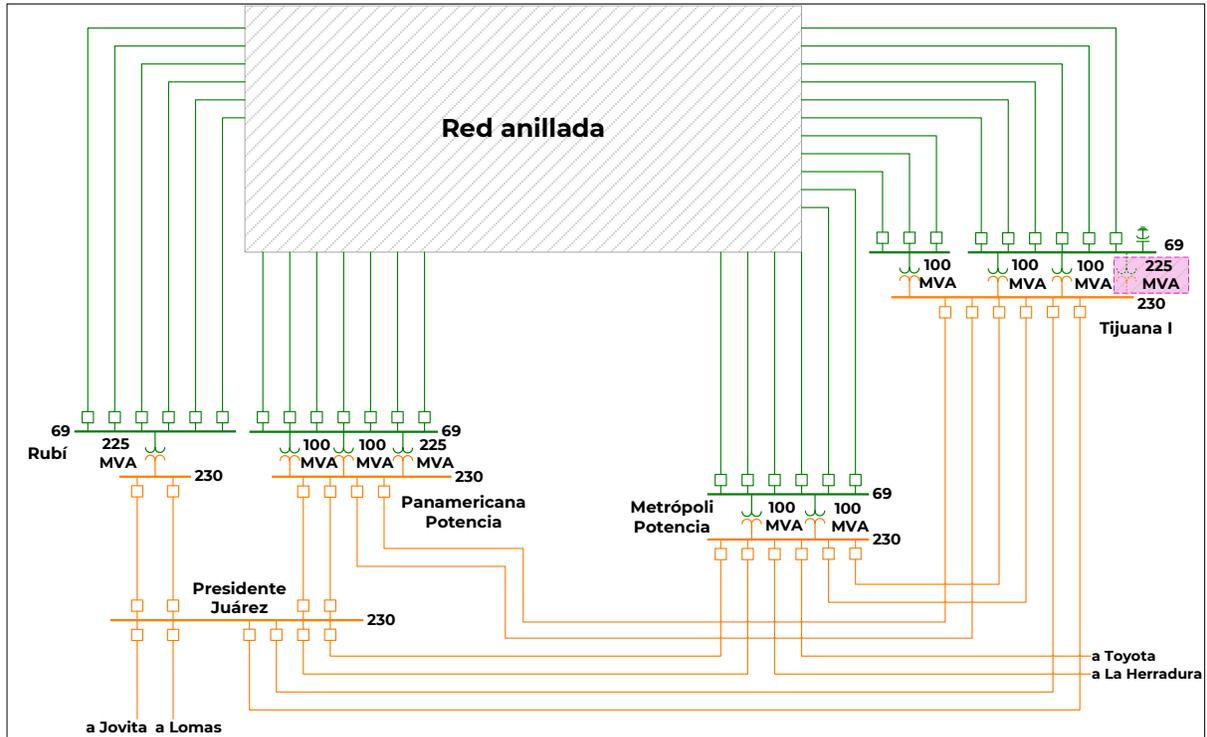
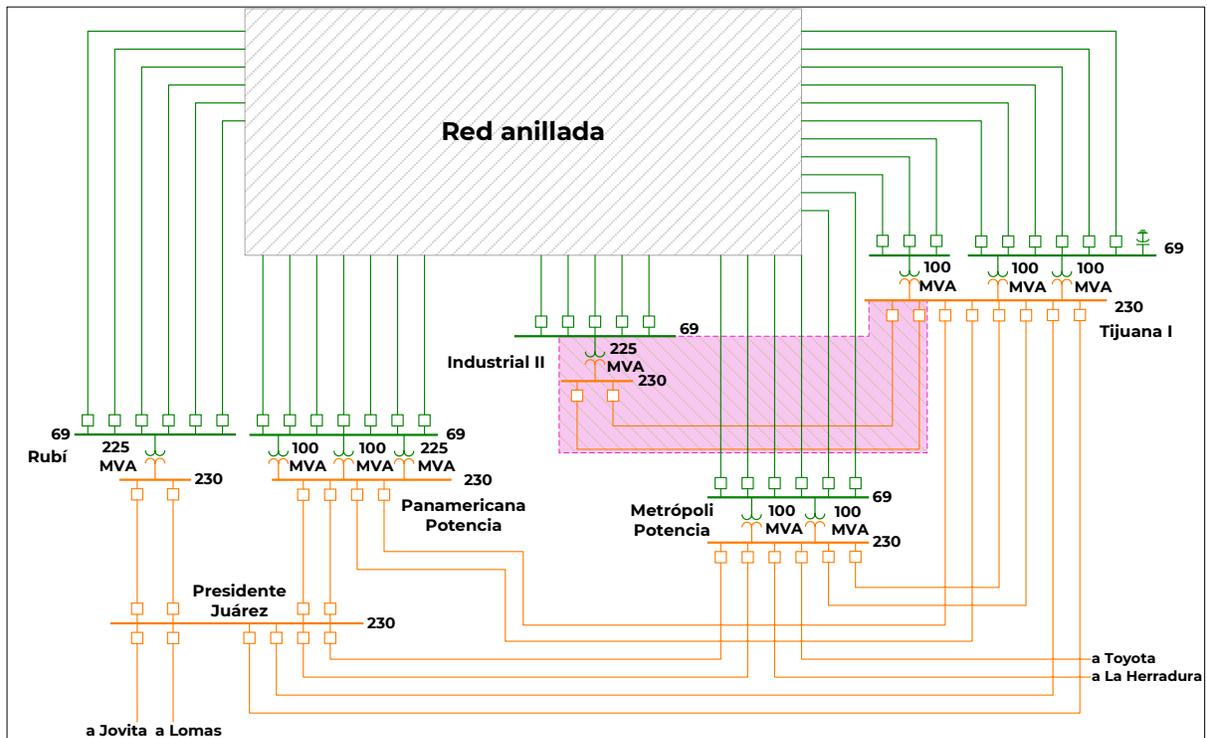


Figura 4. Diagrama unifilar simplificado de la Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 considera 300 MVA de capacidad de transformación con relación de transformación de 230/1115/69 kV, incluye la fase de reserva de 75 MVA.

El costo total de la Alternativa 2 considera 300 MVA de capacidad de transformación con relación de transformación de 230/1115/69 kV, incluye la fase de reserva de 75 MVA, dos líneas de transmisión en 230 kV y cuatro alimentadores en 230 kV.

El cuadro 1 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

Cuadro 1. Obras de transformación de la Alternativa 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tijuana I Banco 4 / 32	4	T	300.0	230/115/69	abr-23	abr-23
Total			300.0			

De igual manera, en los cuadros 2 y 3 se muestran un resumen de las metas

físicas para la Alternativa 2, incluyendo su respectivo costo de inversión.

Cuadro 2. Obras de transformación de la Alternativa 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Industrial II Banco 1 / 32	4	T	300.0	230/115/69	abr-23	abr-23
Total			300.0			

Cuadro 3. Obras de transmisión de la Alternativa 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tijuana I – Industrial II	230	2	8.0	abr-23	abr-24
Total			8.0		

Dentro del proyecto se consideran los alimentadores necesarios para conectar los elementos propuestos en las subestaciones eléctricas, requiere de cuatro alimentadores en 230 kV, dos de ellos se instalarán en la SE Tijuana I y los otros dos en la SE Industrial II que presentan un costo de 137.78 millones de pesos.

Indicadores técnicos.

Con las alternativas de red eléctrica especificados previamente, se podrá incrementar la capacidad de transformación de zona Tijuana. Debido

a que la limitante principal es por sobrecarga en los transformadores de potencia de la SE Tijuana I.

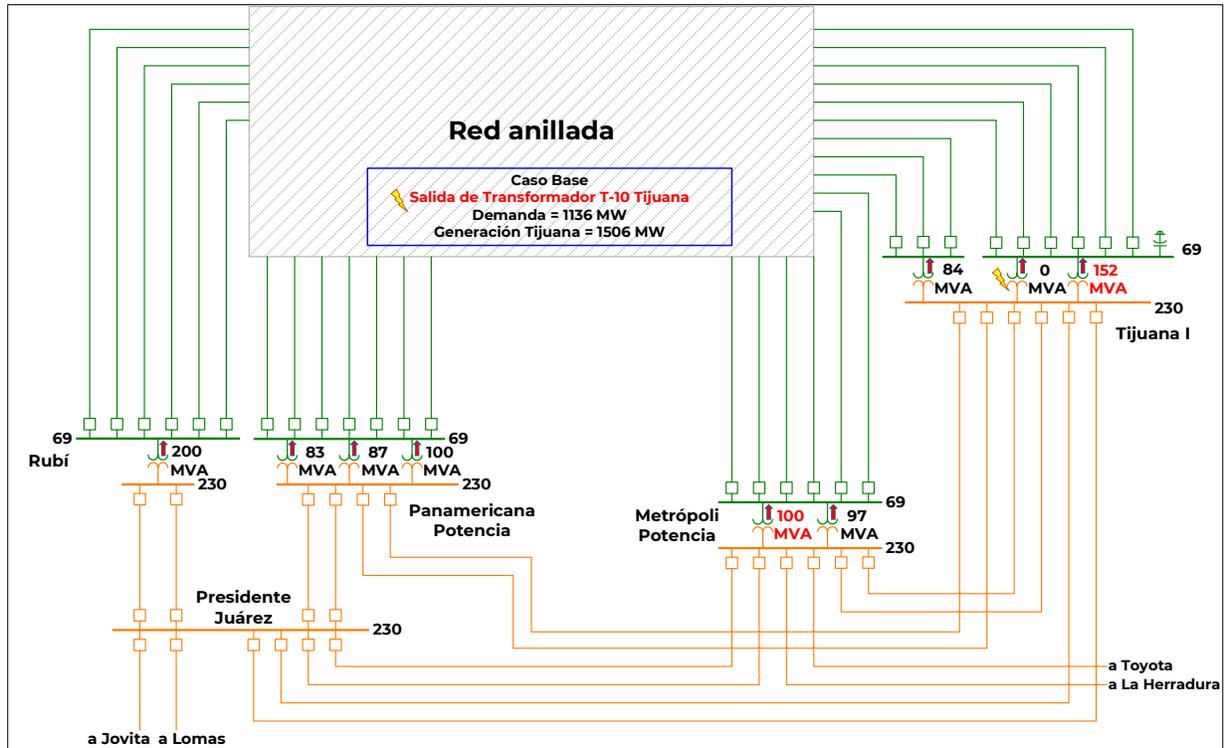
La figura 5 muestra la condición 2023 sin el proyecto en la red de transmisión de la Zona Tijuana ante la condición de demanda máxima de zona y la contingencia sencilla más severa de un transformador de la SE Tijuana I. Se puede observar que en condición de red sin proyecto se tienen sobrecargas en los bancos de transformación de SE Tijuana I de más del 150 % de su capacidad, requiriéndose un corte de

carga de 100 MW para mantener la estabilidad de la red eléctrica.

Para la misma condición de operación del 2023 y ante contingencia sencilla de la línea de transmisión en 69 kV de la LT

Metrópolis Potencia – Tijuana I, se presentan sobrecargas en dos bancos de transformación en la SE Tijuana I, en uno de ellos, es superior al 10% de su capacidad nominal.

Figura 5. Escenario post-contingencia en la zona Tijuana 2023 sin proyecto



En las figuras 6 y 7 se muestra la condición 2023 con las alternativas 1 y 2, respectivamente del proyecto en la red de transmisión de zona Tijuana. Se

puede observar que ante la misma condición de demanda máxima ambas alternativas reducen el flujo en los bancos de SE Tijuana I.

Figura 6. Escenario post-contingencia en la zona Tijuana 2023 Alternativa 1

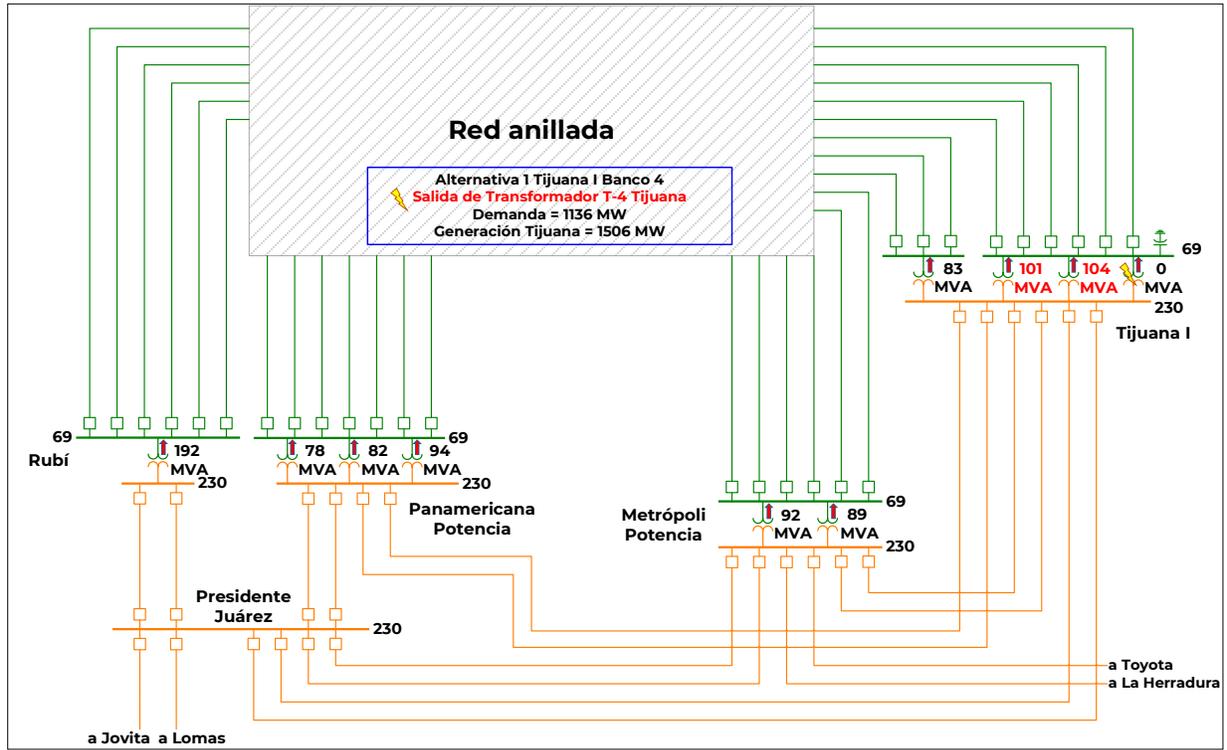
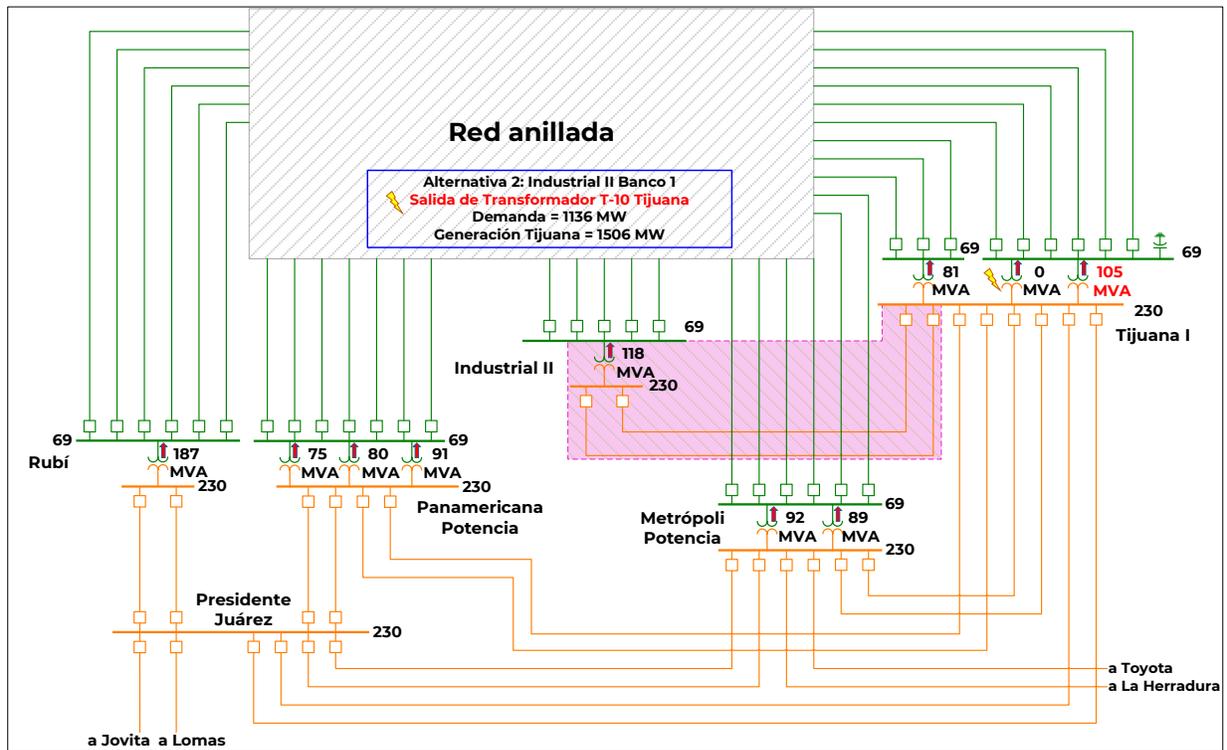


Figura 7. Escenario post-contingencia en la zona Tijuana 2023 Alternativa 2



Por tanto, se puede concluir que ambas alternativas reducen la sobrecarga de los bancos de la SE Tijuana I en condiciones de operación normal (red completa), así como ante la contingencia de la pérdida de un banco (N-1), que en el escenario analizado ocasiona sobrecargas en los bancos de transformación de SE Tijuana I y SE Metrópoli Potencia.

Alternativa propuesta.

El cuadro 4 muestra la comparación entre las demandas de saturación obtenidas para el escenario base, así como para las alternativas propuestas.

En base a los resultados de los estudios técnicos y económicos se concluye que la **Alternativa 1** es el proyecto de obra propuesto como la solución más factible

al problema identificado a partir del año 2023, ya que cubre un mayor horizonte para ambas condiciones de red y, aunado a los resultados anteriores, esta alternativa igualmente presenta:

- Un menor Costo de Inversión Total.
- Un mayor Valor Presente Neto.
- Un porcentaje más elevado de Tasa Interna de Retorno.

Asimismo, se consigue una mayor confiabilidad y robustez en la red zona Tijuana, atención a las solicitudes de nuevos Centros de Carga industriales, reducción de la cantidad de energía no suministrada. Además, proporciona una mayor flexibilidad operativa, a la hora de realizar mantenimientos a cualesquiera de los transformadores de la zona.

Cuadro 4. Comparativa entre demandas de saturación

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	1,105 MW	962 MW
Alternativa 1	1,330 MW	1,260 MW
Alternativa 2	1,375 MW	1,255 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

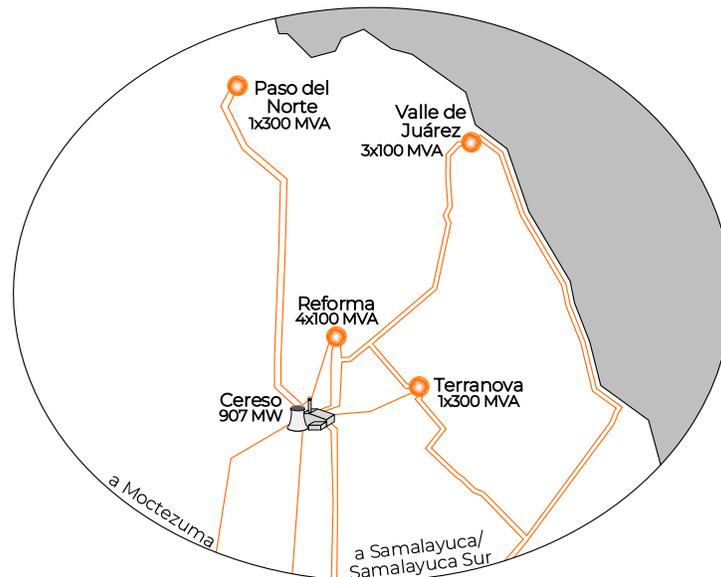
P19-NTI Terranova Banco 2

Diagnostico operativo.

Para el suministro de energía eléctrica a la Ciudad de Juárez y su zona conurbada, la red eléctrica local se conforma por diferentes trayectorias de líneas de transmisión en 230 y 115 kV que interconectan las SE que la constituyen

(red anillada). La alimentación principal de esta es a través de 4 SE que cuentan con transformación 230/115 kV, para un total de 1,300 MVA. Una de esas SE es Terranova, en la cual se tiene en operación un autotransformador de 230/115 kV de 300 MVA de capacidad nominal (figura 1).

Figura 1. Red eléctrica de la zona Juárez

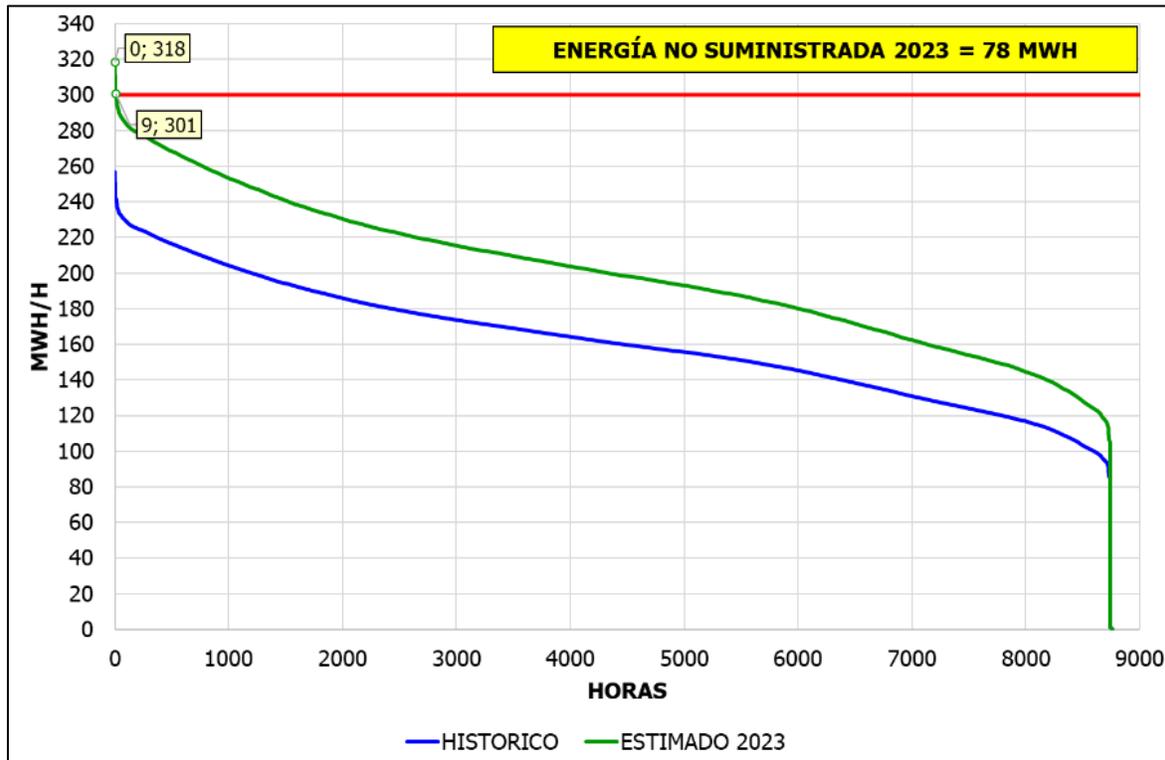


La demanda máxima de Ciudad Juárez en 2018 fue de 915 MW y, pronosticada para el 2023, será de 1,103 MW. Las más grandes e importantes empresas y parques industriales se encuentran al sur de Ciudad Juárez y se alimentan en nivel de 115 kV, principalmente, desde la SE Terranova, por tal motivo el flujo de potencia activa por la transformación 230/115 kV de esta SE es de los más elevados y con mayor factor de carga de esta zona. De forma similar se encuentra la SE Valle de Juárez, ubicada al norte de Terranova, que por su cercanía con el centro de la ciudad atiende gran parte

de los usuarios dentro de la mancha urbana.

Durante 2018, el transformador 230/115 kV de Terranova alcanzó un flujo máximo de 254 MVA, mientras que en 2017 el flujo máximo reportado fue de 242 MVA, lo cual representa un incremento del 4%, ya que ambos flujos representan un 85% y 81% de cargabilidad respectivamente. En la figura 2 se muestran las curvas de duración de flujo por este transformador, de septiembre 2017 a agosto 2018; así como una proyección a 2023.

Figura 2. Curva de duración de carga de Terranova Banco 1 en los periodos de septiembre 2017 - agosto 2018 y el estimado de septiembre 2022 - agosto 2023



La alta dependencia de un solo elemento de transformación en el suroriente de Ciudad Juárez (AT-01 de Terranova) ocasiona que, ante la pérdida de este equipo, la red asociada sufra un estrés importante, tal como sobrecarga de líneas y voltajes fuera de límites permisibles operativos; o ante mantenimientos se requiera seccionamiento de red eléctrica en 115 kV con reducción de la Confiabilidad de la zona. La falla de AT-01 de SE Terranova ya se presentó el 30 de junio del 2016, cuando la falla del transformador de Terranova ocasionó la sobrecarga de la línea de transmisión Reforma – 73450 – Torres, la cual llegó a tener un flujo mayor a su límite térmico y provocando con esto elongación y contacto con un elemento de la red de distribución y por ende su falla. Ante la pérdida de estos dos elementos se sobrecargaron otros transformadores de la red y más líneas

operaron por encima de su límite térmico (efecto cascada), lo que finalmente derivó en una afectación de carga considerable. Cabe mencionar que esta condición de alta demanda en Terranova prevalece durante algunas horas del día, pero a lo largo de prácticamente todo el año, por lo que la probabilidad de que suceda una situación similar es bastante alta.

De acuerdo con los pronósticos de demanda, para el escenario de demanda máxima de verano 2023 (1,103 MW), la carga en estado normal de operación (sin contingencia) de este transformador será del 106% de su capacidad nominal. En este escenario y ante la ocurrencia de la contingencia del disparo del transformador de Terranova, la sobrecarga de la línea de transmisión Reforma – 73450 – Torres será del 80%; además, los autotransformadores en las

subestaciones eléctricas Valle de Juárez y Reforma alcanzarían sobrecargas de entre 7 y 45 %, respectivamente.

Por la identificación de la sobrecarga en estado estable para el 2023 y para estar en posibilidades de brindar el suministro de energía eléctrica a actuales y nuevos Centros de Carga industriales; así como minimizar el riesgo de que una contingencia sencilla evolucione en desconexión en cascada de elementos y voltajes fuera de límites permisibles operativos, es necesario adicionar capacidad de transformación para mantener la Confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.

Descripción del proyecto que atiende la problemática.

El proyecto Terranova Banco 2 consiste en las siguientes obras:

Transformación:

- Un nuevo banco de transformación con relación 230/115 kV de 300 MVA de capacidad nominal (no se incluye fase de reserva).

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha de entrada en operación necesaria: abril del 2023.
- Fecha de entrada en operación factible: abril de 2023.

Descripción de alternativas.

En las figuras 3 y 4 se muestran las metas físicas de cada alternativa analizada.

Figura 3. Diagrama unifilar simplificado de la Alternativa 1

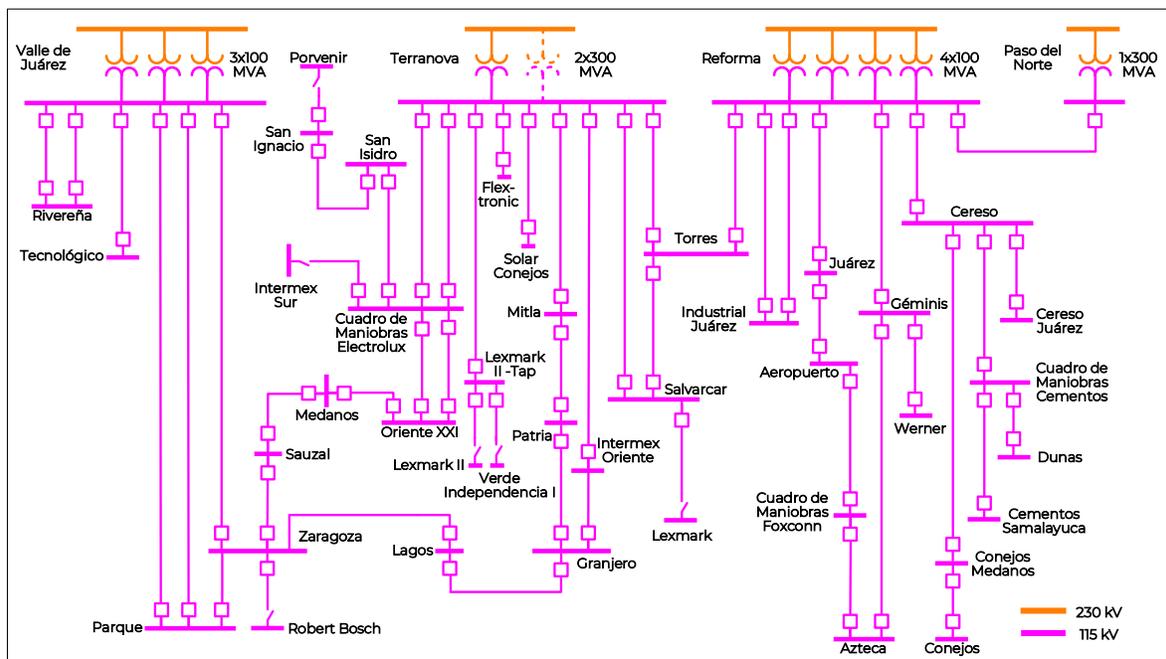
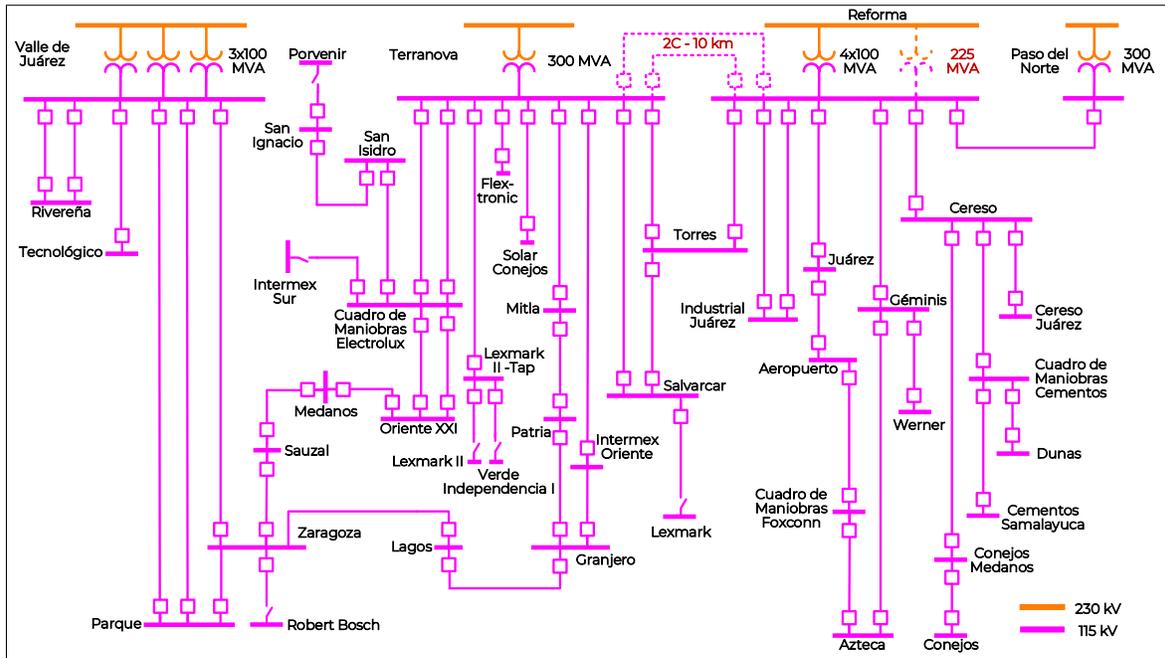


Figura 4. Diagrama unifilar simplificado de la Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 consta de un banco de transformación con relación 230/115 kV de 300 MVA de capacidad. Por otra parte, la Alternativa 2 contiene un banco de transformación con relación 230/115 kV de 225 MVA de capacidad (más fase de reserva) y una línea de transmisión

aislada y operada en 115 kV de doble circuito con un conductor por fase tipo ACSR calibre 1113 kCM y de 10 km de longitud aproximada de la SE Terranova a la SE Reforma.

El cuadro 1 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1, mientras que los cuadros 2 a 4 incluyen lo respectivo de la Alternativa 2.

Cuadro 1. Obras de transformación de la Alternativa 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Terranova Banco 2	3	AT	300.0	230/115	abr-23	abr-23
Total			300.0			

AT. Autotransformador

Cuadro 2. Obras de transformación de la Alternativa 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Reforma Banco 5	4	AT	300.0	230/115	abr-23	abr-23
Total			300.0			

AT. Autotransformador

Cuadro 3. Obras de transmisión de la Alternativa 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Terranova – Reforma	115	2	20.0	abr-23	abr-23
Total			20.0		

Cuadro 4. Obras de equipo en subestaciones eléctricas de la Alternativa 2

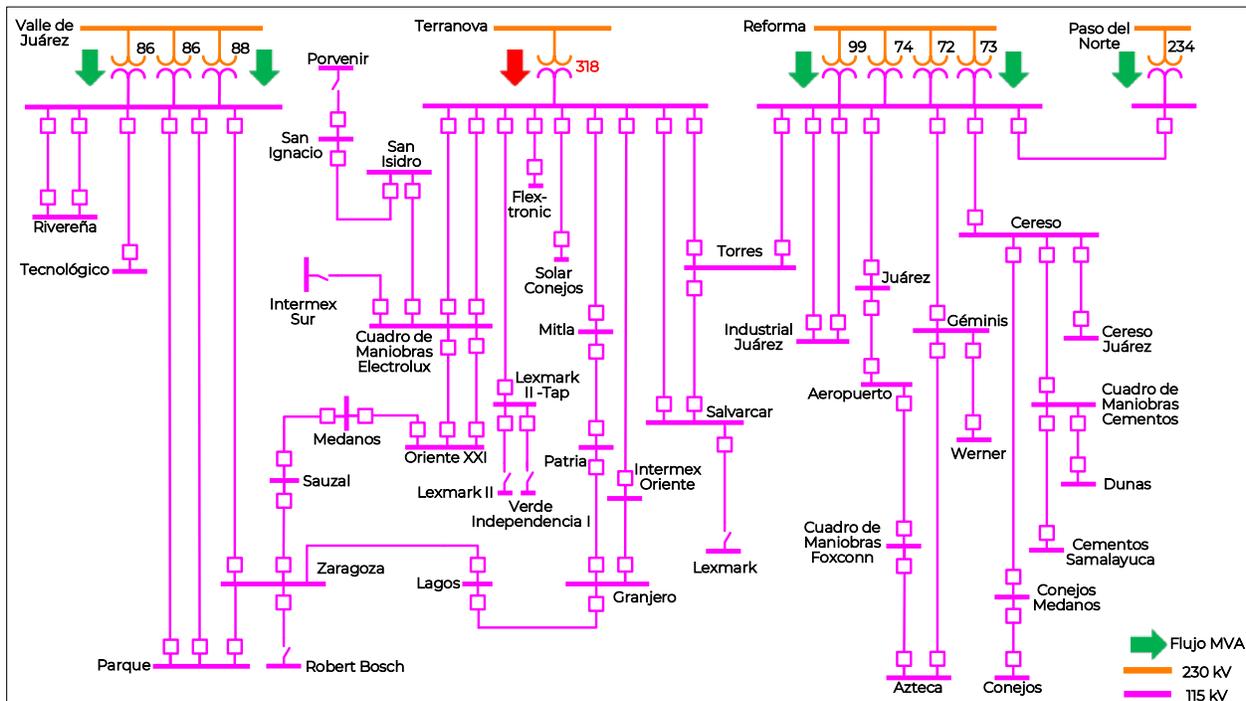
Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Terranova	Alimentador Ampliación	2	115	abr-23	abr-23
Reforma	Alimentador Ampliación	2	115	abr-23	abr-23
Total		4			

Indicadores técnicos.

La figura 5 muestra la condición operativa en 2023 en la red de transmisión de la Zona Juárez sin el

proyecto y para el escenario de demanda máxima de zona. Se puede observar que, en estado estable, el transformador de Terranova tiene una sobrecarga del 6 %.

Figura 5. Escenario de demanda máxima de verano 2023, Sin proyecto

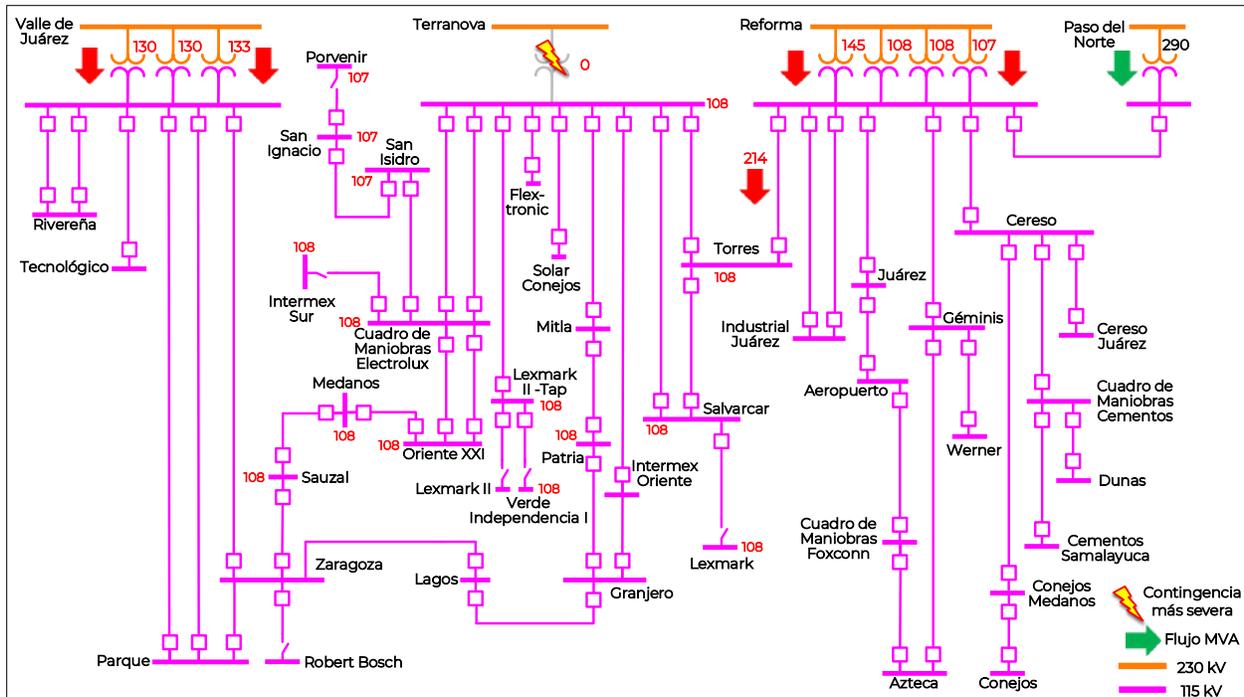


Por otro lado, en la figura 6 se muestra la contingencia del transformador de Terranova, donde se observa sobrecarga en los transformadores de Valle de Juárez y de Reforma, resultando con valores de cargabilidad de hasta 145% en el caso más crítico. Además, en la línea

de transmisión Reforma – 73290 – Torres, la sobrecarga será del 80%, considerando que su capacidad de transmisión es de 119.5 MVA. Los voltajes en la red quedarán por debajo del límite establecido en el Código de Red (0.95 pu); es decir, ante esta contingencia se

tendría un colapso de la zona con la pérdida de 1,103 MW de demanda.

Figura 6. Escenario de demanda máxima de verano 2023 ante la contingencia del banco de transformación de terranova, sin proyecto



En las figuras 7 y 8 se muestra el mismo escenario de verano 2023, con la contingencia del banco de Terranova y el resultado para cada una de las alternativas. Se observa que en el caso de la Alternativa 1 (figura 7) la condición de la red es la misma que se presenta en la figura 5, ya que la topología resultante con la falla del transformador es idéntica

a la que se tiene sin el proyecto. Es decir, con un solo transformador en Terranova. Debido a esto se presenta la misma sobrecarga del caso sin proyecto; no obstante, el valor de sobrecarga se considera adecuado ya que corresponde al escenario de la contingencia más severa.

Figura 7. Escenario de demanda máxima de verano 2023, con la Alternativa 1

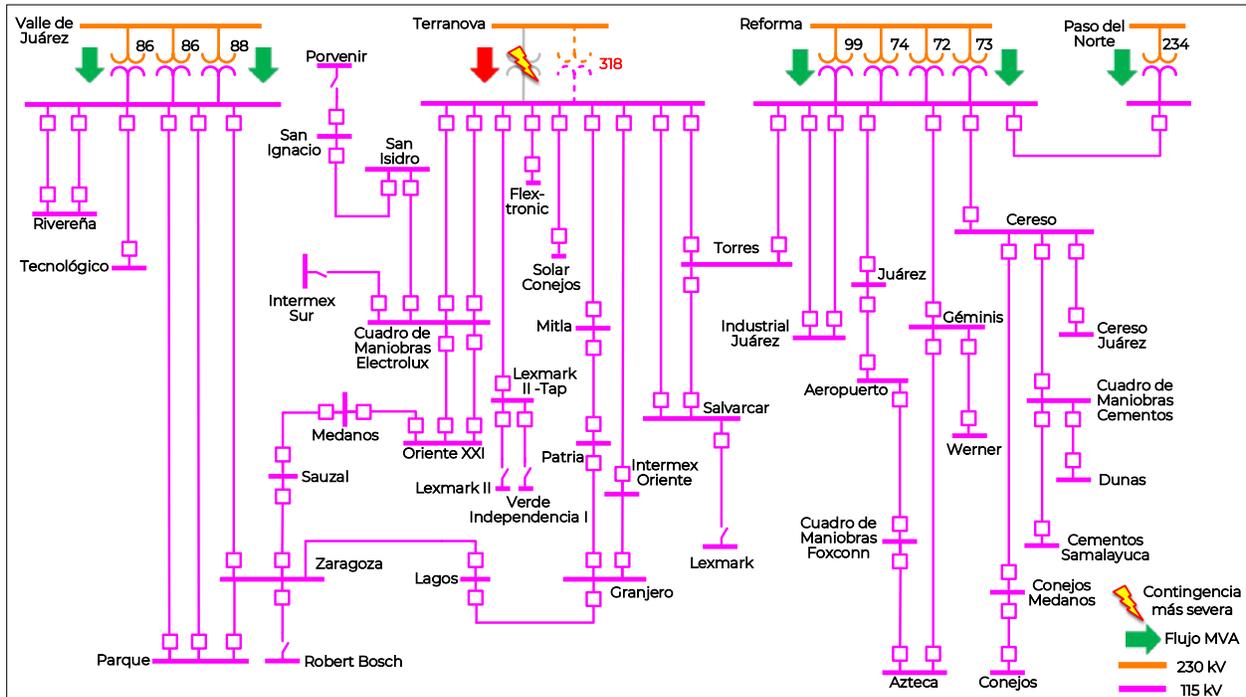
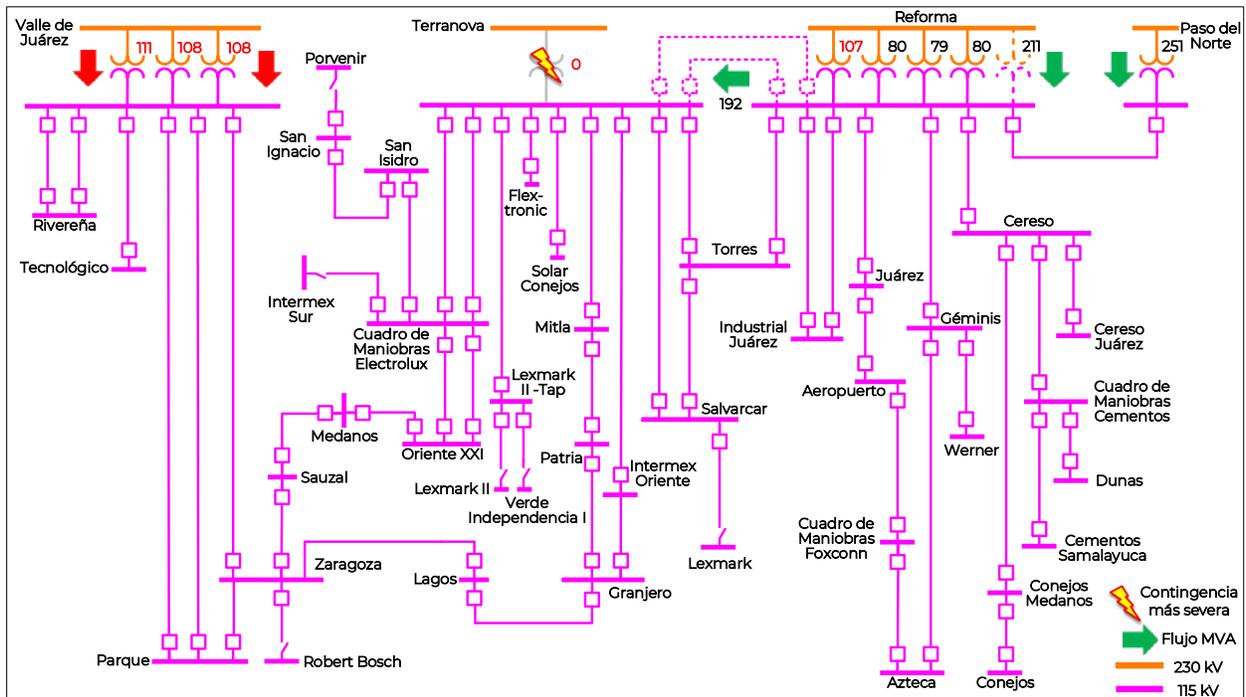


Figura 8. Escenario de demanda máxima de verano 2023, con la Alternativa 2



En ambos casos, con las alternativas 1 y 2, se puede observar que ante la ocurrencia de la contingencia más

severa no se tienen problemas de sobrecarga ni de baja de tensión en ningún punto de la red eléctrica.

Alternativa propuesta

Partiendo de los resultados obtenidos de las evaluaciones económicas, el

cuadro 5 muestra la comparación entre las demandas de saturación obtenidas para el escenario base, así como para las alternativas propuestas:

Cuadro 5. Comparativa entre demandas de saturación

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	1,045 MW	882 MW
Alternativa 1	1,247 MW	1,238 MW
Alternativa 2	1,184 MW	1,184 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

Con base en los resultados de los estudios técnicos y económicos se concluye que la **Alternativa 1** es el proyecto de obra propuesto como la solución más factible al problema identificado a partir del año 2023, ya que cubre un mayor horizonte para ambas condiciones de red y, aunado a los resultados anteriores, esta alternativa igualmente presenta:

- Un menor Costo de Inversión Total.
- Un mayor Valor Presente Neto.
- Un porcentaje más elevado de Tasa Interna de Retorno.

Asimismo, se consigue una mayor confiabilidad y robustez en la red de la zona Juárez, atención a las solicitudes de nuevos Centros de Carga industriales, reducción de la cantidad de energía no suministrada, derivada de la pérdida del actual banco de transformación. Además de proporcionar una mayor flexibilidad operativa, a la hora de realizar mantenimientos a cualesquiera de los dos transformadores.

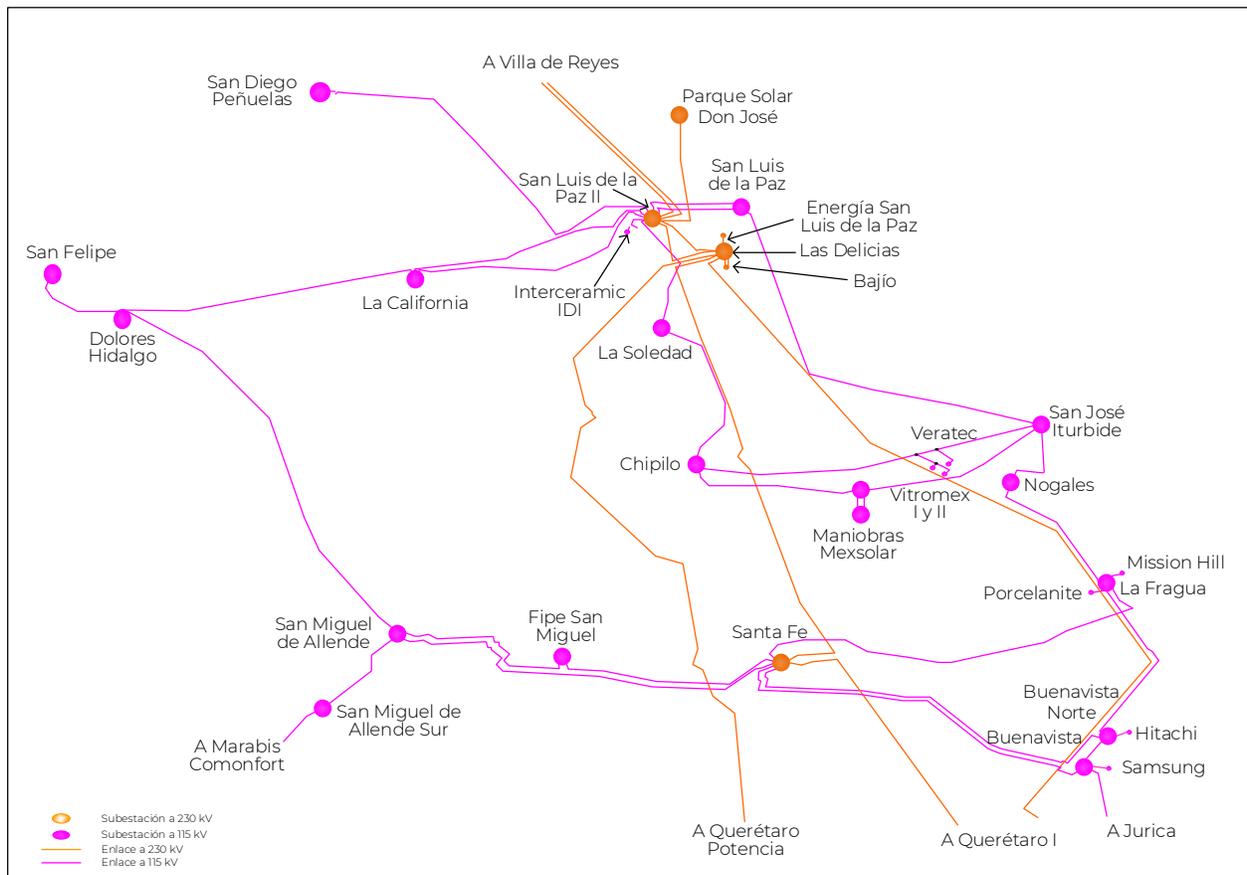
P19-OC2 San José Iturbide Banco 4

Diagnóstico operativo.

La red eléctrica de la Zona San Luis de la Paz consta de subestaciones eléctricas que alimentan carga de las Zonas de Distribución Querétaro y Celaya, de la División de Distribución Bajío. Geográficamente se ubica al norte de la Ciudad de Querétaro, entre los estados de Querétaro y Guanajuato (Figura 1). Su red en 115 kV es alimentada por la

transformación 230/115 kV de las subestaciones eléctricas Santa Fe y San Luis de la Paz II, cuya capacidad total es de 525 MVA. Adicionalmente, en la zona de influencia del proyecto se cuenta con 70 MW de generación intermitente en la red de 115 kV y 228 MW en 230 kV. A futuro, se prevé la instalación de 210 MW Fotovoltaicos y 63 MW Eólicos en la red de 115 kV.

Figura 1. Red eléctrica de la zona San Luis de la Paz



De acuerdo con el pronóstico de la demanda de la zona San Luis de la Paz, a largo plazo se observa un crecimiento de carga que afecta principalmente la transformación de la SE San Luis de la Paz II. Este efecto se debe a que está ubicada eléctricamente más cercana a

las fuentes de generación. Durante el día, la energía de las Centrales Eléctricas fotovoltaicas conectadas en 115 kV ayuda a que no se tengan sobrecargas en la transformación 230/115 kV de la zona, pero a partir 2024, en los escenarios nocturnos de mayor

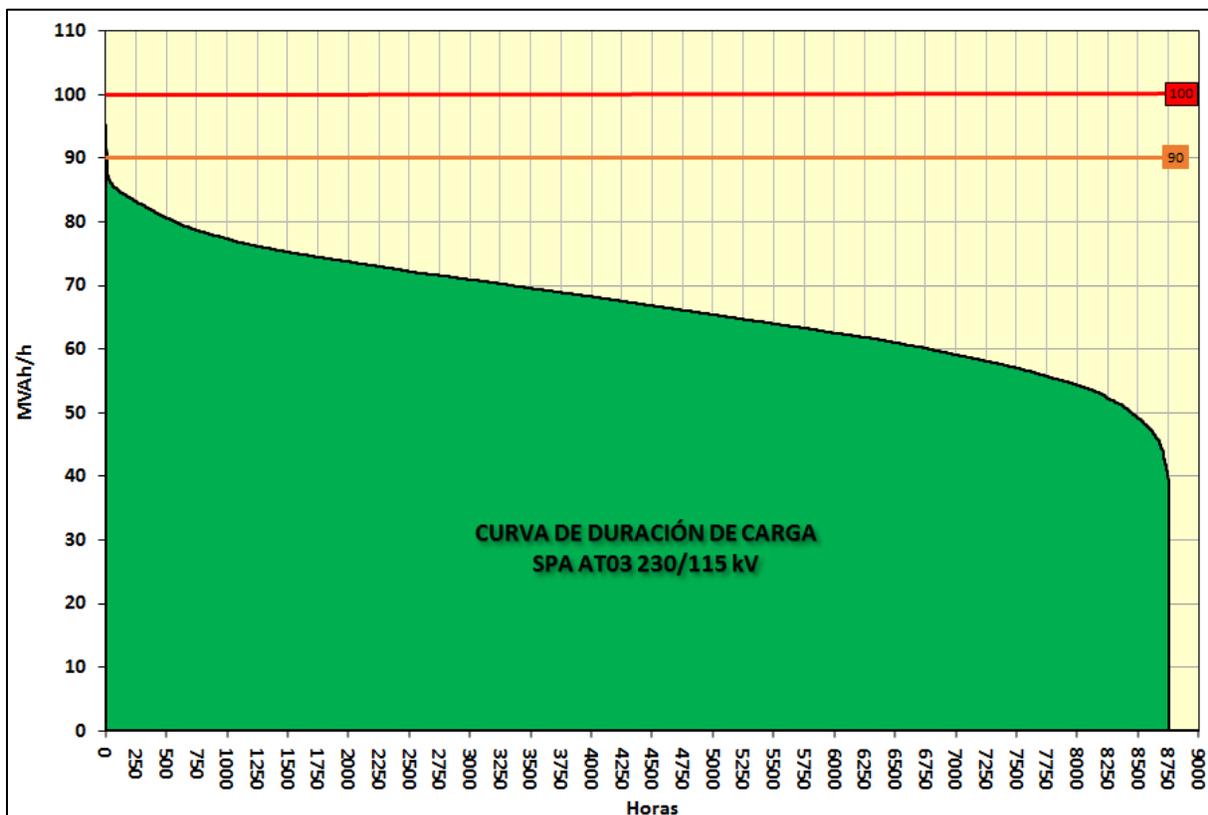
demanda, se presentarían cargas del 100% en la transformación 230/115 kV de la SE San Luis de la Paz II. Lo anterior en condición de red completa.

Adicionalmente, en el escenario de verano 2023 a las 23 horas, cuando se presenta la contingencia de la línea de transmisión Santa Fe – Las Delicias se tiene sobrecarga de los tres bancos de transformación de la SE San Luis de la Paz II, alcanzando un flujo de 114.4% de su capacidad nominal en el banco 1 y de 119.6% de su capacidad para los bancos 2 y 3, además de la sobrecarga de las líneas en 115 kV: San Luis de la Paz II – La Soledad y La Soledad – Chipilo. Esto se

debe a que prácticamente el total de la carga de la zona San Luis de la Paz queda alimentado desde la SE Querétaro I en 115 kV y desde los bancos de transformación de la SE San Luis de la Paz II.

Se muestra a continuación la curva de duración de carga de uno de los bancos de transformación de la SE San Luis de la Paz II (Figura 2), graficada para un año móvil de septiembre 2017 a agosto 2018, en donde se observa que la transformación está cercana al 90% de su capacidad nominal.

Figura 2. Curva de duración de carga del AT03 de San Luis de la Paz II



Descripción del proyecto que atiende la problemática.

El proyecto San José Iturbide Banco 4 consiste en las siguientes obras:

Transmisión:

- Una línea de transmisión entre las SE Las Delicias y San José Iturbide con una longitud de aproximadamente 30 km, de doble circuito en 230 kV con un conductor por fase de calibre 1113 ACSR y tendida sobre torre de acero.
- Una nueva línea de transmisión en 115 kV entre las SE San José Iturbide y La Fragua, con una longitud de aproximadamente 16 km, de un circuito con un conductor por fase calibre 1113 ACSR y tendida sobre torre de acero.

Transformación:

- Nuevo banco de transformación para instalarse en la SE San José Iturbide, conformado por cuatro unidades monofásicas (incluyendo la fase de reserva) 230/115 kV de 75 MVA cada uno.

Adicionalmente, el proyecto contempla los alimentadores necesarios para la conexión de las nuevas líneas y equipos en las SE.

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 2023.

Descripción de alternativas.

En las figuras 3 y 4 muestran las metas físicas de cada alternativa analizada.

Figura 3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

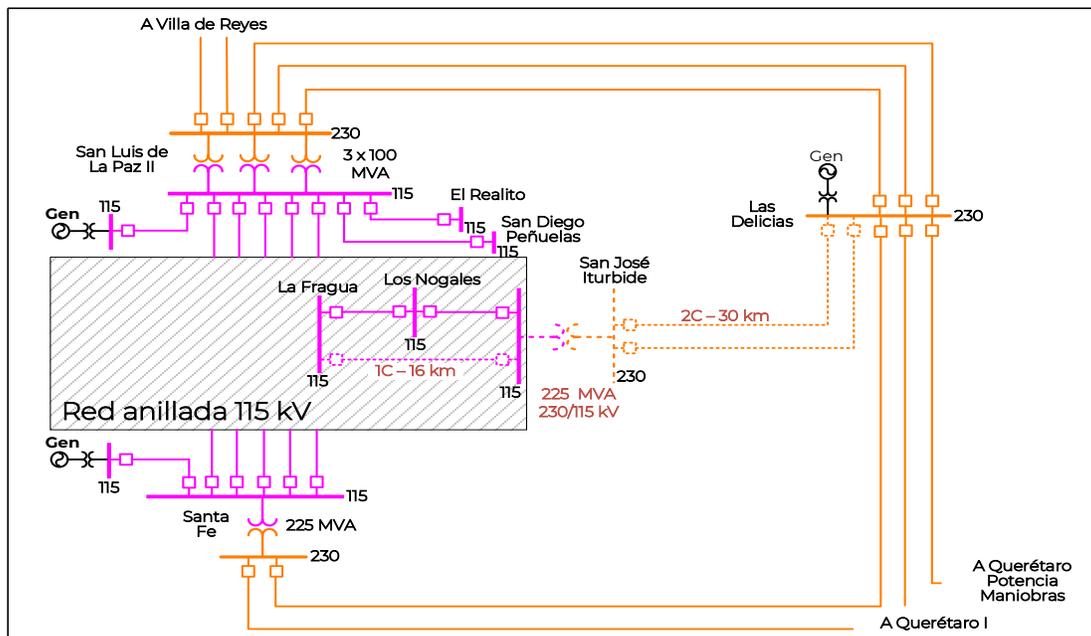
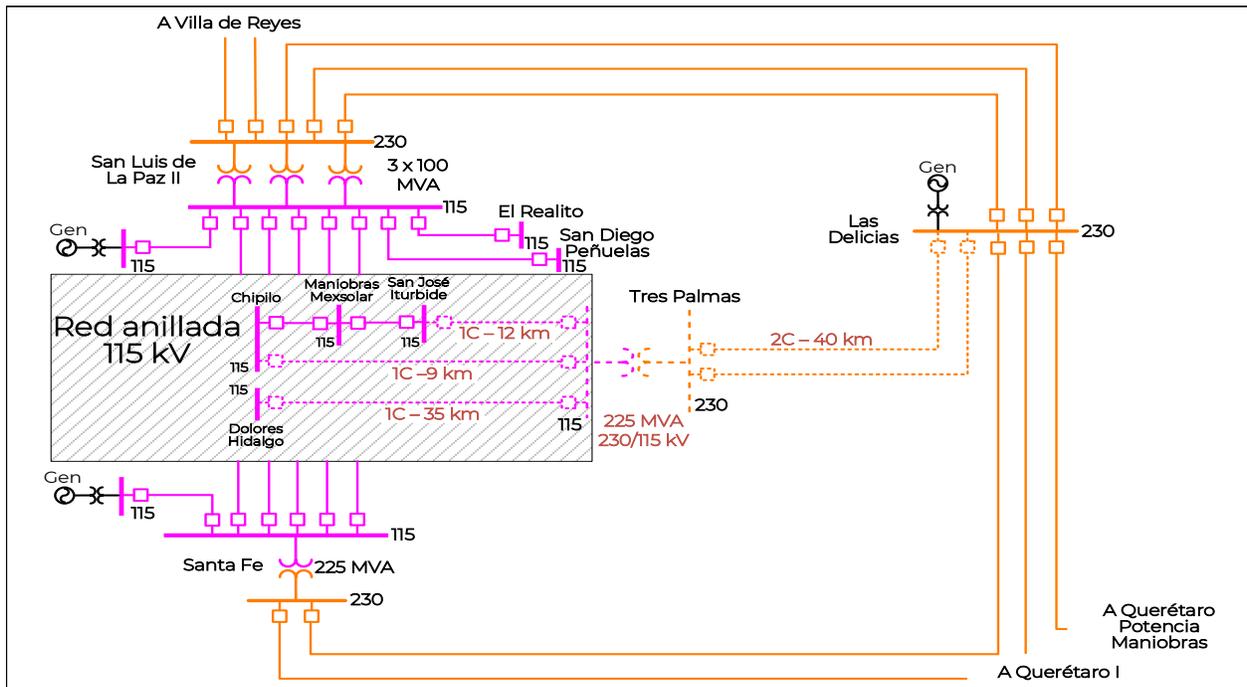


Figura 4. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 contiene aproximadamente 76 km-c de línea de transmisión en 115 kV y 230 kV; así como 300 MVA de transformación 230/115 kV.

La Alternativa 2 contiene aproximadamente 96 km-c de línea de transmisión en 115 kV y 230 kV; así como 300 MVA de transformación 230/115 kV.

Los cuadros 1 y 2 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1, mientras que los cuadros 3 y 4 corresponden a la Alternativa 2.

Cuadro 1. Obras de transmisión de la Alternativa 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Las Delicias – San José Iturbide	230	2	60.0	abr-23	abr-23
San José Iturbide – La Fragua	115	1	16.0	abr-23	abr-23
Total			76.0		

Cuadro 2. Obras de transformación de la Alternativa 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
San José Iturbide Banco 4	4	AT	300.0	230/115	abr-23	abr-23
Total			300.0			

AT. Autotransformador

Cuadro 3. Obras de transmisión de la Alternativa 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Las Delicias – Tres Palmas	230	2	40.0	abr-23	abr-23
Tres Palmas – Chipilo	115	1	9.0	abr-23	abr-23
Tres Palmas – San José Iturbide	115	1	12.0	abr-23	abr-23
Tres Palmas – Dolores Hidalgo	115	1	35.0	abr-23	abr-23
Total			96.0		

Cuadro 4. Obras de transformación de la Alternativa 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Tres Palmas Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-23	abr-23
Total			300.0			

AT. Autotransformador

Adicionalmente, para ambas alternativas se considera la sustitución de 5 interruptores de 115 kV en la SE San Luis de la Paz II ya que con la entrada en operación de este proyecto se rebasa su capacidad interruptiva. El costo estimado de estas obras asciende a 57.4 millones de pesos de 2018.

Indicadores técnicos.

La figura 5 muestra la condición operativa del verano de 2023 a las 23 horas sin el proyecto. Se puede observar que ante la contingencia de la línea Santa Fe – Las Delicias la transformación de la SE San Luis de la Paz II se

sobrecarga, alcanzando un flujo cercano a 120% de su capacidad nominal, así como saturación en las líneas de transmisión San Luis de la Paz II – La Soledad y La Soledad – Chipilo. Cabe resaltar que la saturación de estas líneas es por rebasar la capacidad de los equipos serie de la línea y no por falta de capacidad en los conductores de la línea.

Con el crecimiento esperado de la demanda, la saturación en estado estable de la zona se presentaría en condición de verano 23 horas de 2024, en condición de red completa, esto se muestra en la figura 6.

Figura 5. Escenario de verano 23 horas de 2023 ante contingencia (sin proyecto)

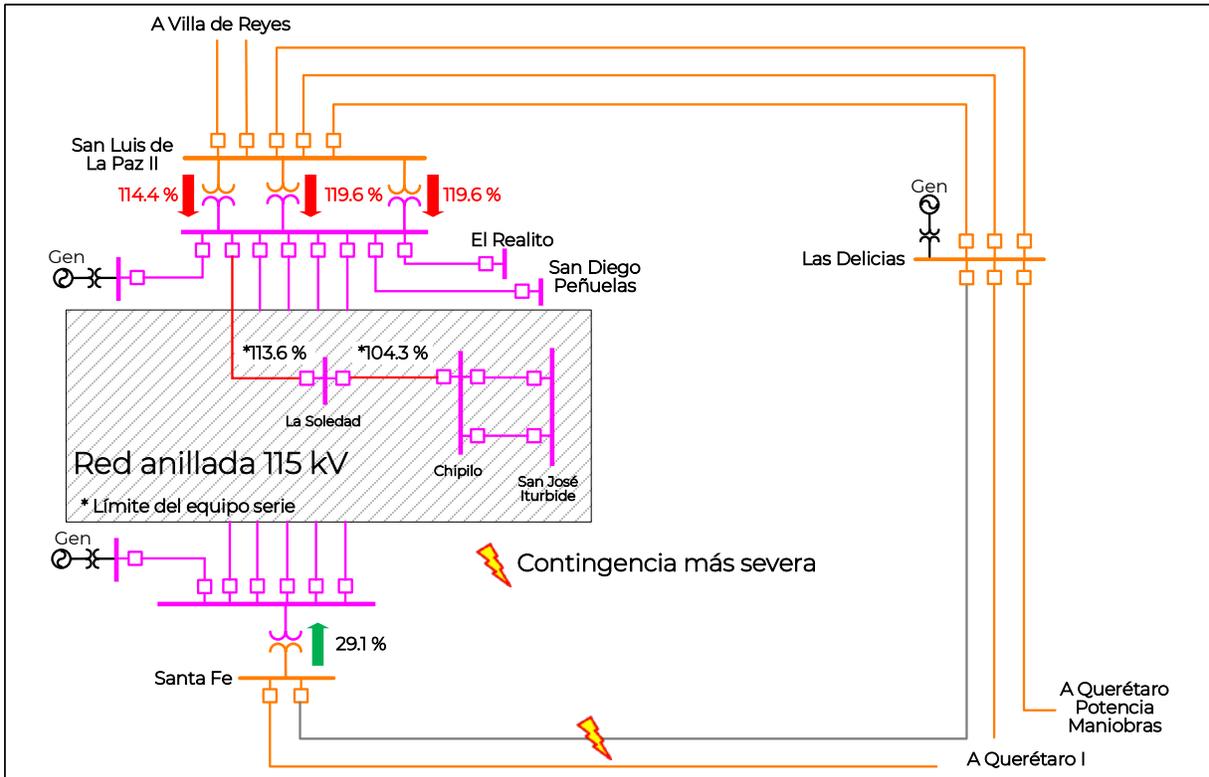
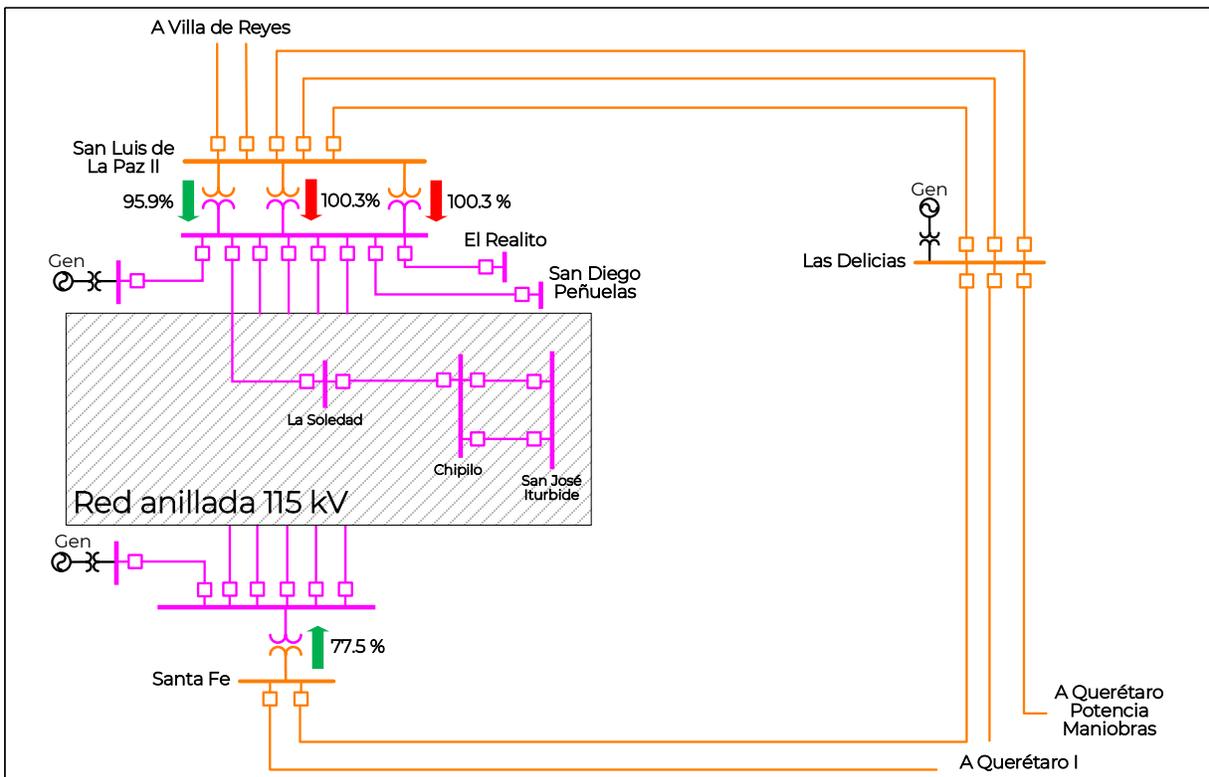


Figura 6. Escenario base de verano 23 horas de 2024 (sin el proyecto)



Las figuras 7 y 8 muestran las simulaciones de verano 2023 a las 23 hs con la Alternativa 1, en condición de red completa y ante la contingencia más crítica, respectivamente. Por otro lado, las figuras 9 y 10 muestran esos dos mismos escenarios, pero con la Alternativa 2. Se puede apreciar que en ambos casos no se tienen afectaciones

por sobrecarga ante la contingencia de la línea de transmisión Santa Fe – Las Delicias. Adicionalmente, se obtiene una redistribución del flujo en la transformación de la zona que ayuda al mejor aprovechamiento de la red y evita la saturación de la zona en el mediano plazo.

Figura 7. Escenario de verano 23 horas de 2023 con la Alternativa 1

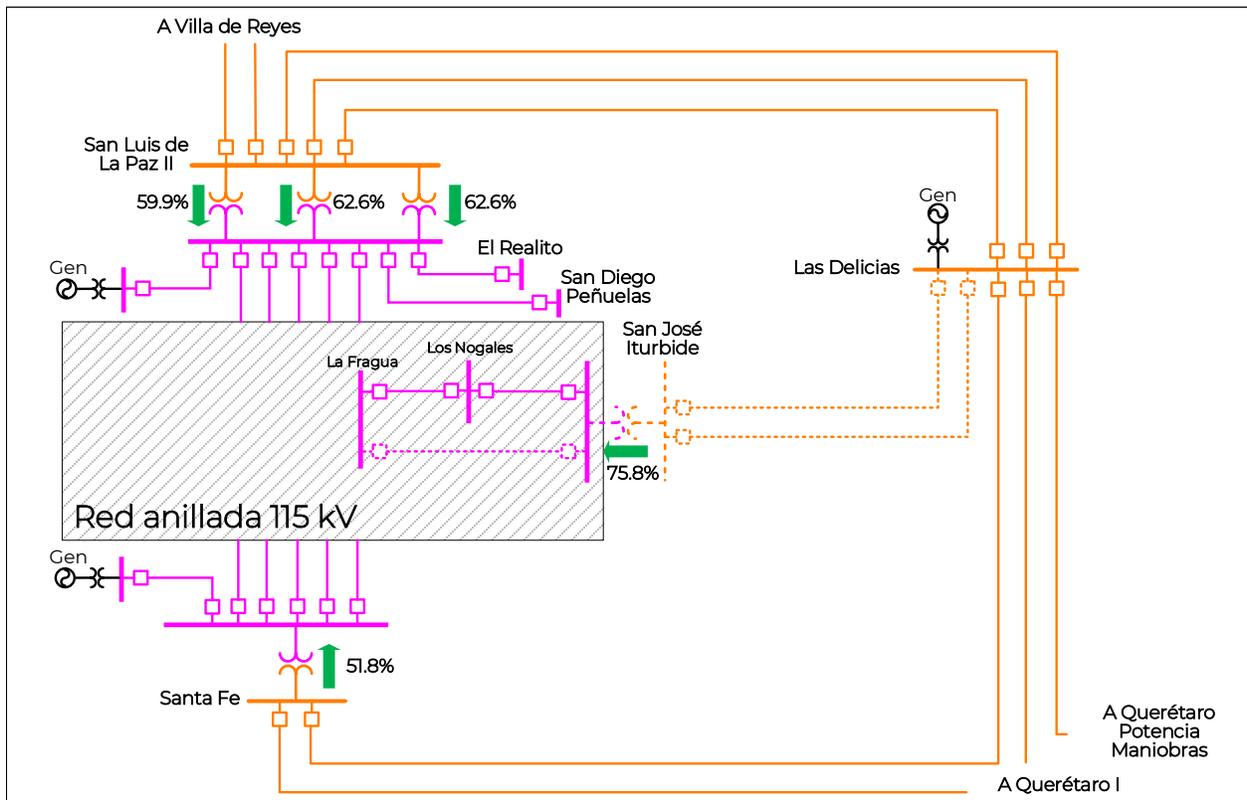


Figura 8. Escenario de verano 23 horas de 2023 con la Alternativa 1 (ante contingencia)

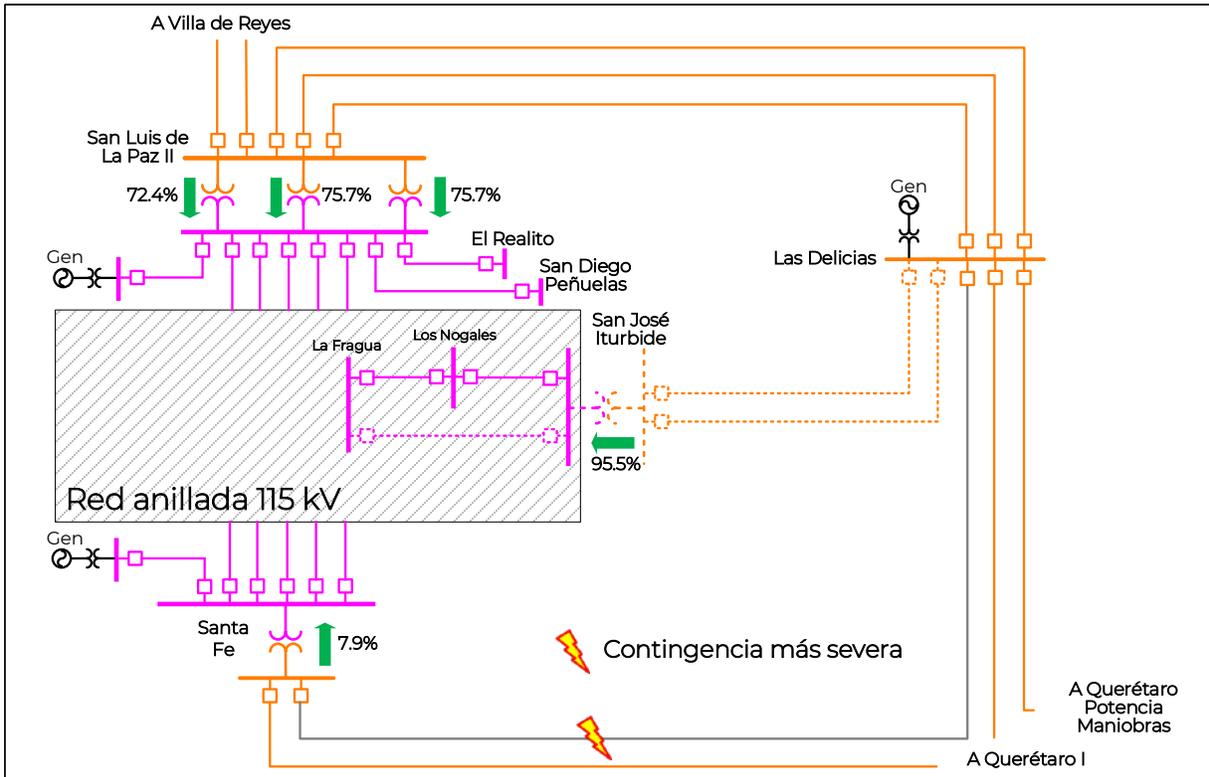


Figura 9. Escenario de verano 23 horas de 2023 con la Alternativa 2

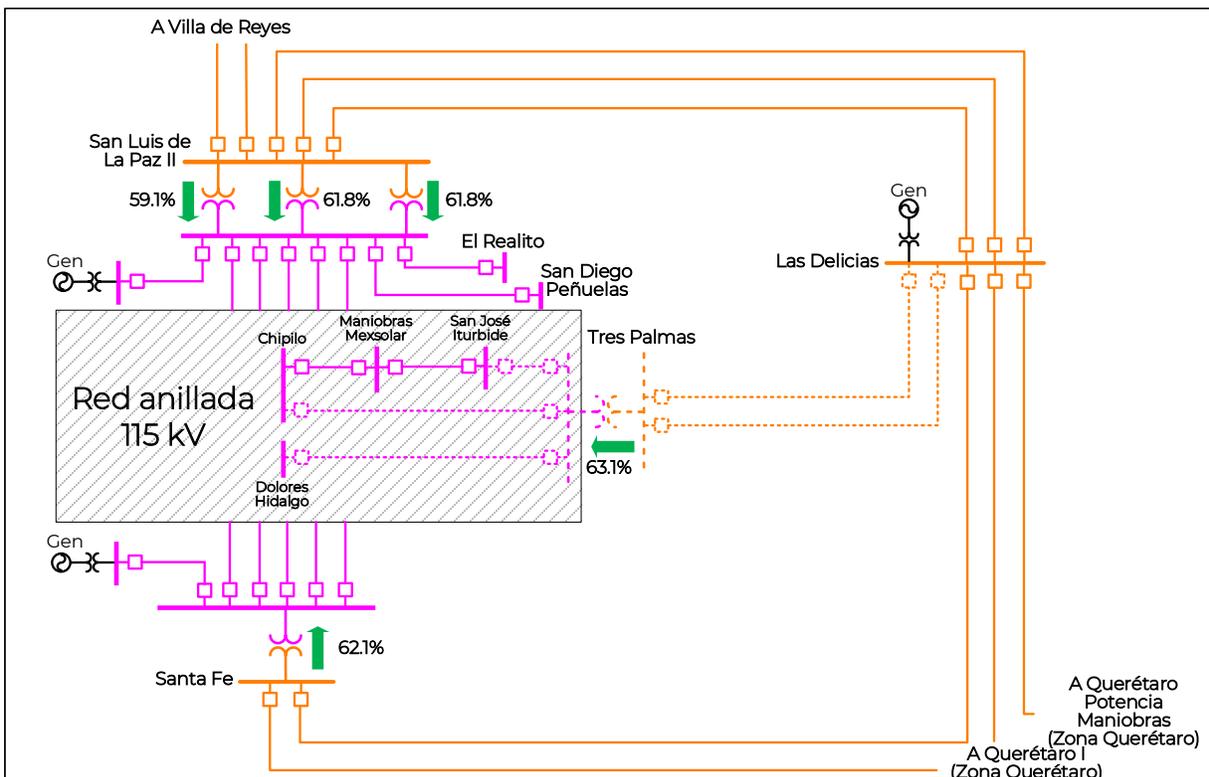
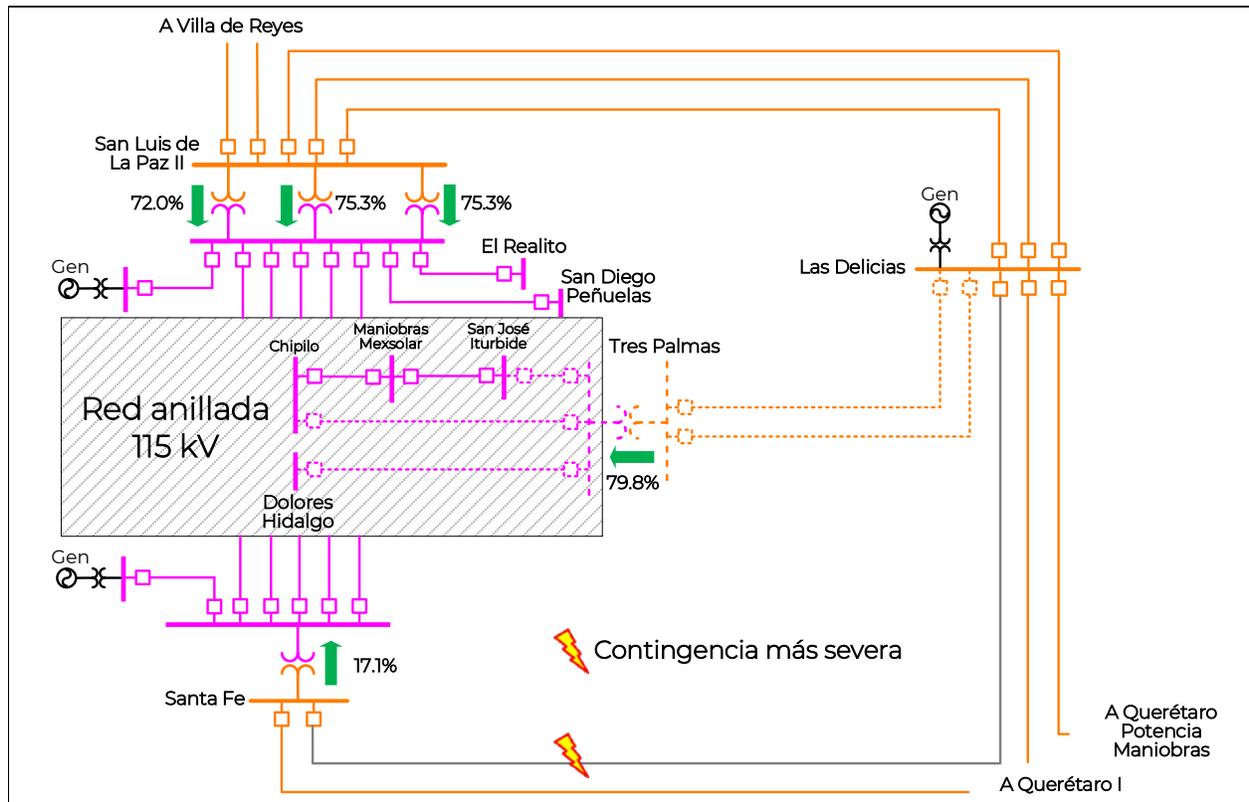


Figura 10. Escenario de verano 23 horas de 2023 con la Alternativa 2 (ante contingencia)



En conclusión, se observa que ambas alternativas permiten el crecimiento de demanda de la zona San Luis de la Paz, con lo que se puede atender el crecimiento pronosticado en la zona con un horizonte posterior al 2033,

Alternativa propuesta.

El cuadro 5 presenta el aumento en la demanda de saturación de las

adicionalmente se refuerza la red de transmisión de 115 kV y se proporciona una fuente adicional cercana a la carga con lo que se evita tener sobrecargas en líneas de transmisión y violaciones de tensión en las subestaciones eléctricas. alternativas estudiadas con respecto a la infraestructura existente. La Alternativa 1 tiene una ganancia de 230.9 MW mientras que la Alternativa 2 es de 263.7 MW.

Cuadro 5. Comparativa entre demandas de saturación

Límite de saturación sin proyecto	Límite de saturación con Alternativa 1	Límite de saturación con Alternativa 2
433.7 MW	664.6 MW	697.4 MW

En consecuencia, la infraestructura propuesta sería suficiente para atender el incremento de demanda en la zona San Luis de la Paz y da la posibilidad de atender las solicitudes de conexión de

Centros de Carga en esta región del país. En cuanto a confiabilidad, el proyecto permitirá tener una mayor regulación de tensión en esta red eléctrica, y se evitaría el tiro de carga en condiciones

normales de operación, así como ante contingencia.

Con base en los resultados de los estudios técnicos y económicos se concluye que la **Alternativa 1** es el proyecto de obra propuesto como la solución más factible al problema identificado a partir del año 2023, ya que cubre un mayor horizonte para ambas

condiciones de red y, aunado a los resultados anteriores, esta alternativa igualmente presenta:

- Un menor Costo de Inversión Total.
- Un mayor Valor Presente Neto.
- Un porcentaje más elevado de Tasa Interna de Retorno.

P19-OR3 Suministro de energía en la Zona Huatulco y Costa Chica

Diagnóstico operativo.

Las Regiones de la Costa Chica del estado de Guerrero y la Costa del estado de Oaxaca, forman parte de las Zonas de Carga (ZC) Acapulco y Huatulco respectivamente, las cuales dependen de su suministro de energía eléctrica a través de una red en el nivel de tensión de 115 kV.

Las SE que alimentan esta red son Quemado, Ciénega y Juchitán II. Estos puntos de alimentación se encuentran a grandes distancias de las subestaciones eléctricas que alimentan a cargas residenciales, comerciales e industriales, en donde se tienen principales centros turísticos y poblaciones como Huatulco, Puerto Escondido, Pinotepa Nacional y Ometepepec.

Tomando como referencia la SE Pochutla de la zona Huatulco, la SE Juchitán II está a una distancia de 215 km, la SE El Quemado a una distancia de 394 km y la SE la Ciénega a una distancia de 160 km, esta condición geográfica se muestra en la figura 1, así como las líneas de transmisión y las SE que son las fuentes del suministro de energía eléctrica en la zona.

Debido a las grandes distancias con las fuentes de energía eléctrica, se tiene una red eléctrica con falta de fuentes de potencia reactiva para el soporte de tensión, por lo que, ante la salida de

alguna línea de transmisión ya sea por falla o mantenimiento, se llegan a presentar afectaciones de carga a través de esquemas automáticos como una medida emergente para preservar la confiabilidad de suministro y evitar la ocurrencia de la afectación total de la carga debido a un colapso en la zona por abatimiento de tensión.

La contingencia sencilla más severa es la salida de la línea de transmisión Quemado-73410-Papagayo, ya que de ocurrir se forma una trayectoria radial de 360 km desde la SE Pochutla hasta Papagayo, lo que provoca abatimientos de tensión que a su vez ocasionan afectaciones de carga en las subestaciones eléctricas de la red asociada. Ver figura 1.

En el año 2018, por la magnitud de la demanda, durante 8,661 horas (99% del año), se tuvo el riesgo de afectación de carga por bajas tensiones ante contingencia sencilla de líneas de transmisión en 115 kV. Por lo anterior, se tienen implementados esquemas de desconexión automática de carga (disparo de carga por baja tensión), los cuales, en años futuros, resultaran insuficientes para evitar voltajes fuera de límites permisibles operativos y de diseño. Así mismo, se tienen problemas de regulación de tensión, poniendo en riesgo la falla del equipo industrial, aparatos electrodomésticos y equipo de cómputo.

Figura 1. Diagrama geográfico asociado a la red eléctrica de la Zona Huatulco y Costa Chica



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 1. En los últimos 5 años se han presentado 251 eventos de salida de líneas de transmisión, de los cuales en 152 eventos se han presentado

afectaciones en el suministro de la energía eléctrica (carga). En los últimos 3 años la incidencia de disparos de líneas de transmisión ha sido creciente; así mismo la incidencia de afectaciones de carga.

Cuadro 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	47.7
2015	12	3	80.0
2016	20	32	38.4
2017	46	21	68.6
2018	53	20	74.6
Total	152	99	309.3

Es importante mencionar se tiene en programa el proyecto “Suministro de energía Oaxaca y Huatulco” con fecha estimada de entrada en operación de julio de 2022 y que ha sido instruido por la Secretaría de Energía para su construcción a la CFE la red eléctrica del

estado de Oaxaca con un beneficio hacia la red asociada a Huatulco.

Cabe señalar que la CFE tiene suspendidas las obras referentes a las líneas de transmisión Bonfil – Papagayo y Tierra Colorada – Ayutla en 115 kV

debido a problemáticas sociales en el estado de Guerrero. Dichas obras son de gran necesidad para reforzar la red eléctrica de la región de la costa chica de

Guerrero. En la figura 2 se muestra en líneas punteadas, las obras suspendidas en su construcción.

Figura 2. Diagrama geográfico con obras suspendidas en su construcción



Descripción del proyecto que atiende la problemática.

Para maximizar la capacidad de transmisión y estar en condiciones de atender el crecimiento natural de la demanda, se plantean dos alternativas de compensación dinámica con beneficios a las zonas de carga Huatulco, Oaxaca y la red de la costa chica de la zona de carga Acapulco, estas se definen como la Zona de Influencia del proyecto.

La Alternativa 1 consiste en la instalación de fuentes de compensación dinámica con equipos STATCOM (Compensador Estático Síncrono) para incrementar la capacidad de transmisión hacia la zona y consecuentemente asegurar el suministro del crecimiento de la demanda. Ante la ocurrencia de

contingencias, mantener el soporte del perfil de tensión para evitar la desconexión automática de usuarios de la región.

Compensación:

- Equipo de compensación dinámica STATCOM de +50/-50 MVAR en la SE Pochutla en 115 kV.
- Equipo de compensación dinámica STATCOM de +30/-30 MVAR en la SE Agua Zarca en 115 kV.

El proyecto contempla el reemplazo de equipo terminal en las SE Pochutla, Ejutla, Juchitán II y Conejos, para el incremento en los límites de transmisión que están restringidos por Transformadores de Corriente (TC) de menor capacidad a la línea de

transmisión respectiva 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: diciembre de 2023.

La Alternativa 2 consiste en la instalación de fuentes de compensación dinámica con equipos Compensadores Estáticos de VAr (CEV) para incrementar la capacidad de transmisión hacia la zona y consecuentemente asegurar el suministro del crecimiento de la demanda. Ante la ocurrencia de contingencias, mantener el soporte del perfil de tensión para evitar la desconexión automática de usuarios de la región.

Compensación:

- Equipo de compensación dinámica CEV de +50/-15 MVAR en la SE Pochutla en 115 kV.
- Equipo de compensación dinámica CEV de +30/-15 MVAR en la SE Agua Zarca en 115 kV.

En forma similar a la Alternativa 1, también se contempla el reemplazo de equipo terminal en las subestaciones eléctricas Pochutla, Ejutla, Juchitán II y Conejos, para el incremento en los límites de transmisión que están restringidos por Transformadores de Corriente (TC) de menor capacidad a la línea de transmisión respectiva en el nivel de tensión de 115 kV.

Descripción de alternativas.

Las figuras 3, 4 y 5 muestran los diagramas unifilares simplificados de la red eléctrica existente y la inclusión de las alternativas de solución.

Figura 3. Diagrama Unifilar Simplificado de la red eléctrica existente

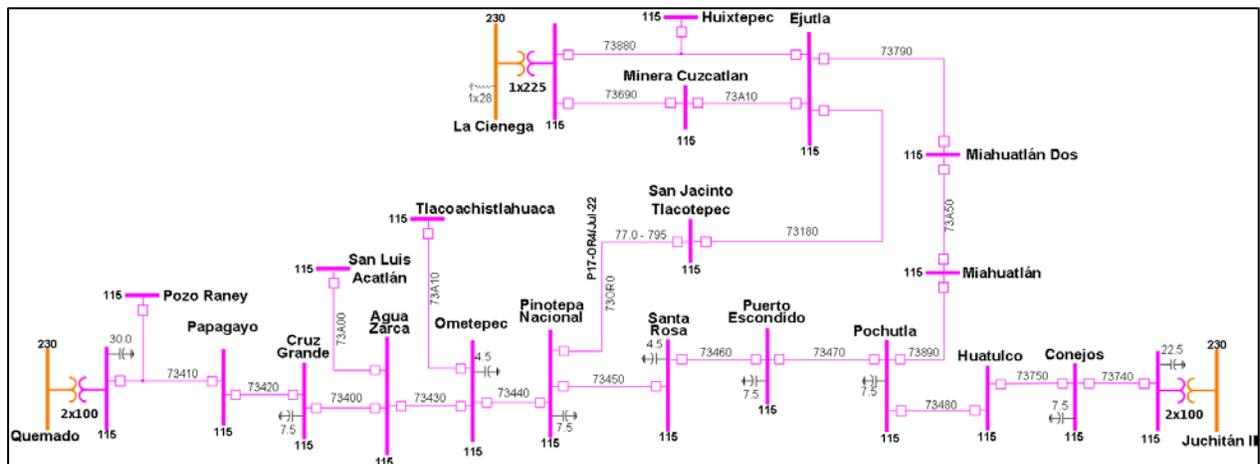


Figura 4. Diagrama Unifilar Simplificado de la red eléctrica con la Alternativa 1

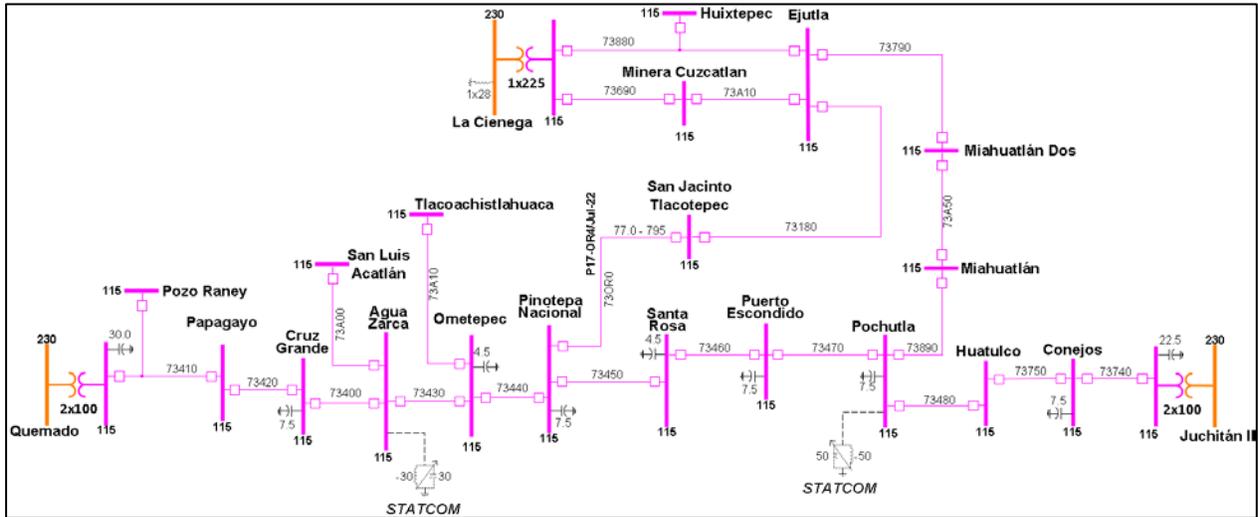
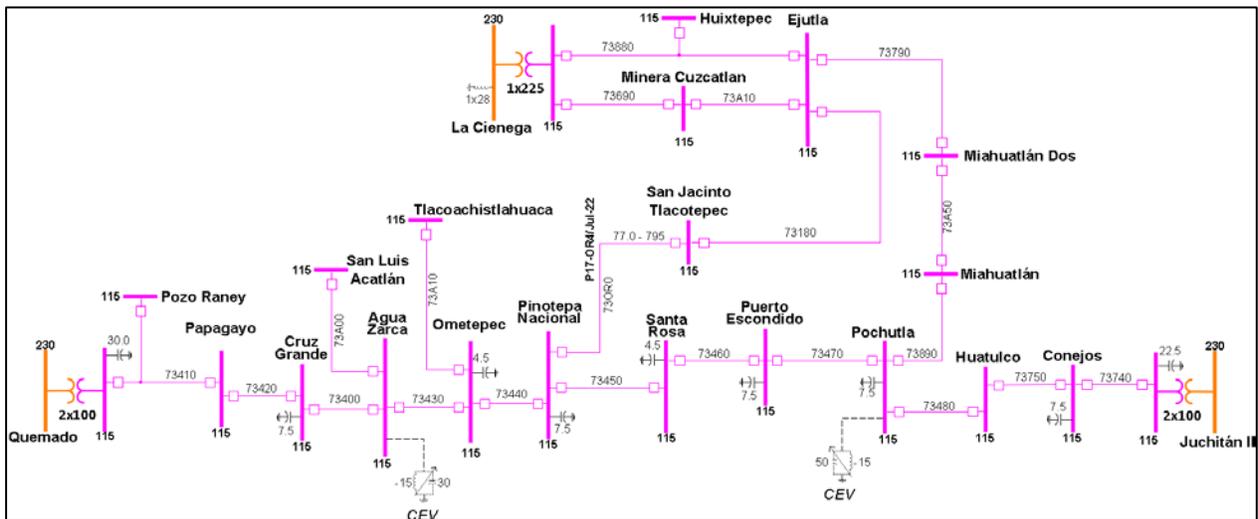


Figura 5. Diagrama Unifilar Simplificado de la red eléctrica con la Alternativa 2



Resumen de metas físicas.

La Alternativa 1 consta de la instalación de dos STATCOM con un total de 160 MVAR de capacidad.

La Alternativa 2 consta de la instalación de dos Compensadores Estáticos de VAR con un total de 110 MVAR de capacidad.

En cuadros 2 y 3 se muestra el resumen de metas físicas.

Cuadro 2. Obras de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Pochutla STATCOM	STATCOM	115	50(Ind.) / 50(Cap.)	jun-19	dic-23
Agua Zarca STATCOM	STATCOM	115	30(Ind.) / 30(Cap.)	jun-19	dic-23
Total			160.0		

Cap. Capacitivo
Ind. Inductivo
STATCOM. *Static Synchronous Compensator*

Cuadro 3. Obras de compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Pochutla CEV	CEV	115	15(Ind.) / 50(Cap.)	jun-19	dic-23
Agua Zarca CEV	CEV	115	15(Ind.) / 30(Cap.)	jun-19	dic-23
Total			110.0		

Cap. Capacitivo
Ind. Inductivo
STATCOM. *Static Synchronous Compensator*

Indicadores técnicos.

En figuras 6 y 7 se muestran diagramas unifilares simplificados con la condición operativa en el año 2023 sin un proyecto de refuerzo en la red de la Costa Chica y Huatulco ante la condición de demanda máxima de zona y ante la eventual contingencia o salida de un elemento de transmisión. Ante contingencia se requiere la operación de Esquemas de Protección para preservar la

Confiable del suministro y no operar en voltajes fuera de límites permisibles operativos y de diseño.

En la figura 8 se muestra curva característica de Potencia - Voltaje (P-V) en donde se puede observar, la tensión antes y posterior a la falla de un elemento de transmisión (post contingencia de la línea de transmisión Quemado - 73410 - Papagayo).

Figura 6. Escenario de demanda máxima de 2023, condiciones operativas sin proyecto

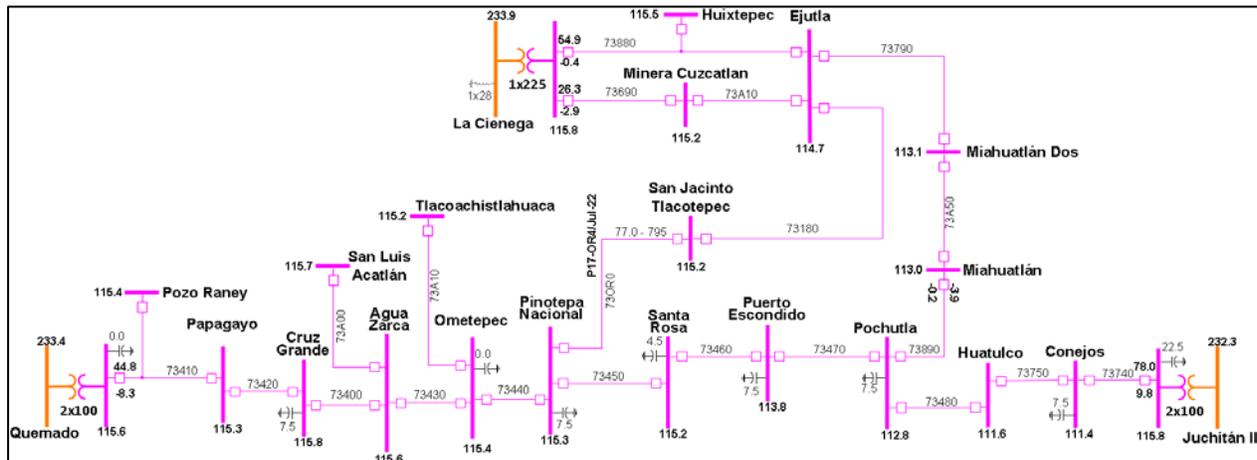
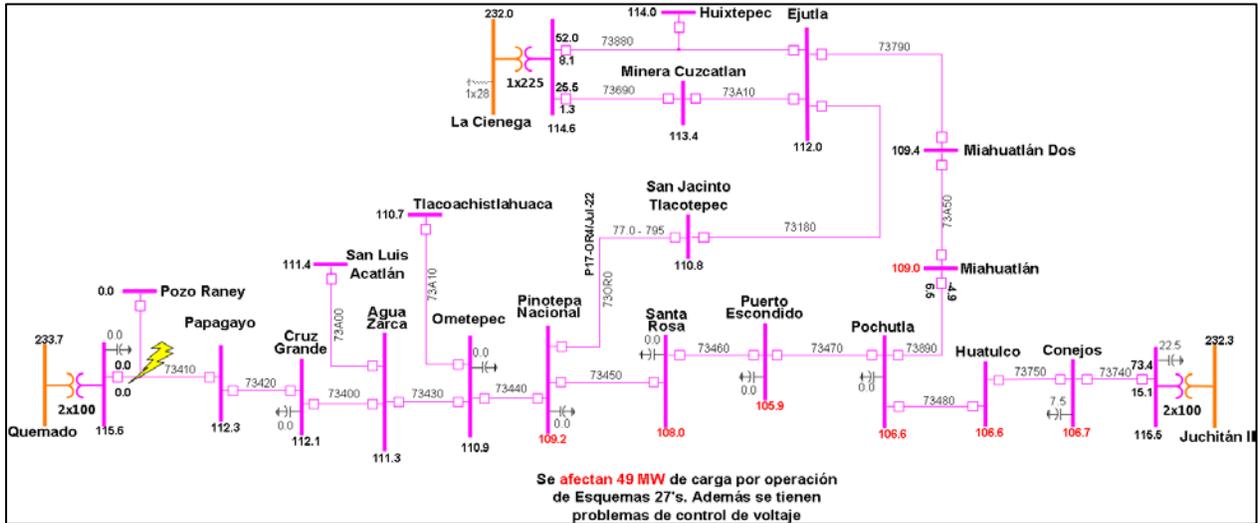


Figura 7. Condicio

nes operativas post contingencia sin proyecto de refuerzo para el año 2023



En las figuras 9 a 12 se muestra el comportamiento de flujos de potencia en la red eléctrica esperadas durante la condición operativa en el año 2023 con las alternativas de solución 1 y 2 respectivamente, con un proyecto de Compensación Dinámica en la Red de la Costa Chica y Huatulco.

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 línea de transmisión más severa no se tienen problemas de tensión en ningún punto de la red eléctrica de la zona de influencia.

Figura 8. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) sin proyecto de refuerzo (condición sin/con contingencia sencilla)

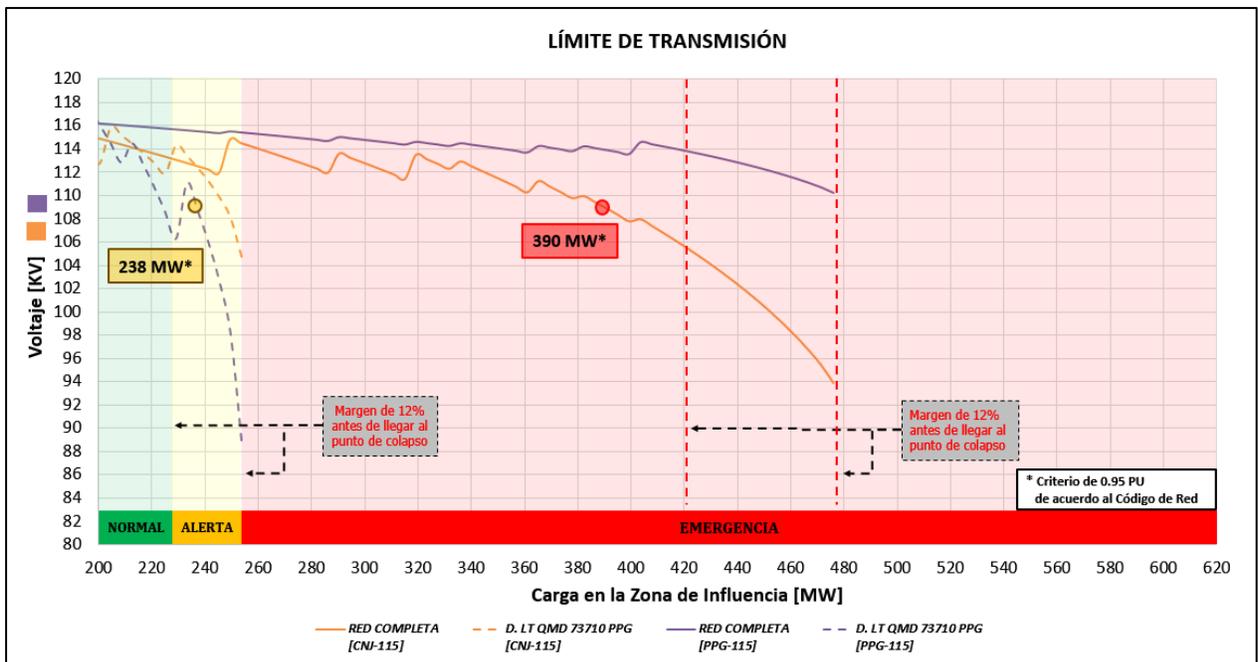


Figura 9. Condiciones operativas con la Alternativa 1 para el año 2023

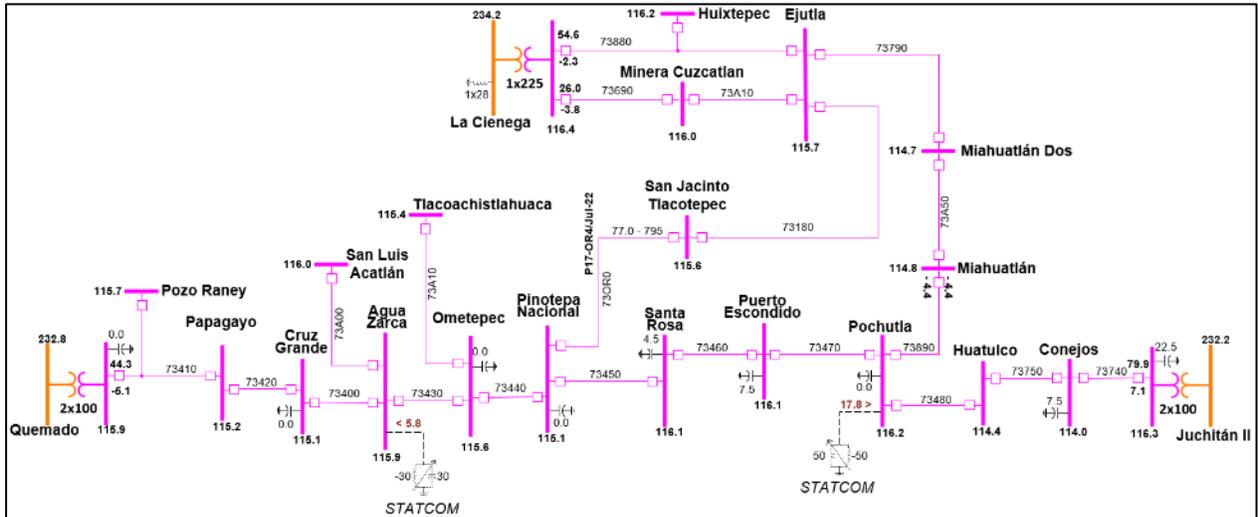


Figura 10. Condiciones operativas con la Alternativa 1 post-contingencia para el año 2023

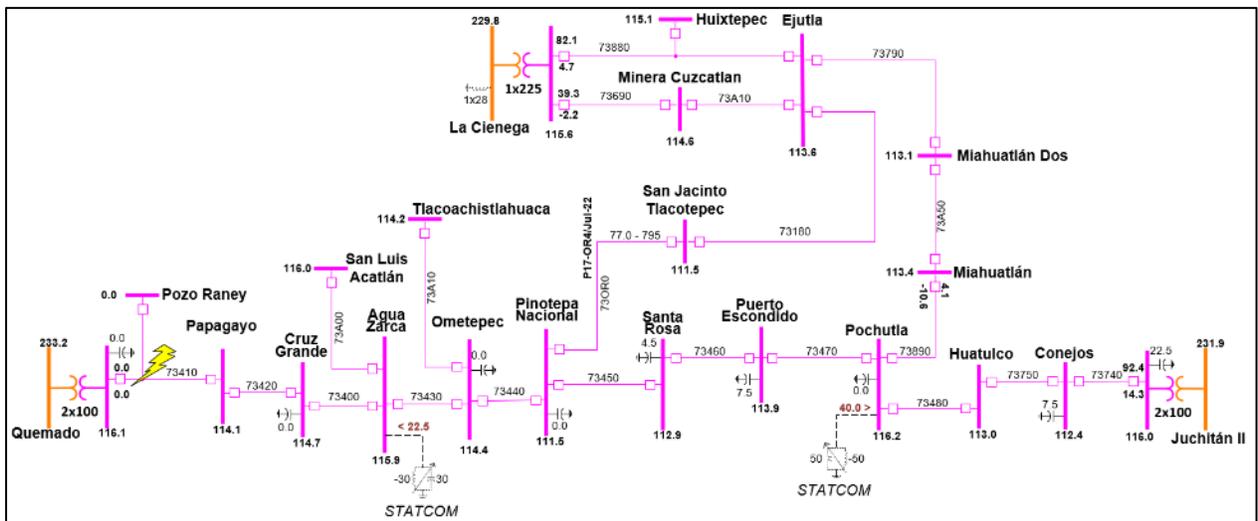


Figura 11. Condiciones operativas con la Alternativa 2 para el año 2023

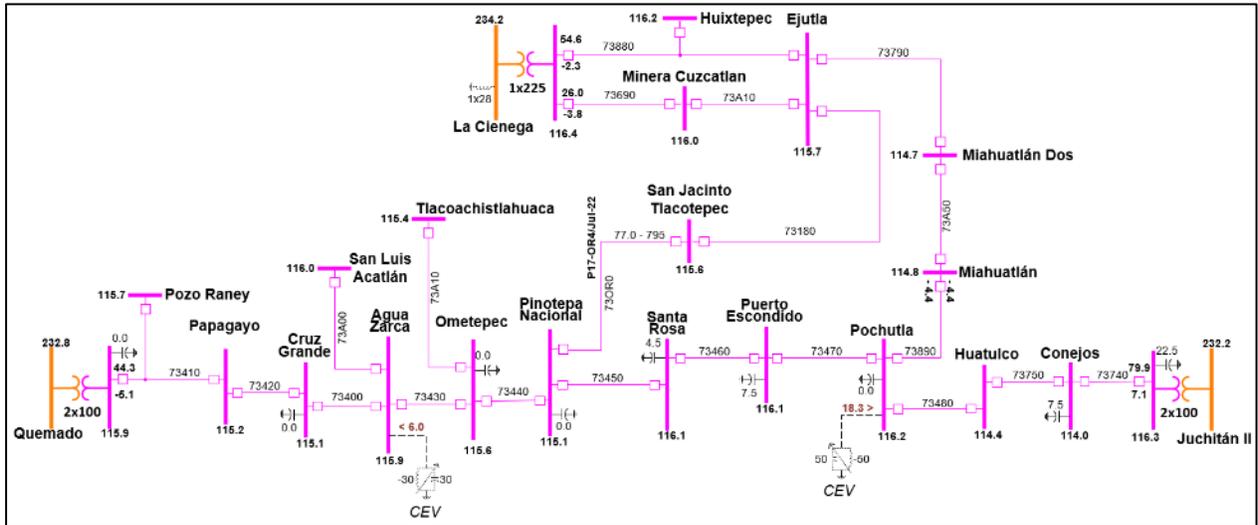
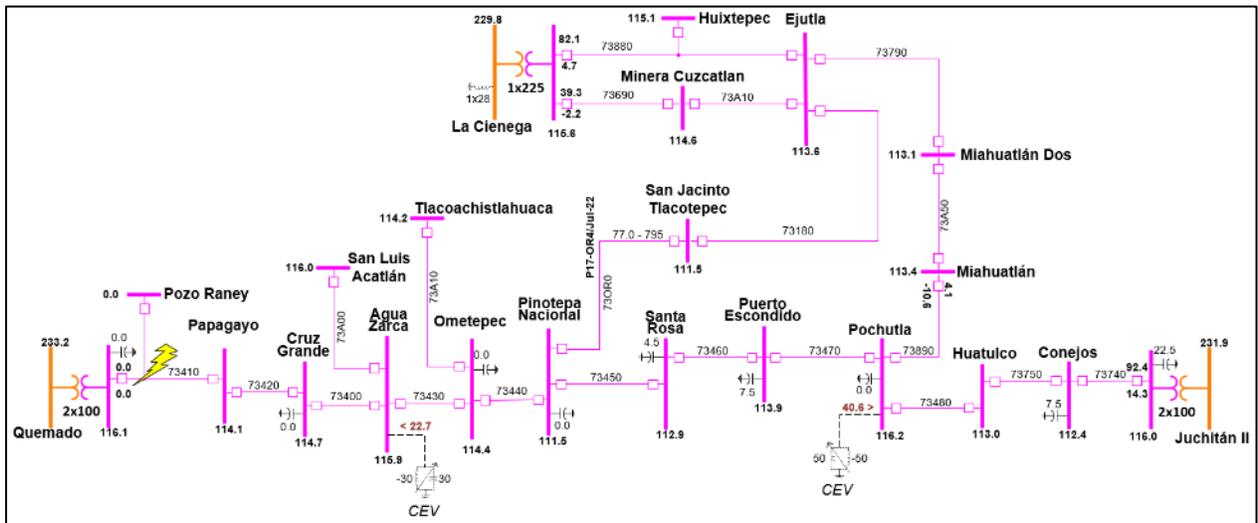


Figura 12. Condiciones operativas con la Alternativa 2 post contingencia para el año 2023



A su vez, en las figuras 13 y 14 se muestran curvas características P-V en donde se puede observar que con ambas alternativas se incrementa la capacidad de suministro de energía en la red de la zona de Influencia.

En conclusión, ambas alternativas permiten aumentar el límite de

demanda en la zona de influencia permitiendo atender el crecimiento de la demanda esperado en esta región del país. Además de que ambas alternativas logran tener un control fino de la tensión en la red, por lo que se podrá cumplir con los requerimientos de calidad de tensión establecidos en el Código de Red.

Figura 13. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con Alternativa 1 (condición sin/con contingencia sencilla)

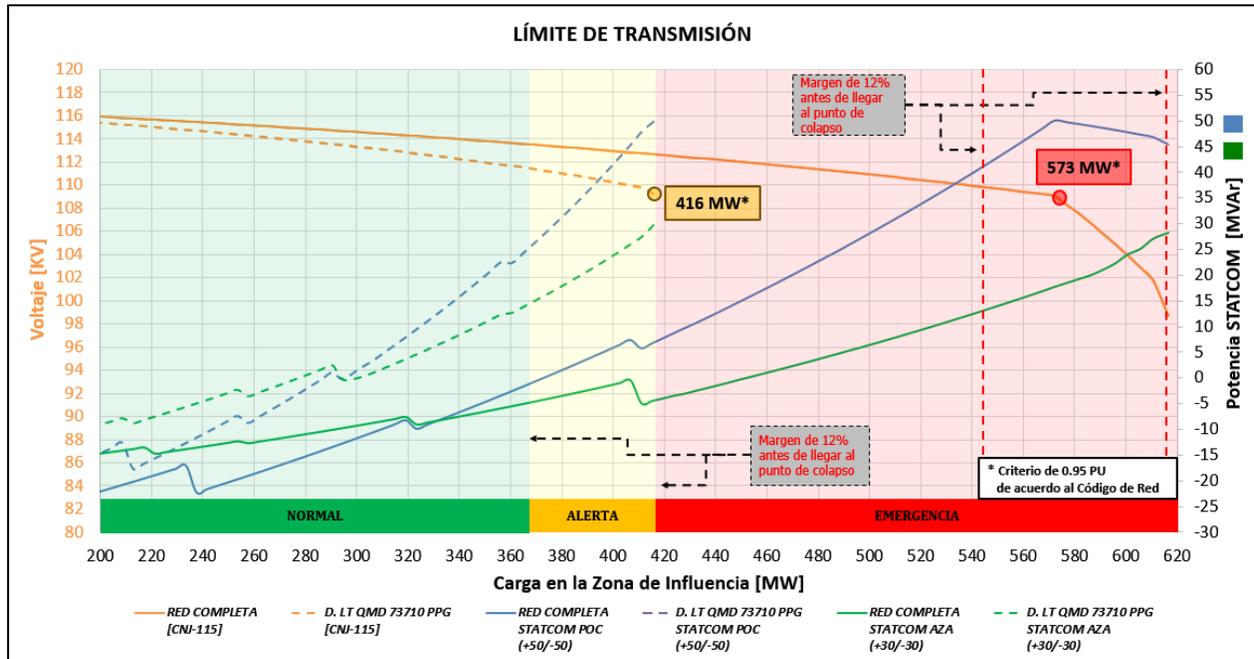
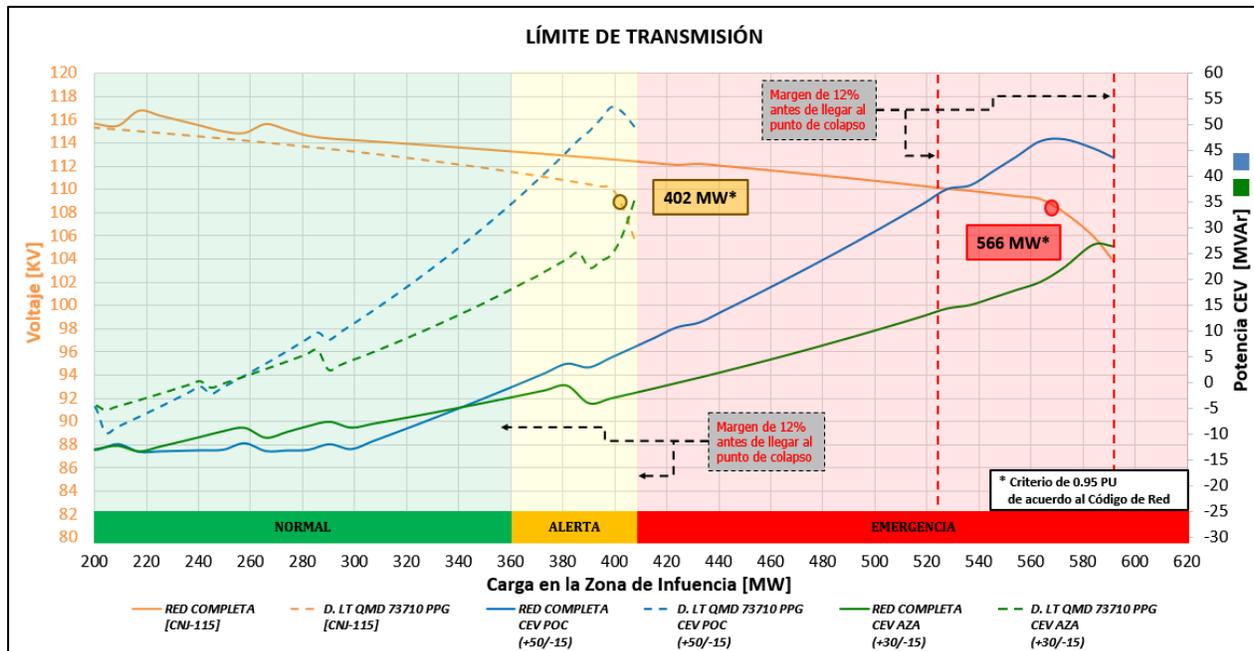


Figura 14. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) con Alternativa 2 (condición sin/con contingencia sencilla)



Alternativa propuesta.

Partiendo de los resultados obtenidos de las evaluaciones económicas, el

cuadro 4 muestra la comparación entre las demandas de saturación obtenidas para el escenario base, así como para las alternativas propuestas.

Cuadro 4. Comparativa entre demandas de saturación

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	390.0 MW	238.0 MW
Alternativa 1	573.0 MW	416.0 MW
Alternativa 2	566.0 MW	402.0 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

En base a los resultados de los estudios técnicos y económicos se concluye que la Alternativa 1 Suministro de energía en la Zona Huatulco y Costa Chica con Compensación Dinámica por medio de equipo STATCOM es el proyecto de obra propuesto como la solución más factible al problema identificado y presenta:

- Un menor Costo de Inversión Total.
- Un mayor Valor Presente Neto.
- Un porcentaje más elevado de Tasa Interna de Retorno.

P19-OC3 Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias – Querétaro

Diagnóstico operativo.

El corredor de transmisión Las Delicias – Querétaro, está conformado por tres líneas de transmisión en 230 kV: Las Delicias – 93100 – Querétaro, Las Delicias – 93250 – Santa Fe, Las Delicias – 93300 – Querétaro Potencia; y dos líneas de transmisión en 115 kV: Nogales – 73970 – La Fragua y Dolores Hidalgo – 73470 – San Miguel Allende. Por el corredor de transmisión Las Delicias – Querétaro se transmite la energía que se genera en las regiones de San Luis de La Paz y San Luis Potosí hacia la región de Querétaro.

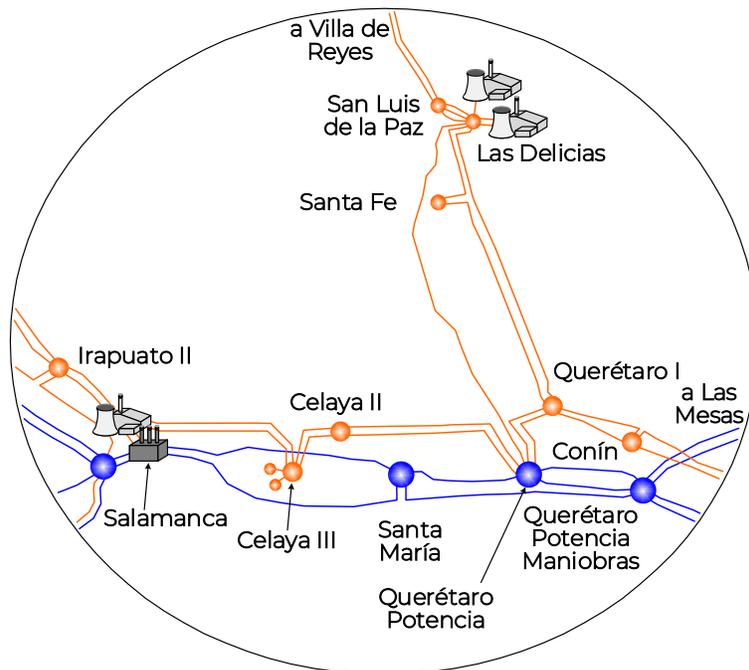
Las principales Centrales Eléctricas (CE) de esta zona son las Centrales de Ciclo Combinado Bajío y Energía San Luis de la Paz con una capacidad de 868 MW, la Central Termoeléctrica Villa de Reyes con 700 MW, también se cuenta con generación renovable eólica y solar por

458 MW y con contrato de interconexión otros 409 MW.

El enlace de transmisión Las Delicias – Querétaro es una de las principales columnas de la red eléctrica que conecta a los estados de San Luis Potosí, Guanajuato y Querétaro; además, alimenta al corredor industrial formado desde la ciudad de San Luis Potosí hasta la ciudad de Querétaro.

Otra consideración de importancia es que conecta hacia dos de los Centros de Carga más importantes del país, la región Bajío y el Valle de México, que son altamente importadoras de energía por el déficit de generación que tienen en los puntos operativos de mayor demanda. En la figura 1 se observa el diagrama geográfico de la zona de influencia.

Figura 1. Diagrama geográfico de la zona de influencia



La capacidad de generación instalada en las regiones de San Luis Potosí y San Luis de la Paz, ocasiona flujos altos de potencia activa en el enlace de transmisión Las Delicias – Querétaro (predominantemente en dirección a Querétaro). En condiciones de alto despacho de generación de los Ciclos Combinados y la Central Termoeléctrica Villa de Reyes; así como alta irradiación solar y/o corrientes de viento, el flujo de potencia por las tres líneas de transmisión de 230 kV que forman el corredor de transmisión Las Delicias – Querétaro llega el límite de transmisión de Estado Operativo Normal; con la salida de la línea de transmisión Las Delicias – 93100 – Querétaro se sobrecarga la línea de transmisión Las Delicias – 93250 – Santa Fe, con la operación del Esquema de Acción Remedial (DAG) para preservar la Confiabilidad y estabilidad de la región, así como no operar con voltajes fuera de límites permisibles operativos y de diseño.

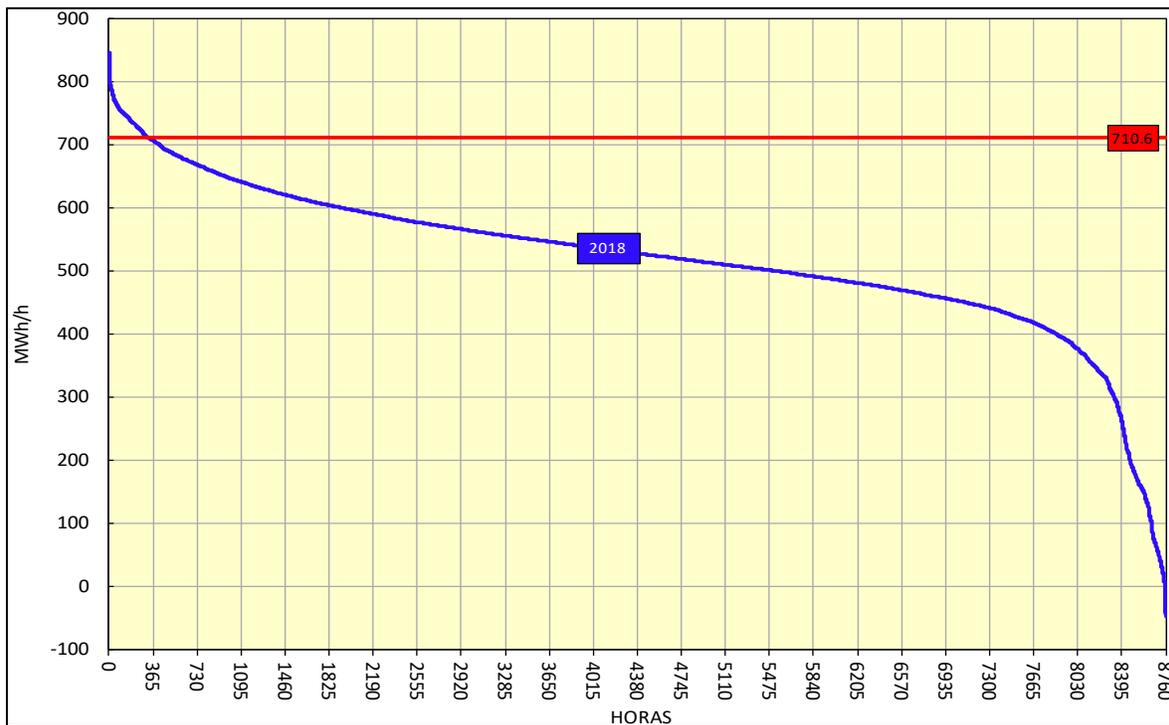
La capacidad de transmisión actual del mencionado enlace de transmisión, además de limitar la capacidad de generación que se puede despachar, al tener una limitante en el flujo de potencia activa, hace más restrictiva la atención de nuevos Centros de Carga industrial, comercial y residencial en la región de San Luis de la Paz y la ciudad

de Querétaro; debido a que el incremento en la demanda de esta región aumenta a su vez el flujo por el corredor de transmisión. Actualmente, para dichas zonas se tienen solicitados 19 incrementos de capacidad de transformadores de alta a media tensión por parte de la División de Distribución Bajío (por un total de 400 MVA); así como 5 solicitudes de parques industriales a través de SIASIC por un monto de 73.7 MW.

En la figura 2, se muestra la curva de duración de flujo de potencia activa del año 2018 del corredor Las Delicias – Querétaro. Se observa que durante ese año el corredor estuvo 332 horas por encima de su límite de operación de Estado Operativo Normal (710.6 MW), dando como resultado un Estado Operativo de Alerta (EOA).

El número de horas que el flujo a través del corredor sobrepase el límite se incrementará con el paso del tiempo, considerando la entrada de los proyectos de CE con contrato de interconexión de nuevas CE con tecnologías convencionales y renovables. Para los siguientes años se reducirá la flexibilidad operativa para los programas de mantenimiento de las líneas de transmisión de 230 kV.

Figura 2. Curva de duración de carga de las líneas de transmisión en 230 kV del corredor Las Delicias - Querétaro



Descripción del proyecto que atiende la problemática.

Por las condiciones operativas actuales y las previstas para 2025, se ha identificado un proyecto para aumentar la capacidad de transmisión del corredor Las Delicias - Querétaro, el cual consiste en las siguientes obras:

Transmisión:

- Nueva línea de transmisión de doble circuito, con una longitud de aproximadamente 84 km, aislada en 400 kV, operada en 230 kV, de dos conductores por fase de 1113 ACSR para conectar la SE Las Delicias con una nueva SE de maniobras, nombrada Otomí, la cual estaría ubicada a las afueras de la ciudad de Querétaro.
- Línea de doble circuito en 230 kV de calibre 1113 ACSR, para entronque de

la línea de transmisión Querétaro Potencia – 92670 – Querétaro en la nueva subestación Otomí, con una longitud de 0.2 km.

- Línea de doble circuito en 230 kV de calibre 1113 ACSR, para entronque de la línea de transmisión Querétaro Potencia – 93680 – Querétaro en la nueva subestación Otomí, con una longitud de 2.4 km.

Adicionalmente, se requieren ocho alimentadores en 230 kV para la interconexión de las nuevas líneas de transmisión en la SE Otomí: 4 para las dos líneas que conectan con la SE Las Delicias y 4 para los dos entronques con las dos líneas de transmisión de Querétaro Potencia – Querétaro. Así como la sustitución de un interruptor y sus cuchillas en la subestación Querétaro Potencia ya que con la entrada de este proyecto se rebasa su capacidad de cortocircuito.

Las fechas de entrada en operación necesaria y factible del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2023.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2025.

Descripción de alternativas.

En las figuras 3 y 4 se muestran las metas físicas de cada alternativa analizada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de las obras propuestas.

Figura 3. Diagrama Unifilar Simplificado de la Alternativa 1

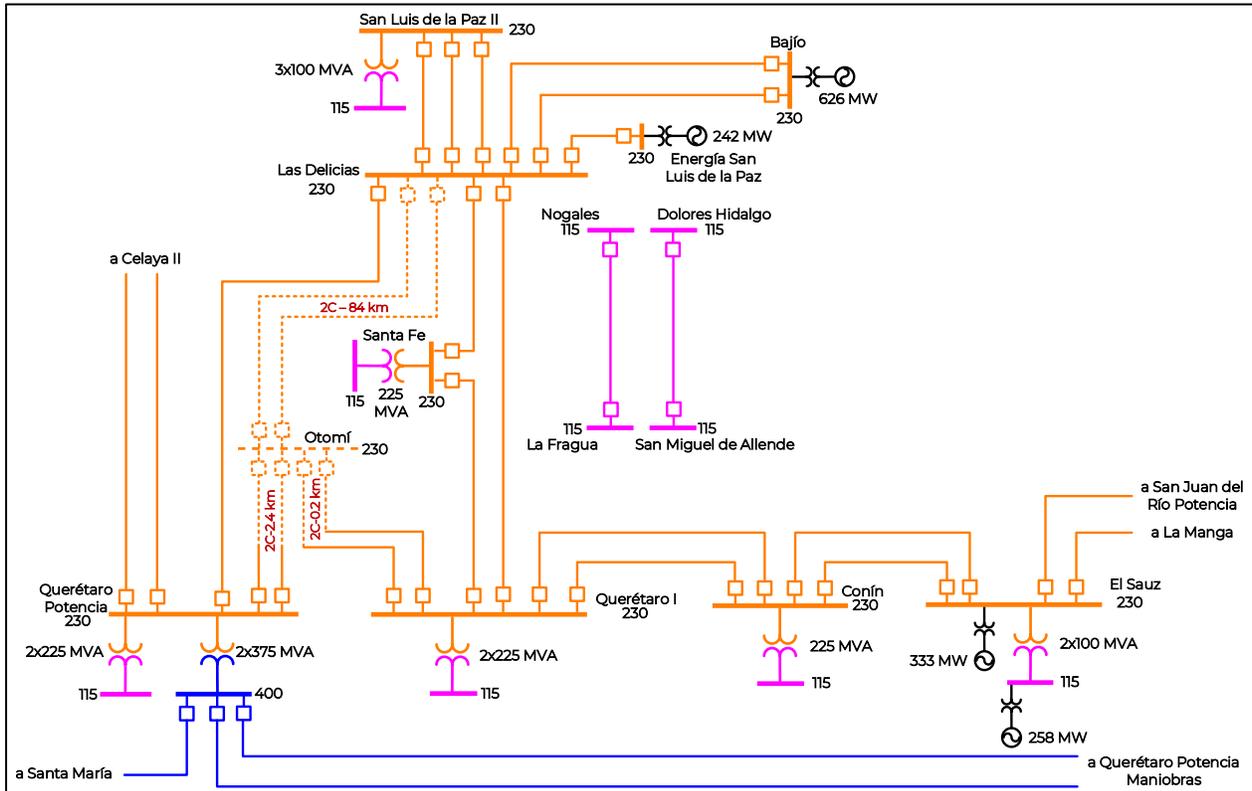
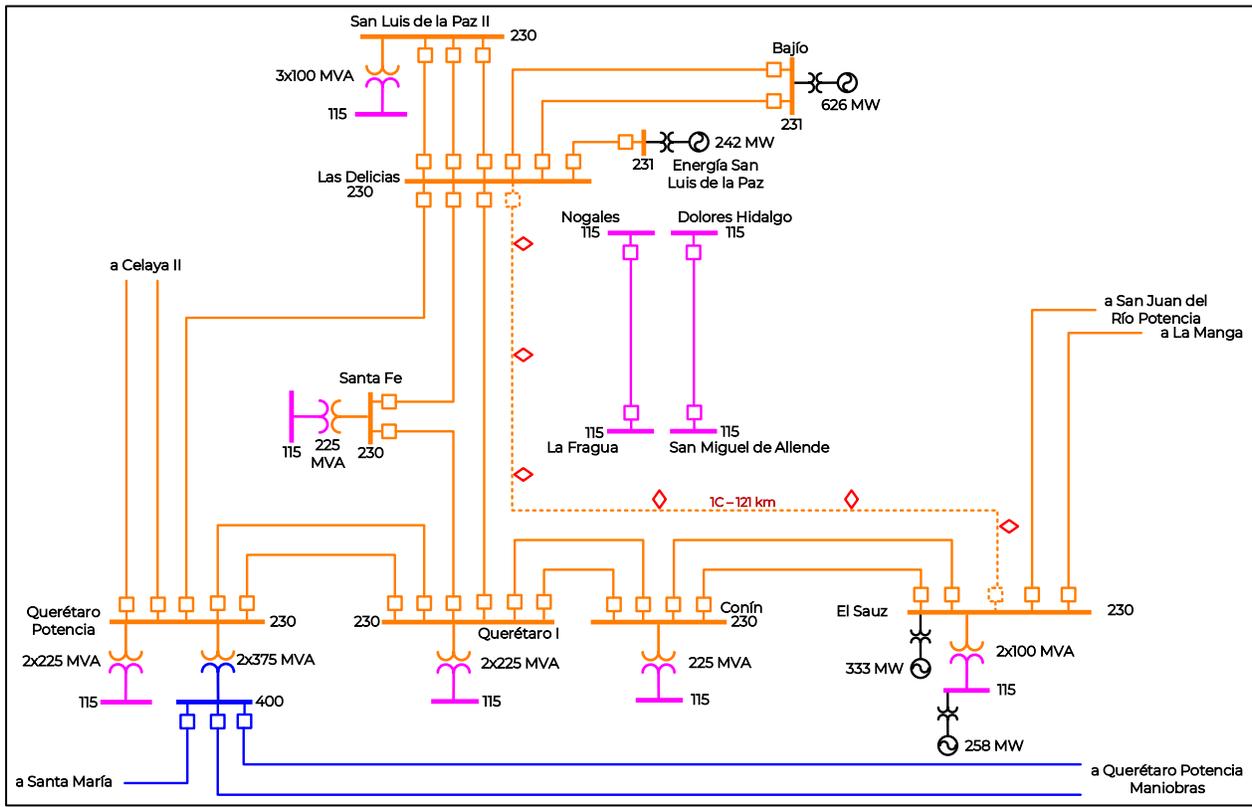


Figura 4. Diagrama Unifilar Simplificado de la Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 contiene aproximadamente 173.2 km-c de línea de transmisión, 8 alimentadores en 230 kV y una nueva subestación de maniobras. Por otro lado, la Alternativa 2 consta de aproximadamente 121 km-c

de línea de transmisión y 2 alimentadores en 230 kV.

Los cuadros 1 y 2 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1, mientras que los cuadros 3 a 5 presentan lo correspondiente a la Alternativa 2.

Cuadro 1. Obras de transmisión de la Alternativa 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Las Delicias – Otomí /1	400	2	168.0	abr-23	abr-25
Otomí entronque Querétaro – Querétaro Potencia (L1)	230	2	0.4	abr-23	abr-25
Otomí entronque Querétaro – Querétaro Potencia (L2)	230	2	4.8	abr-23	abr-25
Total			173.2		

1/ Operación Inicial en 230 kV

Cuadro 2. Obras de equipo en subestaciones eléctricas de la Alternativa 1

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Otomí	Alimentador Nuevo	6	230	abr-23	abr-25
Las Delicias	Alimentador Ampliación	2	230	abr-23	abr-25
Querétaro Potencia	Alimentador Sustitución	1	230	abr-23	abr-25
Querétaro	Cambio de TC	3	230	abr-23	abr-25
Santa Fe	Cambio de TC	1	230	abr-23	abr-25
Conín	Cambio de TC	2	230	abr-23	abr-25
Total		15			

Dentro del alcance del proyecto de la Alternativa 1 se considera terreno para la nueva subestación Otomí y adicional para la ampliación de la SE Las Delicias. Además, se considera el reemplazo de 6 tercias de transformadores de corriente (TC) en ambos extremos de las líneas de

transmisión Querétaro – 93Q30 – Santa Fe y Querétaro – 93610 – Conín y Querétaro – 93Q10 – Conín; así como el reemplazo de un interruptor y sus cuchillas en la SE Querétaro Potencia (interruptor 93680).

Cuadro 3. Obras de transmisión de la Alternativa 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Las Delicias – El Sauz / 1, 2	400	2	121.0	abr-23	abr-25
Total			121.0		

1/ Tendido del primer circuito
2/ Operación Inicial en 230 kV

Cuadro 4. Obras de transformación de la Alternativa 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible
El Sauz Banco 3	3	AT	100.0	230/115	abr-23	abr-25
Total			100.0			

Cuadro 5. Obras de equipo en subestaciones eléctricas de la Alternativa 2

Subestación	Tipo de obra	Cantidad	Tensión (kV)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
El Sauz	Alimentador Ampliación	1	230	abr-23	abr-25
Las Delicias	Alimentador Ampliación	1	230	abr-23	abr-25
Querétaro Potencia	Alimentador Sustitución	1	230	abr-23	abr-25
El Sauz	Alimentador Sustitución	1	230	abr-23	abr-25
Querétaro	Cambio de TC	1	230	abr-23	abr-25
Santa Fe	Cambio de TC	1	230	abr-23	abr-25
Total		6			

Dentro del proyecto de la Alternativa 2 se considera terreno adicional en las subestaciones para su instalación. Además, se considera el reemplazo de 2 tercias de transformadores de corriente (TC) en ambos extremos de la línea

Querétaro – 93Q30 – Santa Fe; así como el reemplazo de un interruptor y sus cuchillas en la SE Querétaro Potencia (interruptor 93680).

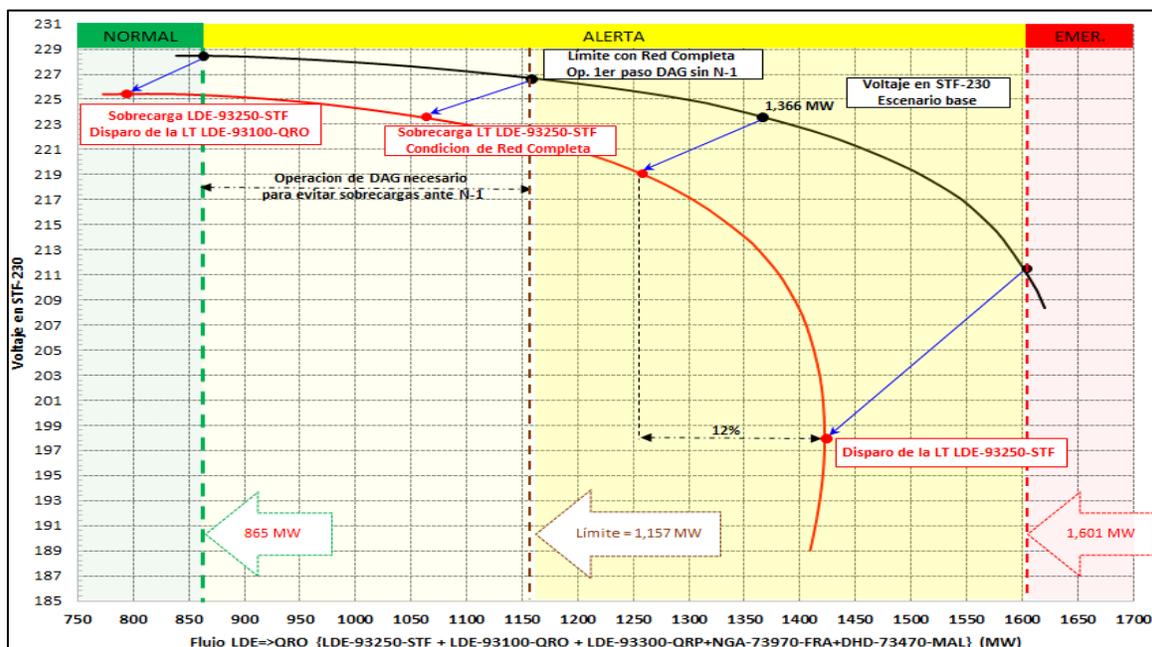
Indicadores técnicos.

En las figuras 5, 6 y 7 se muestran las curvas características Potencia-Voltaje (P-V) con red completa y ante la contingencia n-1 del corredor Las Delicias – Querétaro sin proyecto, con la Alternativa 1 y la Alternativa 2, respectivamente.

En la figura 5 (sin proyecto) se observa que ante un flujo de potencia de 1,157

MW se supera el límite térmico de las líneas de transmisión del corredor, por lo que, se tendría que recurrir a un corte de generación por operación del DAG actualmente instalado. Por lo anterior, se define que el límite máximo de transmisión del corredor es de este valor **1,157 MW**, el cual es menor a los 1,366 MW que se podrían transmitir si solo se considerara el límite por estabilidad de voltaje.

Figura 5. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) sin proyecto, con red completa y ante la contingencia n-1 de la LT Las Delicias – Santa Fe



En la figura 6 se muestra el resultado obtenido con la Alternativa 1, en la cual se observa que el corredor tendrá un nuevo límite de **1,527 MW**, un incremento de 370 MW respecto al límite sin proyecto, además de evitar por completo la operación del DAG.

En cuanto a la Alternativa 2, en la figura 7 se observa el límite del corredor que se alcanzaría con la red propuesta en esta alternativa, obteniendo un límite de **1,481 MW**, pero aún considera la

operación del DAG para evitar la sobrecarga en las líneas de transmisión en condición de red completa. Por lo tanto, su incremento es de 324 MW respecto al límite sin proyecto. Otro aspecto importante por considerar es que, sin proyecto, la GCROC se declararía en EOA cuando el flujo del corredor de transmisión Las Delicias – Querétaro, por las tres las líneas de transmisión en 230 kV y las dos en 115 kV, sea mayor a 865 MW; esto debido a la posible operación del DAG en caso de

contingencia sencilla. Con la red de la Alternativa 2, el EOA se declararía con flujos superiores a los 1,121 MW y con la Alternativa 1 se evitaría por completo la

declaratoria de EOA, pudiendo prescindir del disparo de generación ante contingencia sencilla, incluso con valores de flujo de hasta 1,527 MW.

Figura 6. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) de la Alternativa 1 con red completa y ante la contingencia n-1

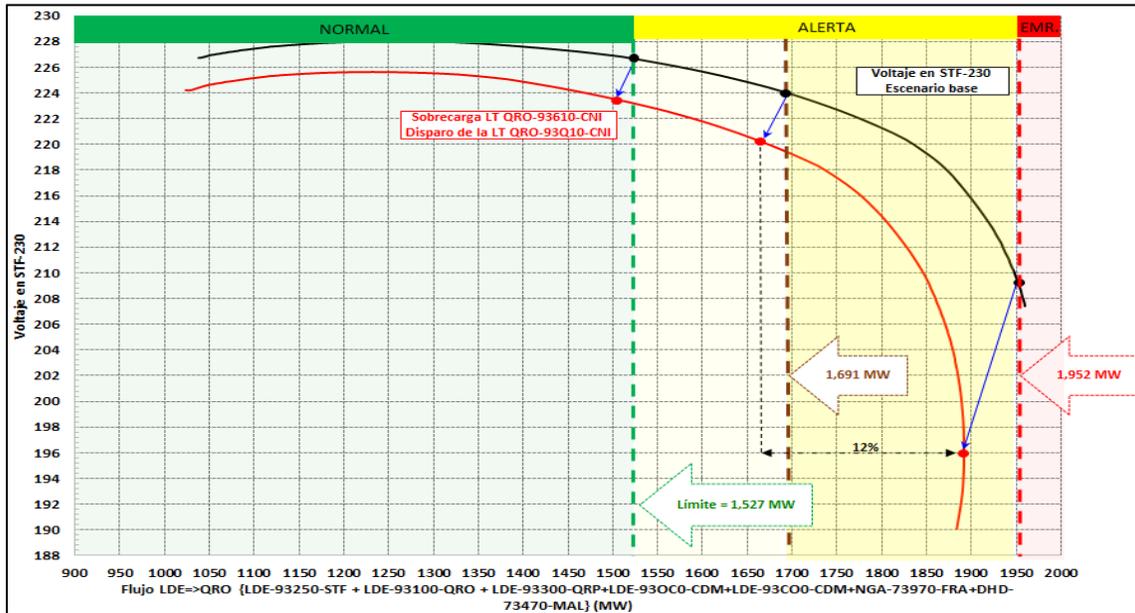
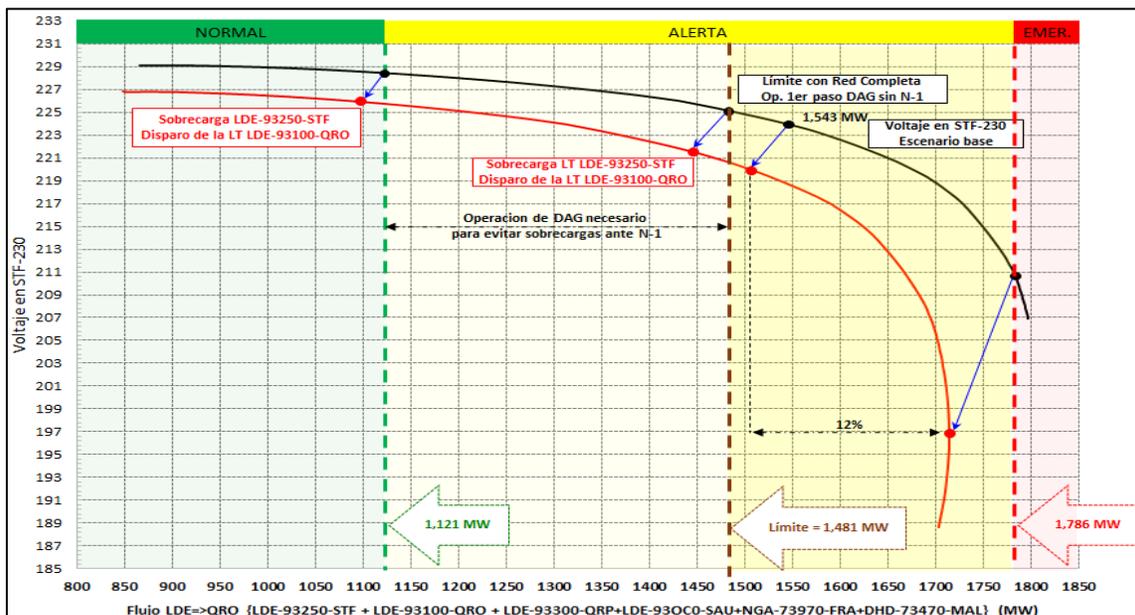


Figura 7. Curva característica Potencia-Voltaje (P-V) de la Alternativa 2 con red completa y ante la contingencia n-1



Finalmente, se observa que para ambas alternativas (1 y 2) primero se alcanza el

límite de transmisión por sobrecarga de línea de transmisión antes que por

estabilidad de voltaje. En la Alternativa 1 el límite es de 1,527 MW, por la sobrecarga la línea de transmisión Querétaro – 93Q10 – Conín; mientras que con la Alternativa 2 su límite es de 1,481 MW, por la sobrecarga de la línea de transmisión Las Delicias – 93100 – Querétaro (figuras 6 y 7).

En las figuras 8 y 9, se muestran las condiciones pre y post-contingencia, considerando un flujo a través del corredor de 1,157 MW (límite máximo de transmisión sin proyecto). La simulación corresponde al caso de 2025 en demanda máxima del sistema interconectado nacional. Se observa que, en caso de presentarse la peor contingencia sencilla, el flujo a través de las líneas de transmisión sobrepasa su límite térmico (figura 9), dando como resultado la aplicación del DAG con 5 pasos.

Las figuras 10 y 11 muestran los resultados de la implementación de las alternativas 1 y 2, respectivamente, considerando el mismo escenario descrito anteriormente. Se observa que, con la Alternativa 1 y ante la ocurrencia de la contingencia más severa, ya no se presentan sobrecargas en líneas de transmisión por lo que no es necesaria la aplicación del DAG.

Por otro lado, en el caso de la Alternativa 2 y ante contingencia, se presenta sobrecarga en la línea Las Delicias – 93250 – Santa Fe, por lo que aún es necesaria la operación del DAG, con 2 pasos para lograr que las condiciones operativas resultantes estén dentro de un estado operativo de seguridad y de calidad para el suministro de energía eléctrica.

Figura 8. Condiciones pre-contingencia considerando un flujo de 1,157 MW (sin proyecto)

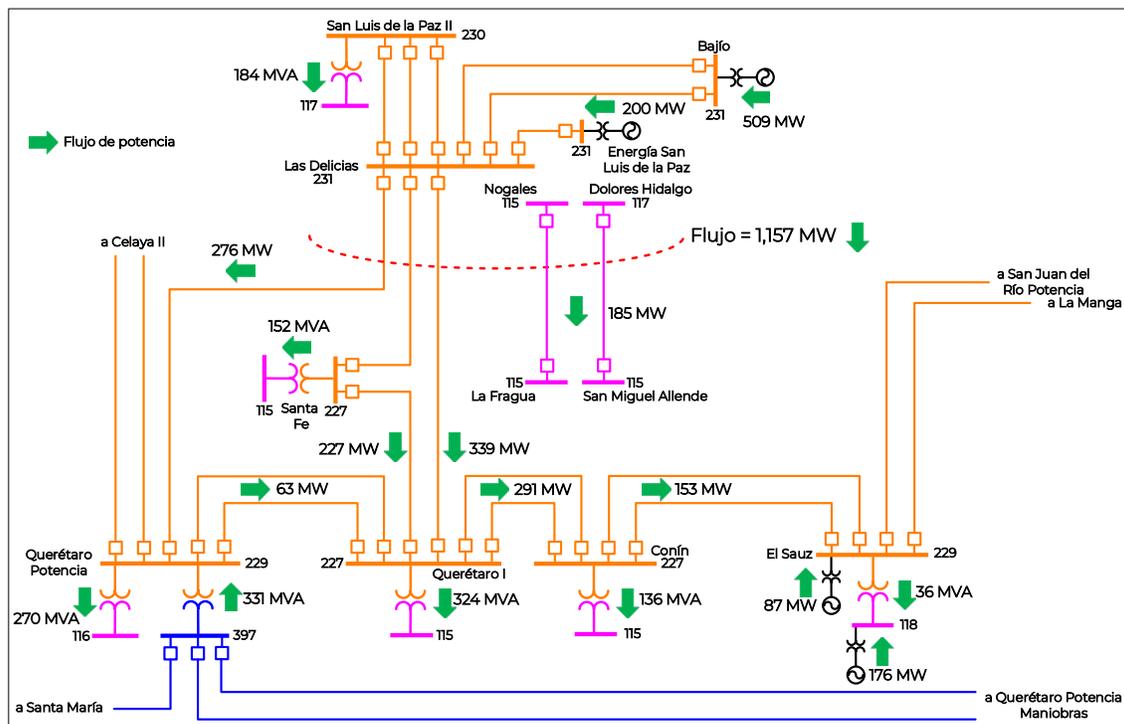


Figura 9. Condiciones post-contingencia considerando un flujo previo a la contingencia de 1,157 MW (sin proyecto)

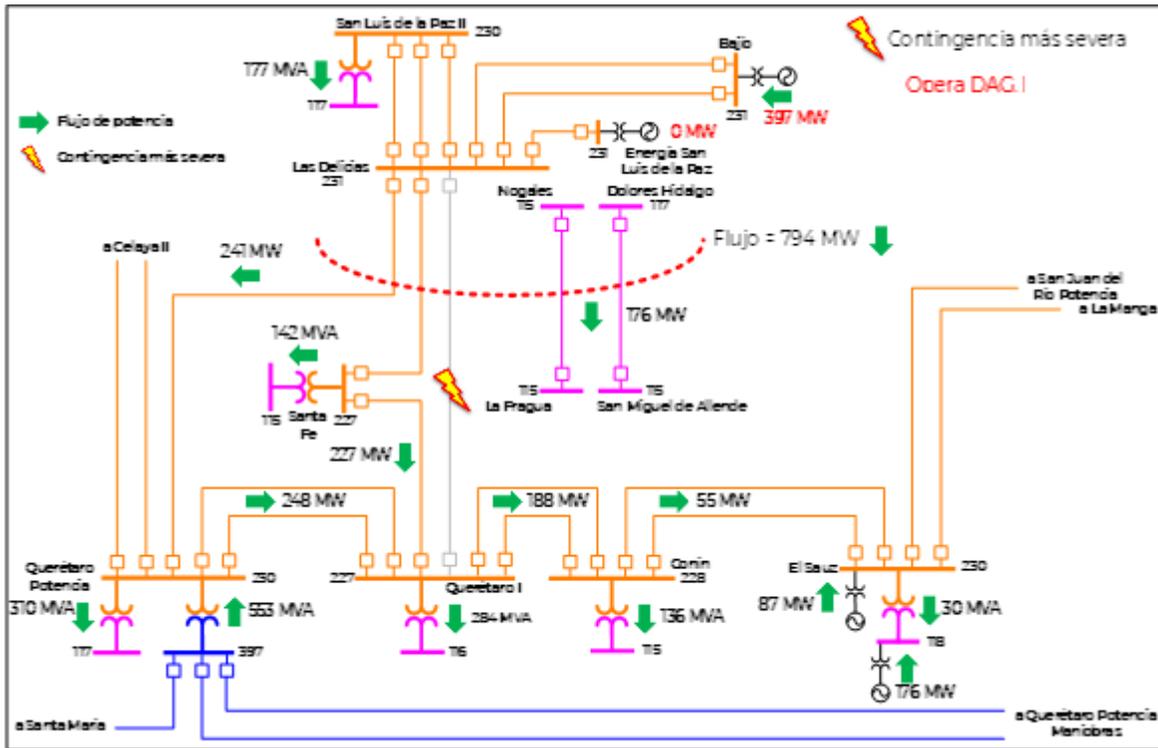


Figura 10. Condiciones post-contingencia considerando un flujo previo a la contingencia de 1,157 MW (Alternativa 1)

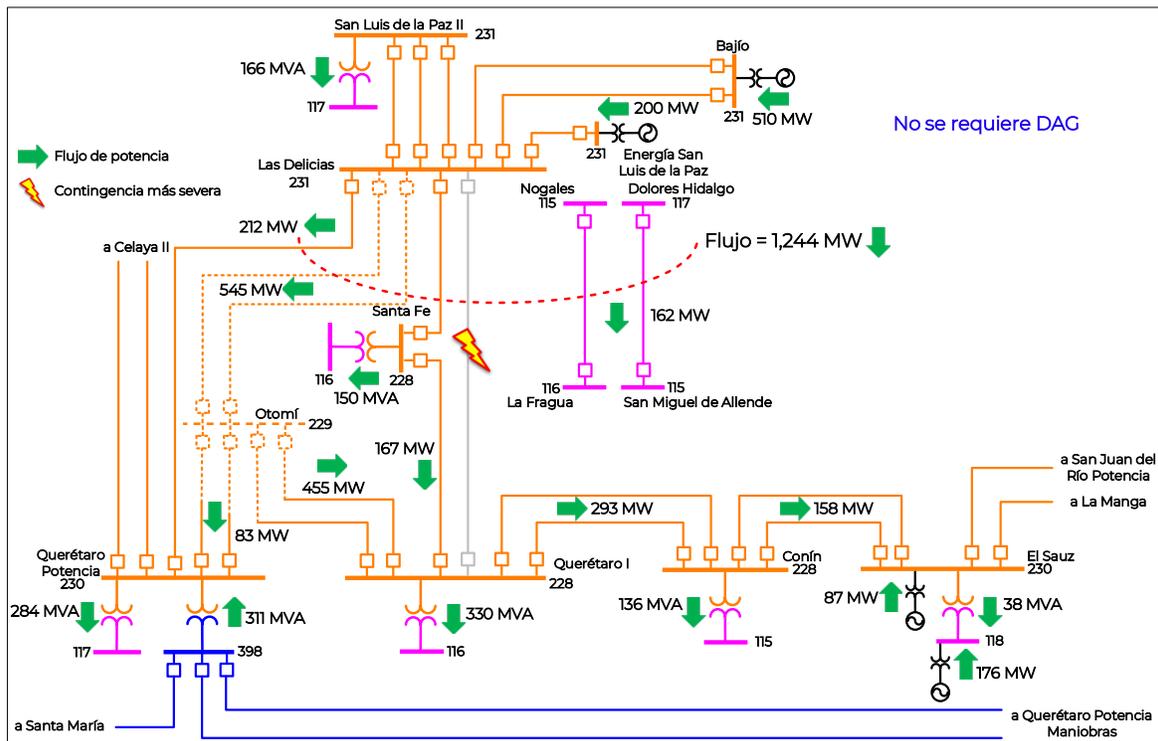
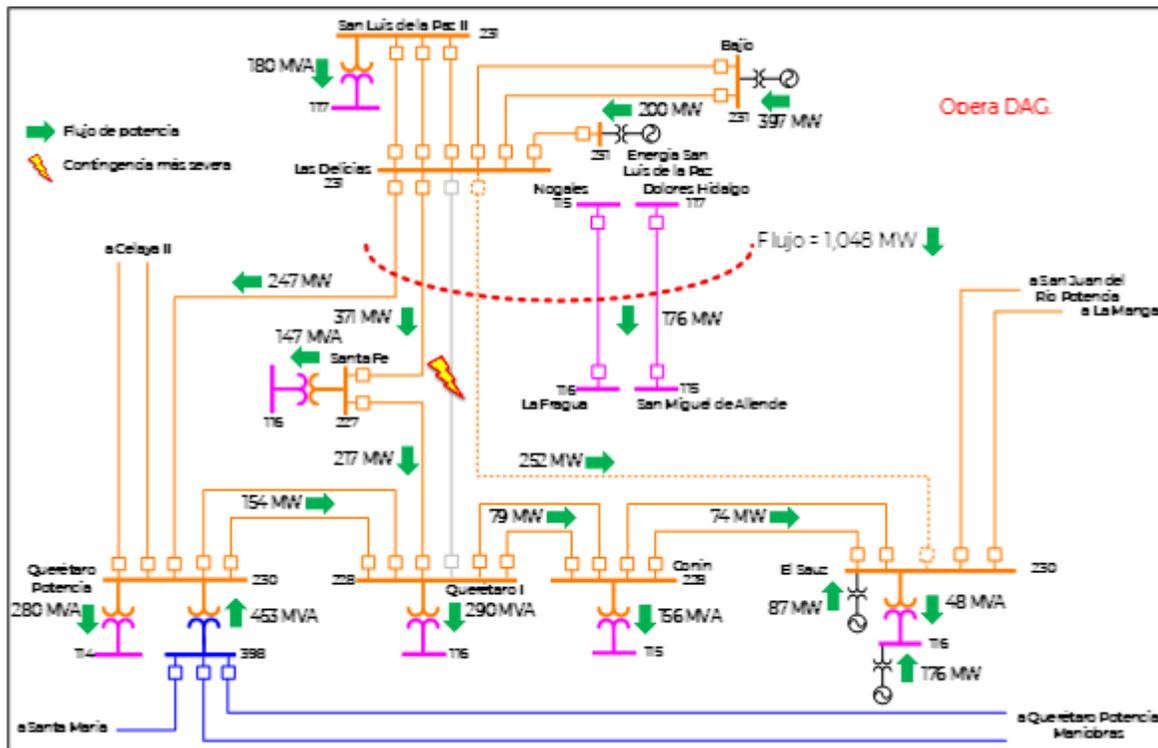


Figura 11. Condiciones post-contingencia previstas considerando un flujo previo a la contingencia de 1,157 MW (Alternativa 2)



En conclusión, del análisis de resultados en las simulaciones de flujos de potencia, se puede apreciar que ambas alternativas permiten incrementar la capacidad de transmisión hacia la zona Querétaro y el centro del país y, en consecuencia, se puede atender el crecimiento de la demanda esperado en estas regiones.

Las Alternativas 1 y 2 cumplen con los objetivos de planeación: operación con Eficiencia Energética, soporte al Mercado Eléctrico Mayorista, satisfacer la Demanda, reducir Costos del Suministro.

Sin embargo, para el cumplimiento del objetivo de asegurar la Confiabilidad, la Alternativa 1 presenta mayores beneficios en cuanto a confiabilidad ya

que se evita la operación del DAG y sus cortes de generación, permitiendo la entrada de nuevas Centrales Eléctricas, de tecnologías convencionales y renovables.

Alternativa propuesta.

El cuadro 5 presenta el aumento en capacidad de transmisión de las alternativas estudiadas con respecto a la infraestructura existente. La Alternativa 1 tiene una ganancia de **370 MW** y se evita la operación del DAG, tanto en condiciones de red completa como ante contingencia sencilla; mientras que con la Alternativa 2 se obtiene una ganancia de **324 MW** y se evita la operación en condiciones de red completa, pero se requiere de una operación de 2 pasos del DAG ante contingencia sencilla.

Cuadro 5. Aumento de capacidad de transmisión del proyecto

Límite de transmisión sin proyecto	Límite de transmisión con Alternativa 1	Límite de transmisión con Alternativa 2
1,157 MW	1,527 MW	1,481 MW

La infraestructura propuesta sería suficiente para atender incrementos de generación y de atender las solicitudes de conexión de Centros de Carga en esta región del país.

En cuanto a confiabilidad, el proyecto permitirá tener una mayor flexibilidad de mantenimiento y operación, y

evitaría el tiro de generación en condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla.

El cuadro 6 presenta un resumen de las principales características de confiabilidad y económicas de las dos alternativas analizadas.

Cuadro 6. Resumen de las características de confiabilidad y económicas de las dos alternativas

Característica	Alternativa 1	Alternativa 2
Flexibilidad operativa	Mayor	Menor
Estabilidad transitoria del sistema	Igual	Igual
Control de la calidad del voltaje	Igual	Igual
Decremento de pérdidas I ² R	Mayor	Menor
Factor de uso de la red 2023-2033	52%	52%
Relación Beneficio/Costo	Mayor	Menor

Por los resultados obtenidos, se observa que la relación beneficio/costo de la Alternativa 1 es más atractiva y que tiene una mayor reducción de pérdidas eléctricas; además, incrementa de manera considerable la confiabilidad al evitar sobrecargas con un flujo mayor de potencia a través del enlace, con lo cual se logra eliminar la necesidad de un esquema de protección del sistema (DAG), por tales motivos se concluye que la **Alternativa 1** es la mejor opción de solución a la problemática de

transmisión en las zonas San Luis de la Paz y Querétaro.

El proyecto incrementa la capacidad de transmisión, mejora la Confiabilidad y Continuidad del suministro de la demanda, y permite la incorporación de nuevos Centros de Carga (industrial, agrícola, residencial y comercial), mejorando las condiciones económicas de la región de San Luis de la Paz y Querétaro. Asimismo, se tendrá mayor flexibilidad operativa para mantenimiento de la red eléctrica.

P19-NE1 Ampliación de la red eléctrica de 115 kV del corredor Tecnológico-Lajas

Diagnóstico operativo.

La Zona de Distribución Montemorelos-Linares perteneciente a la División de Distribución Golfo Norte, se encuentra ubicada en el Noreste del país, su sede es la ciudad Montemorelos, Nuevo León, atiende a un total de 146,375 clientes en una superficie de 26,102.62 km² que abarca los municipios de Villa de Santiago, Allende, Montemorelos, Gral. Terán, Hualahuises, Linares, Iturbide, Galeana, Aramberri, Gral. Zaragoza, Dr. Arroyo, Mier y Noriega y Rayones. La zona está conformada por 6 subestaciones eléctricas de 115 kV y 7 subestaciones eléctricas de usuarios conectados en ese mismo nivel de tensión.

Debido a la característica longitudinal de bajo calibre y falta de compensación reactiva de la red eléctrica involucrada, se presentan tensiones fuera del límite mínimo de operación (109.25 kV) en la red de 115 kV de la zona, siendo la SE Montemorelos la más afectada; la cual operó 842.1 horas por debajo del límite mínimo, ofreciendo baja calidad de suministro a las cargas alimentadas por esta SE. Otra problemática que presenta la zona es que al operar la mayoría de las cargas de forma radial existe poca Confiabilidad en la zona y, ante contingencias N-1 existen afectaciones de carga con la pérdida de elementos en la red involucrada. Siendo la contingencia más severa la pérdida del banco de transformación de la SE Lajas, donde la afectación de carga llega a ser de 100 MW ante las altas demandas del verano.

Adicional a la problemática mencionada, la zona cuenta con poca flexibilidad de suministro al dar licencias

para mantenimiento, la indisponibilidad por falla o mantenimiento del bus de 115 kV, del banco de transformación en la SE Lajas o la línea de transmisión Lajas - Linares o Lajas - Ladrillera impide alimentar la totalidad de la carga de manera radial desde las subestaciones eléctricas Tecnológico y Güémez. Al salir de servicio el bus de 115 kV o el banco de transformación de la SE Lajas por mantenimiento es necesario dejar también fuera de operación el sistema de bombeo de Cerro Prieto (subestaciones eléctricas Libertad, Huertas, Salitrillo y Cerro Prieto) por no poder dar el suministro de energía con un valor de tensión dentro de los rangos de operación establecidos en el Código de Red. La capacidad instalada del sistema de bombeos 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. En caso de no existir obras de refuerzo en la zona las problemáticas aquí descritas seguirán agravándose, deteriorándose la Calidad y Confiabilidad del servicio a los usuarios.

Descripción del proyecto que atiende la problemática.

El proyecto Ampliación de la red eléctrica de 115 kV del corredor Tecnológico-Lajas-Güémez consiste en las siguientes obras:

Transmisión:

- Nueva línea de transmisión, dos circuitos tendido del primer circuito, entre las subestaciones eléctricas Regiomontano y Ladrillera con una longitud de 48 km, en calibre 1113 ACSR en 115 kV.

Compensación:

- Nuevo capacitor de 15 MVAR en la SE Ladrillera.
- Nuevo capacitor de 15 MVAR en la SE Linares.
- Nuevo capacitor de 15 MVAR en la SE Linares.

Adicionalmente, el proyecto contempla los alimentadores adicionales para la conexión de las nuevas líneas y equipos en subestaciones.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2018.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2023.

Descripción de alternativas.

En las figuras 1 y 2 se muestran las metas físicas de cada alternativa analizada.

Figura 1. Diagrama unifilar simplificado de la Alternativa 1

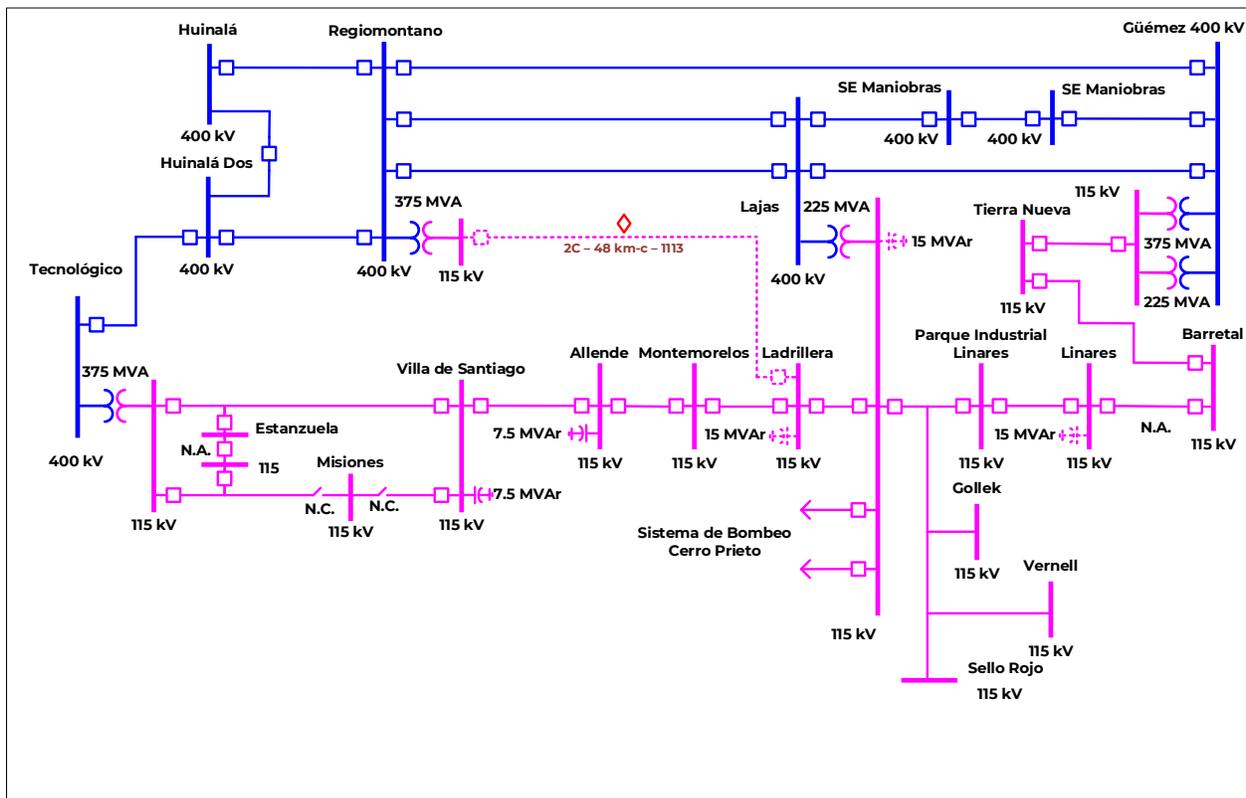
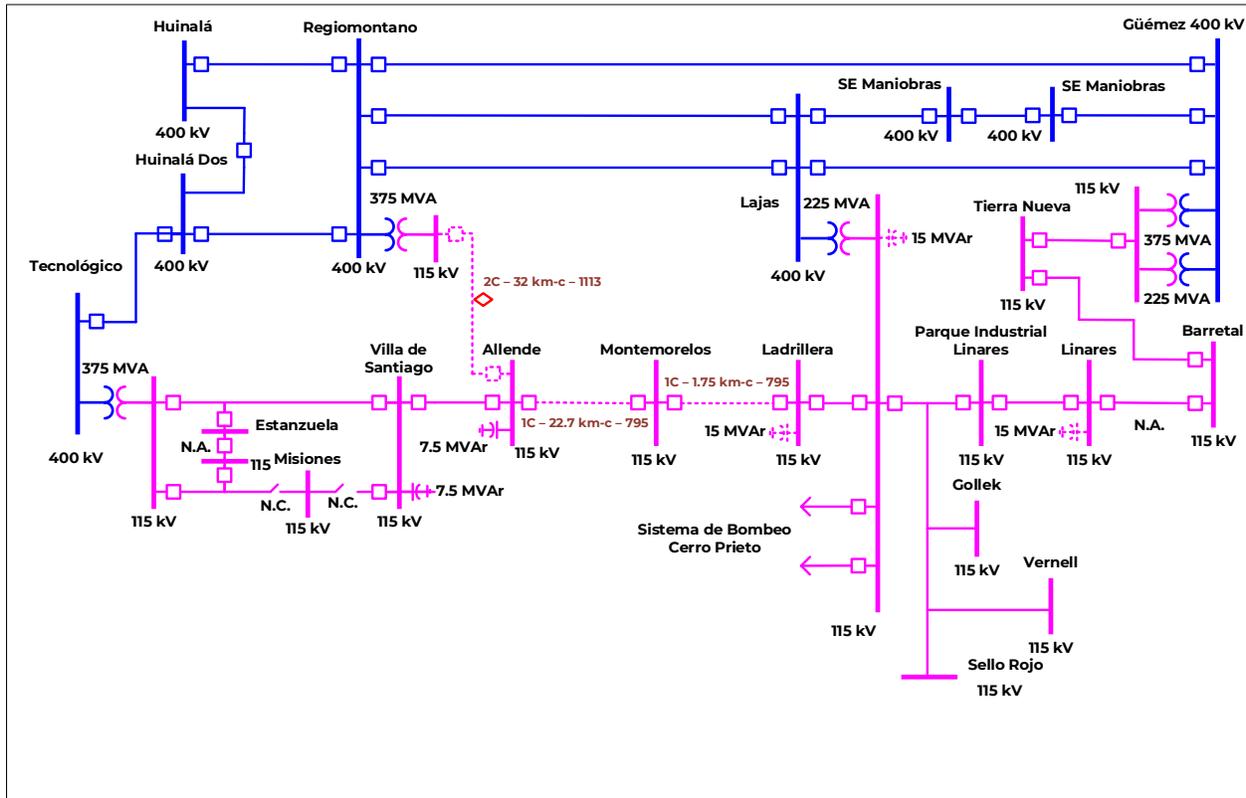


Figura 2. Diagrama unifilar simplificado de la Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 contiene 48 km-c de línea de transmisión y 45 MVAR de compensación capacitiva en derivación. En cuanto a la Alternativa 2, consta 55.9 km-c de línea de transmisión y 45 MVAR

de compensación capacitiva en derivación.

Los cuadros 1 y 2 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1, incluyendo su respectivo costo de inversión, mientras que los cuadros 3 y 4 muestran lo correspondiente a la Alternativa 2.

Cuadro 1. Obras de transmisión de la Alternativa 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Regiomontano - Ladrillera /3	115	2	48.0	abr-18	abr-23
Total			48.0		

3/ Tendido del primer circuito

Cuadro 2. Obras de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Ladrillera MVAR	Capacitor	115	15.0	abr-18	abr-23
Lajas MVAR	Capacitor	115	15.0	abr-18	abr-23
Linares MVAR	Capacitor	115	15.0	abr-18	abr-23
Total			45.0		

Cuadro 3. Obras de transmisión de la Alternativa 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Regiomontano - Allende / 3	115	2	32.0	abr-18	abr-23
Allende - Montemorelos	115	1	22.1	abr-18	abr-23
Montemorelos - Ladrillera	115	1	1.8	abr-18	abr-23
Total			55.9		

3/Tendido del primer circuito

Cuadro 4. Obras de compensación de la Alternativa 2

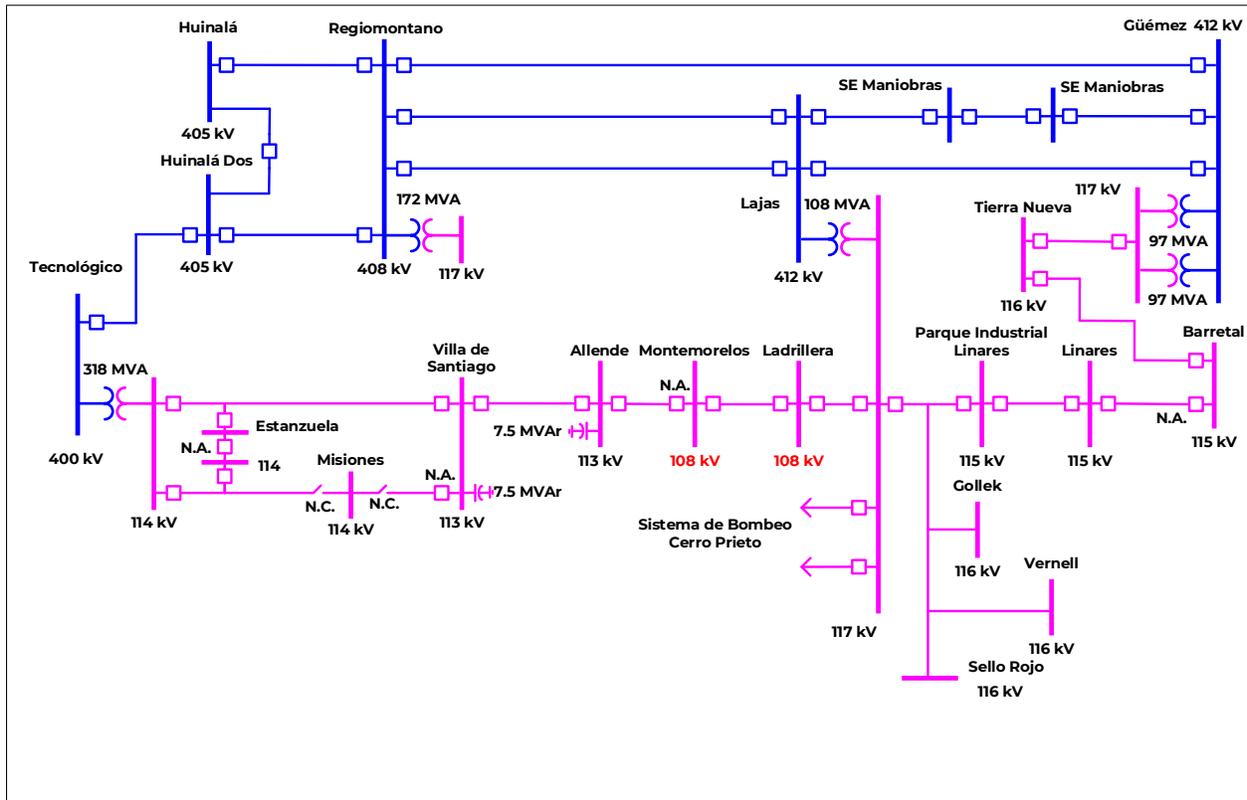
Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Ladrillera MVAR	Capacitor	115	15.0	abr-18	abr-23
Lajas MVAR	Capacitor	115	15.0	abr-18	abr-23
Linares MVAR	Capacitor	115	15.0	abr-18	abr-23
Total			45.0		

Indicadores técnicos.

En la figura 3 se muestra la condición operativa en 2023 sin el proyecto en la red de transmisión de la zona Montemorelos ante la condición de demanda máxima de zona. Se puede observar que las tensiones en la red se encuentran en valores cercanos o fuera de los límites permisibles operativos. Además, al tener los seccionamientos con los que actualmente se opera la

zona, donde normalmente se encuentran abiertas (N.A.) las líneas de transmisión Misiones – Villa de Santiago, Allende – Montemorelos y Linares – Barretal, debido a los delgados calibres de dichas líneas de transmisión. La mayor parte de la carga de la zona se alimenta de forma radial y al presentarse la contingencia del disparo de transformación en la SE Lajas se afectan hasta 108 MW de demanda, siendo esta la contingencia más severa.

Figura 3. Escenario de demanda máxima de 2023 de la zona Montemorelos sin proyecto



En las figuras 4 y 5 se muestra la condición operativa en 2023 con las alternativas 1 y 2, respectivamente. Se puede observar que, ante la misma condición de demanda máxima, los refuerzos propuestos permiten cerrar las líneas de transmisión Misiones – Villa de Santiago y Allende – Montemorelos,

sin embargo, se conserva abierta la línea de transmisión Linares – Barretal. Además, ante la ocurrencia de la contingencia más severa que es el disparo del transformador en la SE Lajas no se tienen problemas de tensión en ningún punto de la red eléctrica.

Figura 4. Escenario de demanda máxima de 2023 de la zona Montemorelos con la Alternativa 1

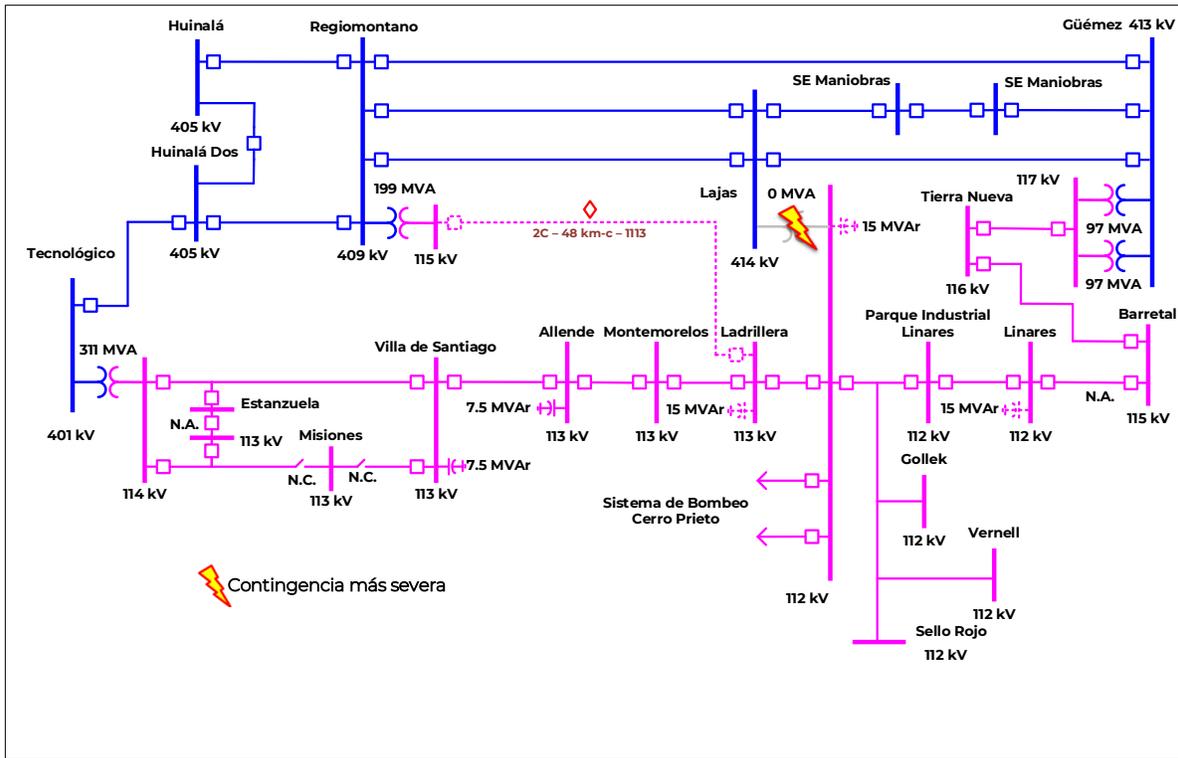
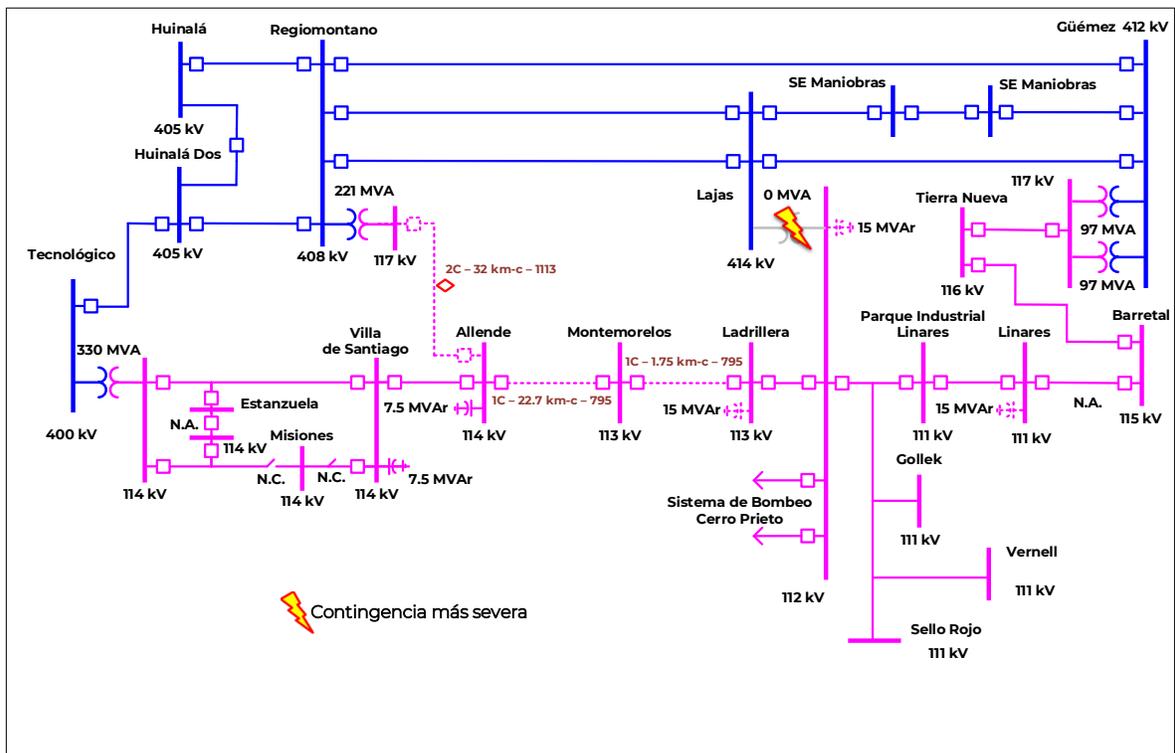


Figura 5. Escenario de demanda máxima de 2023 de la zona Montemorelos con Alternativa 2



En conclusión, ambas alternativas permiten aumentar la capacidad de suministro hacia la zona Montemorelos y, en consecuencia, se puede atender el crecimiento de la demanda esperado en esta región del país. También, ambas alternativas logran tener un control de la tensión en la red al evitar violaciones de tensión ante la contingencia más severa, por lo que se podrá cumplir con los requerimientos de calidad de tensión establecidos en el Código de Red.

Alternativa propuesta.

En el cuadro 5 se presenta el aumento de la capacidad de suministro de las alternativas estudiadas con respecto a la infraestructura existente. Actualmente

la demanda de saturación a red completa se encuentra rebasada al operar con tensiones por debajo del límite mínimo ante altas demandas, afectando la calidad del suministro. Por otro lado, la confiabilidad también se ve afectada ya que al presentarse contingencias sencillas en la zona existen cortes de carga por la forma de operar en forma radial.

Los refuerzos propuestos permitirían operar la zona Montemorelos sin seccionamientos hacia la zona metropolitana de Monterrey, aumentando la confiabilidad de la zona e incrementando la calidad de suministro a red completa y ante contingencias sencillas.

Cuadro 5. Aumento de capacidad de suministro

Escenario	Demanda de saturación sin proyecto	Demandas de saturación con Alternativa 1	Demandas de saturación con Alternativa 2
Red Completa (N)	212 MW	392 MW	392 MW
Contingencia sencilla (N-1)	212 MW	246 MW	231 MW

Se observa que ambos proyectos aumentan de igual manera la demanda de saturación con red completa, garantizando la capacidad de suministro de la zona con red completa más allá del año 2033, sin embargo, ante contingencia sencilla la Alternativa 1 tiene un límite mayor en su demanda de saturación lo que permitiría un suministro de Calidad hasta el año 2029, mientras que la Alternativa 2 sólo garantizaría el suministro hasta el año 2027. En consecuencia, la infraestructura propuesta sería suficiente para suministrar la demanda pronosticada. En cuanto a Confiabilidad Y Calidad, el proyecto permitirá tener una mayor regulación de tensión en

esta red eléctrica, evitará la afectación de carga ante contingencias sencillas y dará flexibilidad a la red para dar mantenimientos sin interrumpir el suministro a los usuarios.

En base a los resultados de los estudios técnicos y económicos se concluye que la **Alternativa 1** es el proyecto de obra propuesto como la solución más factible al problema identificado y presenta:

- Un menor Costo de Inversión Total.
- Un mayor Valor Presente Neto.
- Un porcentaje más elevado de Tasa Interna de Retorno.

P16-NO1 El Mayo entronque Navojoa Industrial – El Carrizo

Diagnóstico operativo.

El suministro de energía eléctrica en el límite territorial entre el estado de Sonora y Sinaloa se realiza por medio de las SE Navojoa Industrial (NVI) en Sonora, El Carrizo (CRZ) y El Fuerte (EFU) en Sinaloa, dichas subestaciones eléctricas se encuentran conectadas a la red Nacional de Transmisión de la Región Noroeste a través de líneas de transmisión distantes de puntos de regulación de tensión en nivel de tensión 115 kV.

El control de tensión en la SE El Fuerte lo proporciona la Central Hidroeléctrica (CH) El Fuerte, esta central eléctrica cuenta con 3 unidades de generación de 19.8 MW cada una y su despacho depende del nivel de agua almacenada y del programa de extracciones de agua de Conagua. En la temporada de verano se reduce el despacho de la generación de la CH El Fuerte, además, en esta época del año se presenta la demanda máxima de la zona, estas circunstancias agravan el problema de regulación de tensión. Para reducir esta problemática en el área de influencia, SENER instruyó a CFE Transmisión la construcción de una obra que consiste en el traslado de un capacitor de 15 MVAR en 115 kV de la SE Seis (SBS) a la SE El Carrizo dentro de la misma área de influencia del proyecto.

Con la incorporación en el corto plazo de los proyectos de generación de las Centrales Eléctricas Ciclo Combinado Empalme y Empalme Dos se tendrá, al norte de la zona de análisis, un parque de generación con tecnología predominante de ciclo combinado. Adicionalmente, se estará incorporando generación fotovoltaica equivalente al

23 % de la generación total de la región (para la fecha necesaria de entrada en operación del proyecto). Asimismo, con la incorporación de la red de transmisión en 400kV de Hermosillo al sur de la región, se ha robustecido la red de transmisión, esto permite aumentar el flujo de potencia en las líneas de transmisión y así atender el suministro de demanda esperada y evacuar los excedentes de energía convencional de ciclo combinado y fotovoltaica.

En el punto de operación de demanda máxima de verano se presenta un alto flujo de transmisión de potencia de Navojoa a Los Mochis, esto ocasiona la sobrecarga en estado estable en la línea de transmisión (LT) El Mayo - 73350 - Navojoa Industrial en 115 kV, adicionalmente, ante la contingencia de la LT El Mayo - 93610 - Los Mochis Dos en 230 kV se incrementa considerablemente la transmisión de potencia en la red de 115 kV sobrecargando aún más la línea de Transmisión El Mayo - Navojoa Industrial; lo que limita la transmisión de flujo de potencia hacia el sur de la Ciudad de Culiacán.

Adicionalmente, en condiciones de demanda máxima y ante la contingencia de la LT Fuerte Penal - 73NO0 - Los Mochis Dos o de la LT El Mayo - 73350 - Navojoa Industrial se presentan tensiones fuera del rango de operación permitido por Código de Red en las subestaciones eléctricas del área de influencia, por tanto, se requiere de la implementación de esquemas de acción remedial para mantener la red de transmisión y la tensión de operación de las subestaciones eléctricas dentro de los límites establecidos.

Debido al incremento de la demanda en el corredor entre Navojoa y Los Mochis se tiene programada la entrada en operación de la SE El Fuerte Penal con una capacidad de transformación de 20 MVA y una relación de transformación en 115/13.8 kV en 2022.

La incorporación de la nueva infraestructura de transformación asegura la Confiabilidad del suministro de energía en los próximos años, sin embargo, la problemática de regulación de tensión se agudizará por el incremento en la demanda en el área de influencia, además, la distancia existente entre SE El Mayo en 115 kV hasta la SE Los Mochis Dos en 115 kV es aproximadamente 200 km, dificultando la regulación de tensión en las SE Navojoa Industrial, El Carrizo y El Fuerte ante contingencias sencillas.

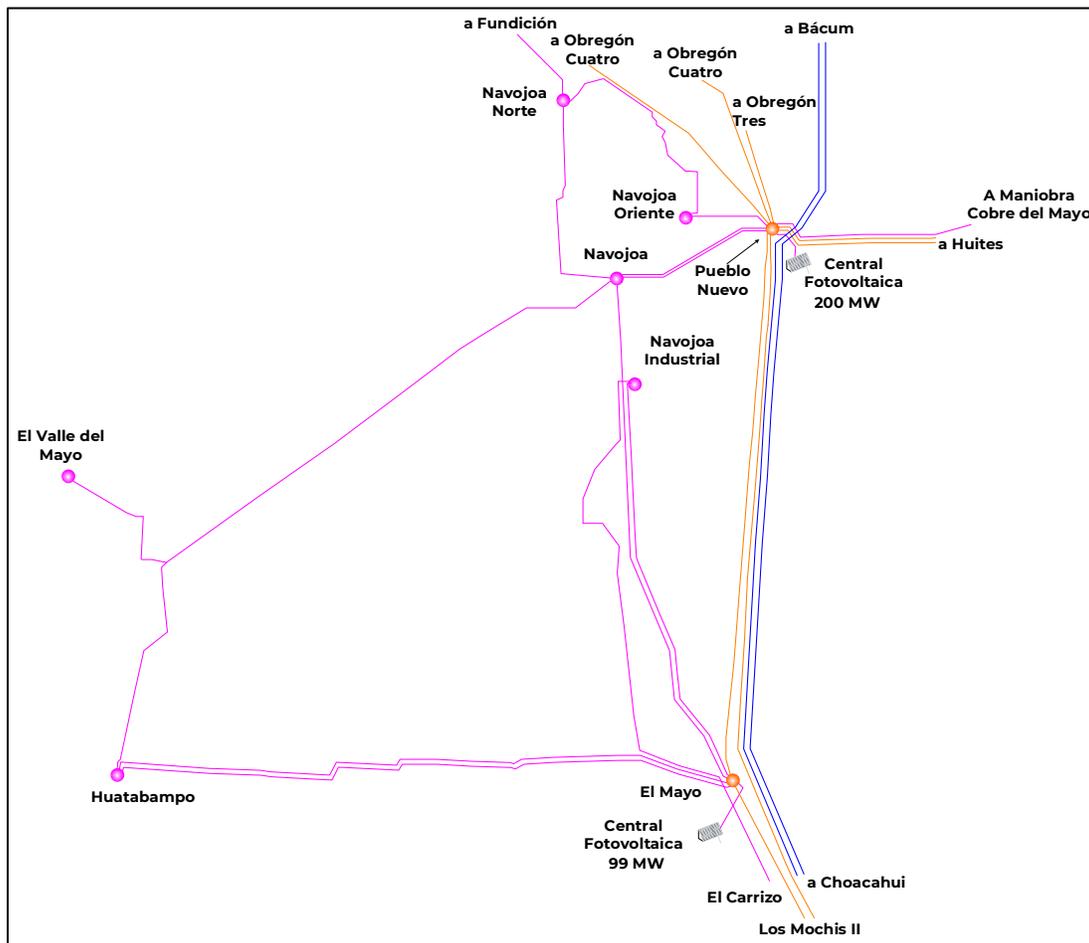
Es importante señalar, que además de la problemática de tensión en el área de

influencia ocasionada por el incremento de demanda, altos flujos de transmisión y baja reserva de compensación capacitiva, se tiene una capacidad de transmisión limitada por un tramo subterráneo en la línea de transmisión El Mayo – Navojoa Industrial en 115 kV. Recientemente CFE Transmisión actualizó el límite de transmisión.

Por lo anterior, se requiere de un proyecto que solucione la problemática de tensión y permita aumentar la transferencia de potencia en el corredor de Navojoa – Los Mochis de tal manera que sea posible eliminar los esquemas de acción remedial que afectan carga como único medio para mitigar la problemática de tensión y se elimine la sobrecarga en estado estacionario de la LT El Mayo - 73350 - Navojoa Industrial.

La figura 1 muestra la topología eléctrica de la zona Navojoa en la que se observan las subestaciones eléctricas involucradas.

Figura 1. Red eléctrica de la zona Navojoa



Descripción del proyecto que atiende la problemática.

El proyecto El Mayo entronque Navojoa Industrial – 73600 – El Carrizo consiste en las siguientes obras:

Transmisión:

- El Mayo entronque Navojoa Industrial – 73600 – Carrizo con una longitud de 1.2 km-c en 115 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla dos alimentadores en 115 kV para la conexión de las nuevas líneas y equipos en subestación El Mayo.

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.

Descripción de alternativas.

En las figuras 2 y 3 se muestran las metas físicas de cada alternativa analizada. En trazo punteado se indican las obras de cada una de las obras propuestas.

Figura 2. Diagrama unifilar simplificado de Alternativa 1

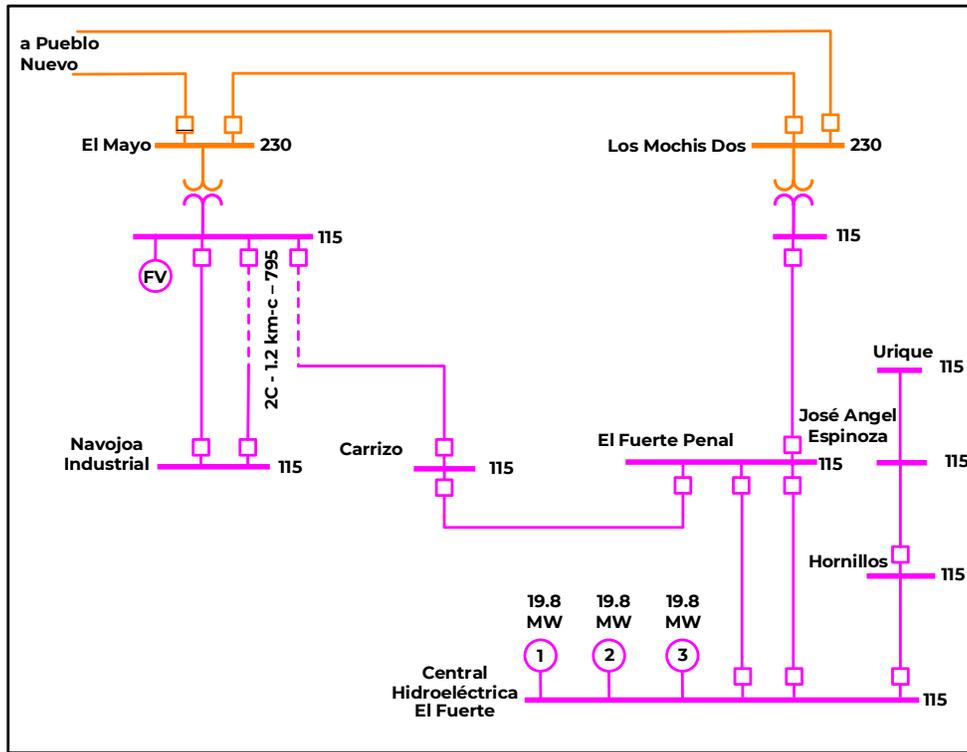
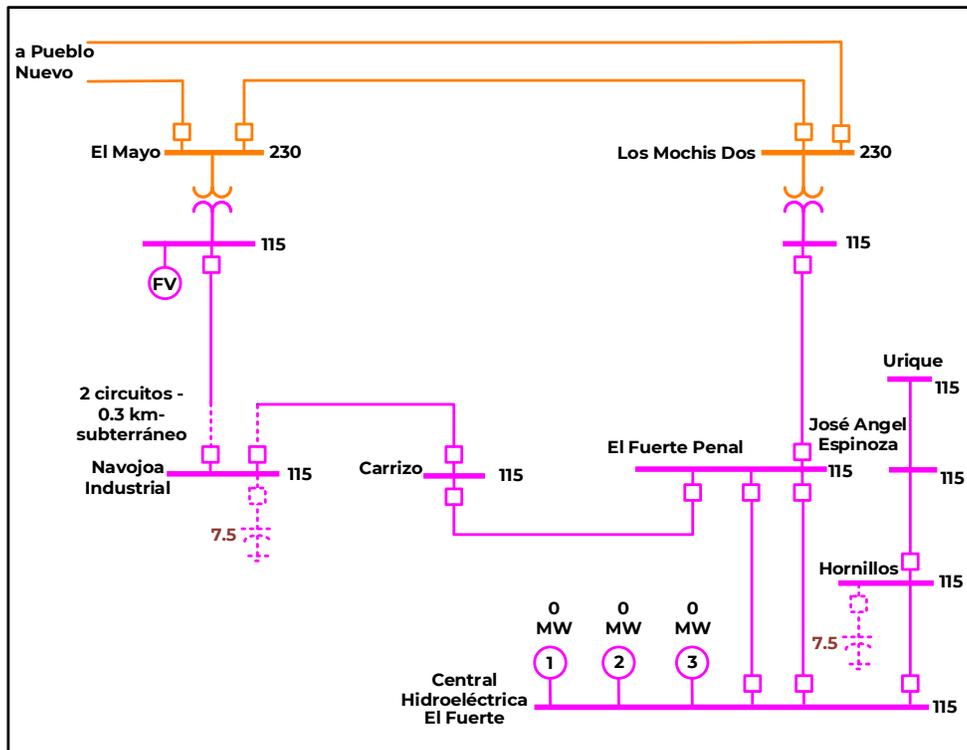


Figura 3. Diagrama unifilar simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 consta de una línea de transmisión de doble circuito de 0.6 km y dos bahías de alimentación en 115 kV en la SE El Mayo. Con el proyecto no se requiere la sustitución del tramo subterráneo en la línea de transmisión El Mayo – Navojoa Industrial en 115 kV.

La alternativa contiene un tramo de línea de transmisión subterráneo de

doble circuito de 0.3 km y requiere adicionalmente, dos equipos de compensación capacitiva en 115 kV, uno se instalará en la SE Navojoa Industrial y el segundo en la SE Hornitos.

El cuadro 1 muestra un resumen de las metas físicas para la Alternativa 1.

De igual manera, los cuadros 2 y 3 muestran un resumen de las metas físicas para la Alternativa 2.

Cuadro 1. Obras de transmisión de la Alternativa 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
El Mayo entronque Navojoa Industrial - Carrizo	115	2	1.2	abr-20	abr-23
Total			1.2		

Cuadro 2. Obras de transmisión de la Alternativa 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
El Mayo – Navojoa Industrial (Tramo Subterráneo)	115	2	0.6	abr-20	abr-23
Total			0.6		

Cuadro 3. Obras de compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Navojoa Industrial MVar	Capacitor	115	7.5	abr-20	abr-23
Hornitos MVar	Capacitor	115	7.5	abr-20	abr-23
Total			15.0		

Indicadores técnicos.

Con las alternativas de red eléctrica propuestas previamente, se podrá incrementar la capacidad de transmisión en 115 kV entre las zonas Navojoa y Los Mochis. Se elimina la limitante que se presenta por saturación desde el estado estacionario de la LT El Mayo – Navojoa Industrial en 115 kV en un tramo subterráneo, así como la problemática de baja tensión en las SE Navojoa Industrial, El Carrizo,

Fuerte Penal y Hornitos ante contingencia sencilla.

En la figura 4 se muestra la condición operativa en 2023 sin el proyecto en la red de transmisión de la zona de Navojoa ante la condición de demanda máxima de zona. Se observa la sobrecarga del 27% con respecto a su límite de transmisión, por tanto, en la figura 5 muestra que se requiere de un corte de carga para mantener la Confiabilidad en la red de 115 kV.

Figura 4. Diagrama Unifilar Simplificado – Escenario de demanda máxima de 2023 de las zonas Navojoa y Los Mochis sin proyecto

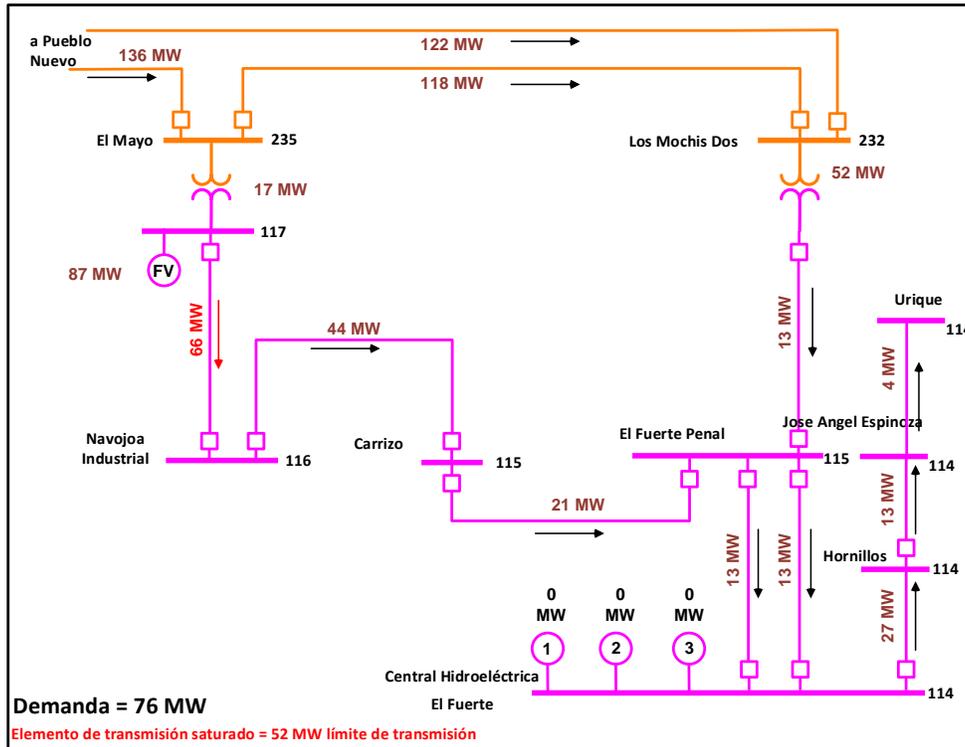
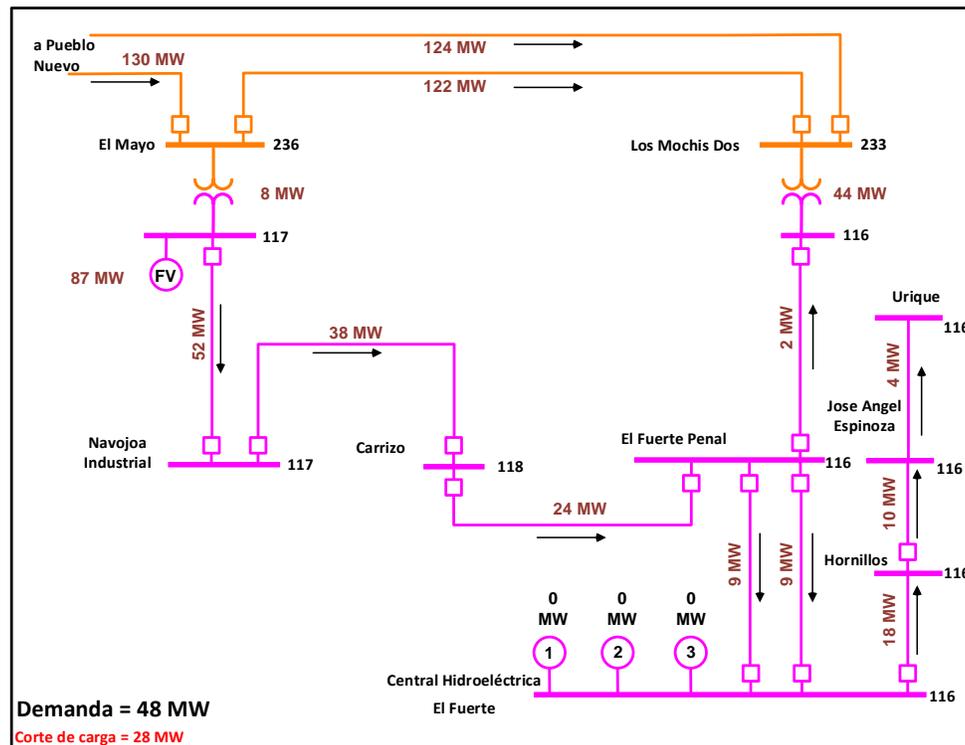


Figura 5. Diagrama Unifilar Simplificado – Escenario de demanda máxima de 2023 de las zonas Navojoa y Los Mochis sin proyecto con corte de carga



En las figuras 6 y 7 se muestran las condiciones operativas para el escenario

de demanda máxima de verano 2023 para cada una de las alternativas.

Figura 6. Escenario de demanda máxima de verano 2023 con la Alternativa 1

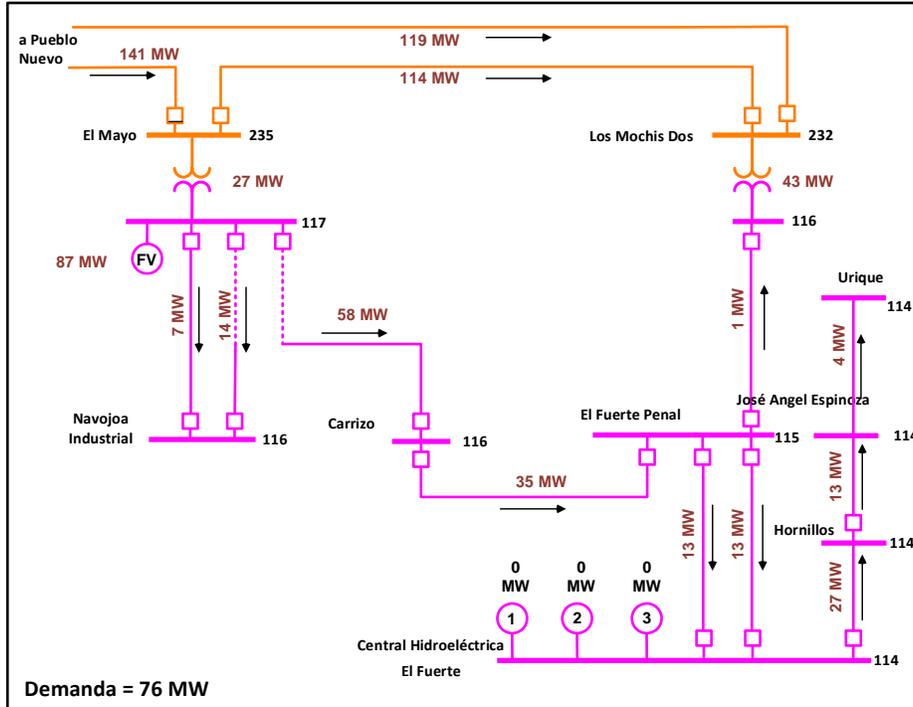
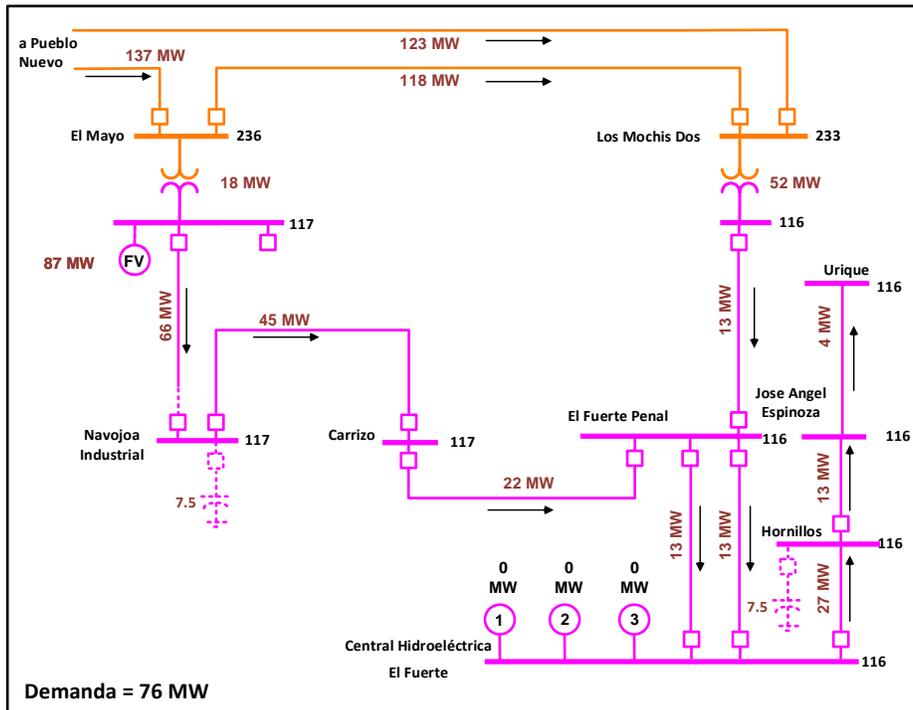


Figura 7. Escenario de demanda máxima de verano 2023 con la Alternativa 2



En las figuras 8 y 9, se observan las condiciones operativas ante contingencia de la línea de transmisión El Mayo – Navojoa Industrial en 115 kV.

Para la Alternativa 1, se observa que es posible incrementar el suministro de la demanda del área de influencia hasta 99 MW, y ante la ocurrencia de un disparo en la línea de El Mayo a Navojoa Industrial es cuando se presentaría una

tensión de 109 kV en la SE Carrizo saturando la capacidad del proyecto.

Para la Alternativa 2, en estado estable es posible satisfacer la demanda del área de influencia e incluso incrementarla a 120 MW, sin embargo, ante contingencia de la LT El Mayo – Navojoa Industrial las tensiones se encuentran en el límite de operación establecidos en el Código de Red y por lo tanto en 77 MW se satura el proyecto.

Figura 8. Demanda de saturación con la Alternativa 1, Contingencia de la LT El Mayo – El Carrizo en 115 kV

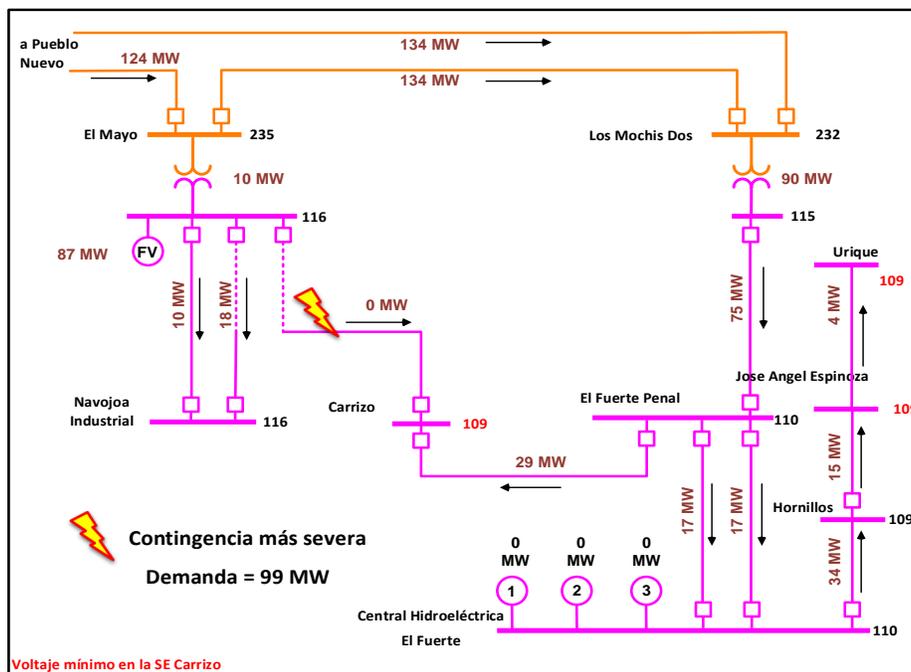
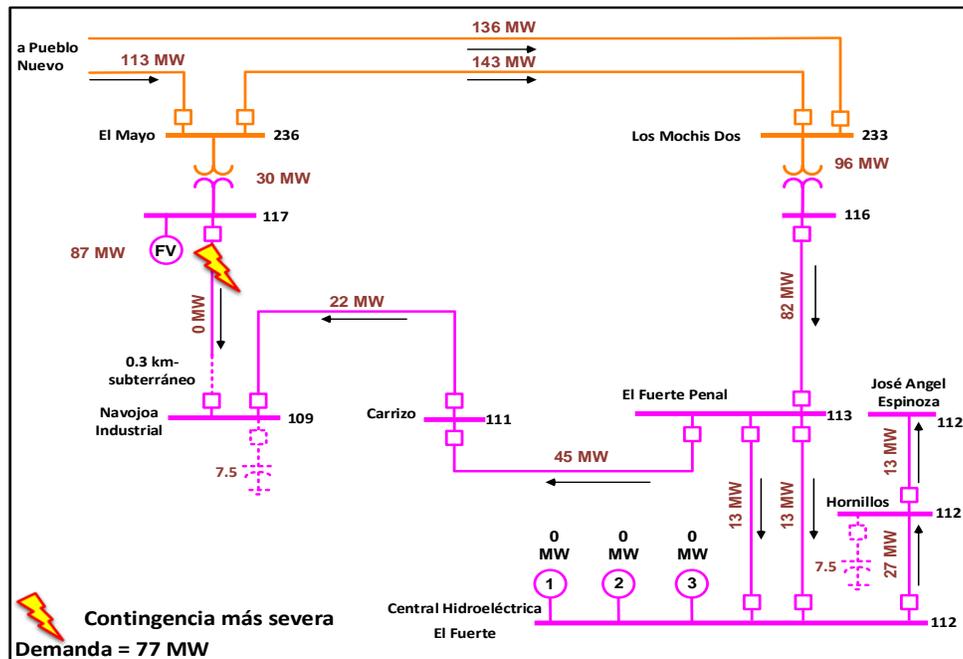


Figura 9. Demanda de saturación con la Alternativa 2, Contingencia de la LT El Mayo – Navojoa Industrial en 115 kV



Por tanto, se concluye que ambas alternativas eliminan la problemática de sobrecarga en la línea de transmisión El Mayo - Navojoa Industrial en condiciones de operación normal (red completa), a su vez es posible soportar la contingencia sencilla (N-1) al mantener dentro del rango de operación establecido en el Código de Red, la tensión en las SE Navojoa Industrial, El Carrizo, Fuerte Penal, El Fuerte, Hornillos y José Ángel Espinoza.

Alternativa propuesta.

El cuadro 4 muestra la comparación entre las demandas de saturación obtenidas para el escenario base, así como para las alternativas propuestas:

En base a los resultados de los estudios técnicos y económicos se concluye que

la **Alternativa 1** es el proyecto de obra propuesta como la solución más factible al problema identificado y presenta:

- Un menor Costo de Inversión Total.
- Un mayor Valor Presente Neto.
- Un porcentaje más elevado de Tasa Interna de Retorno.

El proyecto incrementa la capacidad de transmisión, mejora la Confiabilidad del suministro de la demanda, así como, la incorporación de nuevos Centros de Carga (industrial, agrícola, residencial y comercial), mejorando las condiciones económicas de las regiones de Navojoa y Los Mochis. Asimismo, se tendrá mayor flexibilidad operativa para mantenimiento de la red eléctrica

Cuadro 4. Comparativa entre demandas de saturación

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	48 MW	48 MW
Alternativa 1	120 MW	99 MW
Alternativa 2	120 MW	77 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

P19-OR2 Puebla Dos Mil entronque Puebla II 73890 Guadalupe Analco

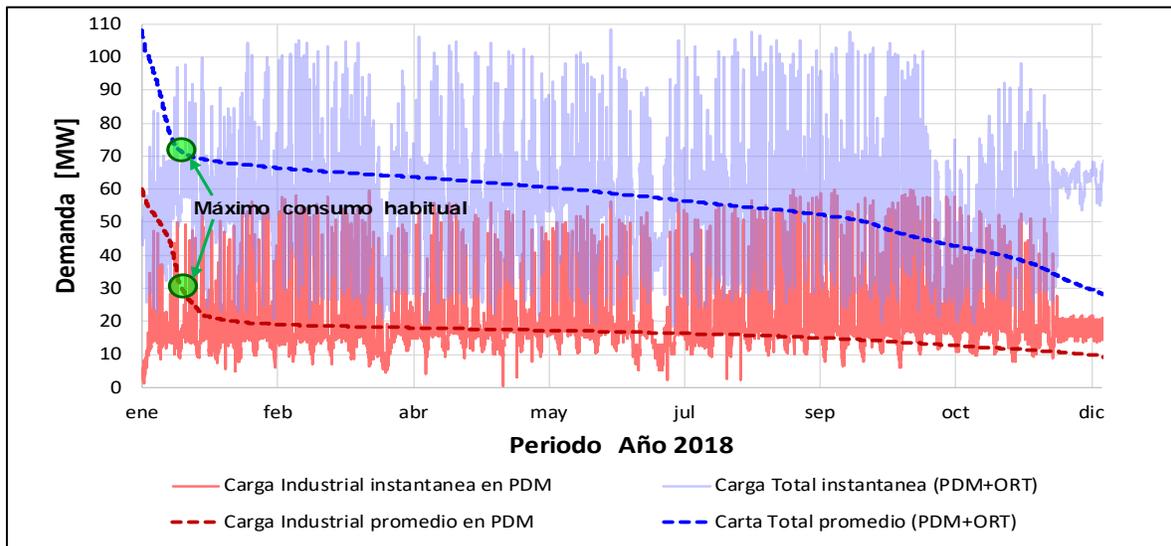
Diagnóstico operativo.

El suministro de energía eléctrica en la parte de la Región Norte y Oriente de la Ciudad de Puebla se realiza mediante el corredor Tecali – Oriente – Puebla Dos Mil – Puebla II. En los extremos del corredor se tienen tres bancos de transformación con relación 400/115 kV, dos en Puebla II y uno en Tecali, de los cuales se abastece de energía a la zona de la red troncal de transmisión. La longitud aproximada de este corredor en su conjunto es de 37.1 km con conductor de tipo ACSR y calibre 477 kCM. Los Centros de Carga de mayor tamaño se encuentran conectados en la

SE Puebla Dos Mil en donde se ubica un parque industrial asociado a este punto de suministro.

Debido a lo anterior, el perfil de demanda de energía eléctrica predominante en los circuitos asociados a la SE Puebla Dos Mil es de tipo industrial, aunque también en menor medida se realiza el suministro a consumidores de tipo residenciales. En la figura 1 se muestra el comportamiento de la carga industrial y residencial en mediciones del corredor de transmisión en el nivel de tensión de 115 kV.

Figura 1. Comportamiento de demanda de las subestaciones eléctricas Puebla Dos Mil y Oriente



De acuerdo con los perfiles de consumo históricos de energía eléctrica registrados en 2018, se pronostica que durante la ocurrencia de los escenarios de demanda media o máxima registrada y ante la eventual falla (contingencia) de la línea Puebla II – 73190 – Puebla Dos Mil en el nivel de 115 kV se tendrán abatimientos del nivel de tensión llegando a presentar valores de

hasta 109 kV, el cual es un valor fuera del $\pm 5\%$ de valor de tolerancia establecido en el Código de Red. Con la contingencia se producirán afectación a 84,500 usuarios del servicio eléctrico con un valor de Energía no Suministrada (ENS) de 77.9 MW/h.

Actualmente, solo es factible autorizar el mantenimiento de la línea Puebla II –

73190 – Puebla Dos Mil durante condiciones de baja demanda (demanda mínima o días festivos), debido a las afectaciones que produce su salida de operación.

Descripción del proyecto que atiende la problemática.

Alternativa 1

Consiste en el entronque Puebla II – 73890 – Guadalupe Analco en SE Puebla Dos Mil y consta de las siguientes obras:

Transmisión:

- Entronque de la línea de transmisión Puebla II - 73890 - Guadalupe Analco en la SE Puebla Dos Mil con una longitud de 0.2 km-c en 115 kV.
- Sustitución de Transformadores de corriente (TC) en la SE Puebla Dos Mil para incrementar el límite de la línea de transmisión Puebla II 73190 Puebla Dos Mil a 131 MVA (límite térmico).
- Instalación de dos alimentadores de línea en 115 kV en la SE Puebla Dos Mil para la conexión de las líneas de transmisión de entronque.

Las fechas de entrada en operación necesarias y factibles del proyecto son:

- Fecha necesaria de entrada en operación: junio 2019.
- Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2022.

Alternativa 2

Consiste en la línea subterránea de transmisión Puebla II - Puebla Dos Mil que consta de las siguientes obras:

Transmisión:

- Construcción de una línea de transmisión de tipo subterránea de la SE Puebla II a la SE Puebla Dos Mil un conductor por fase con calibre a la ampacidad del calibre equivalente a 477 kCM (ya instalado).
- Sustitución de Transformadores de corriente (TC) en la SE Puebla Dos Mil para incrementar el límite de la línea de transmisión Puebla II 73190 Puebla Dos Mil a 131 MVA (límite térmico).
- Instalación de dos alimentadores de línea en 115 kV en la SE Puebla Dos Mil para la conexión de las líneas de transmisión de entronque.

Descripción de las alternativas.

Las figuras 2 y 3 muestran los diagramas unifilares simplificados con las alternativas de solución.

Figura 2. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

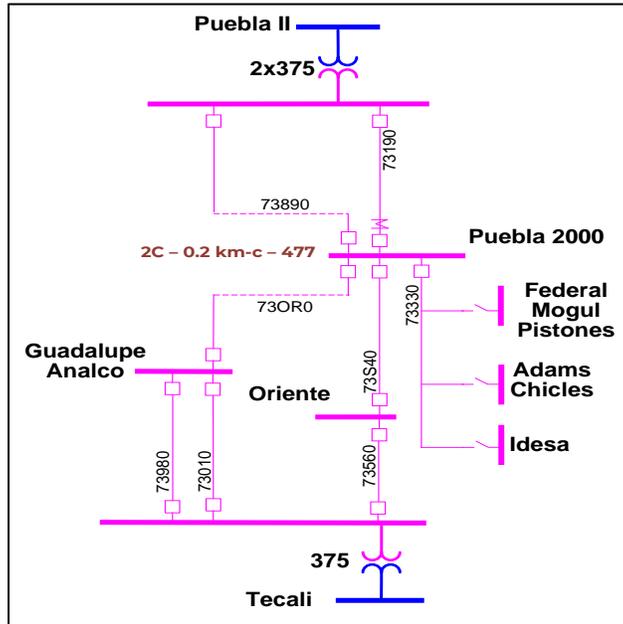
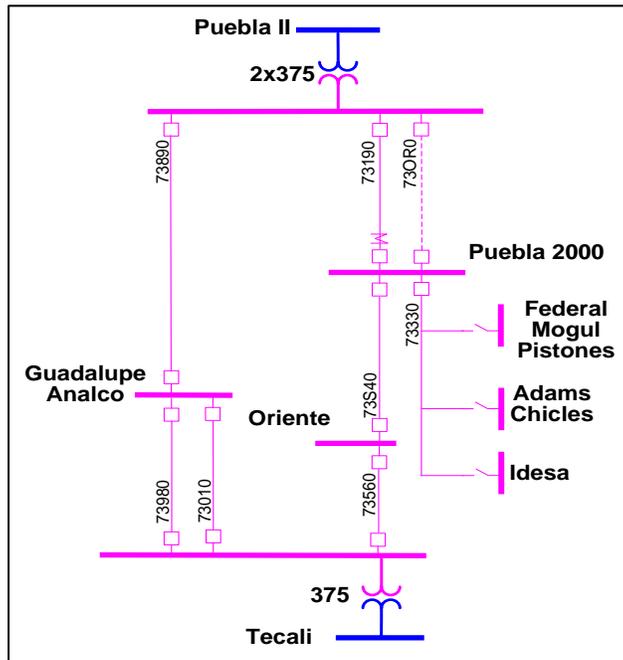


Figura 3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas.

La Alternativa 1 consta de 0.2 km-c de línea de transmisión, así como las adecuaciones necesarias en la SE Puebla Dos Mil.

La Alternativa 2 consta de 2.3 km-c de línea de transmisión, dos alimentadores, así como las adecuaciones necesarias en la SE Puebla Dos Mil.

Los cuadros 1 y 2 muestran un resumen de las metas físicas para las alternativas 1 y 2 respectivamente.

Cuadro 1. Obras de transmisión de la Alternativa 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Puebla Dos Mil entronque Puebla Dos – Guadalupe Analco (73890)	115	2	0.2	jun-19	dic-22
Total			0.2		

Cuadro 2. Obras de transmisión de la Alternativa 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Puebla II – Puebla Dos Mil (cable subterráneo)	115	1	2.3	jun-19	dic-22
Total			2.3		

Indicadores técnicos.

Los diagramas de las figuras 4 y 5 muestran la condición operativa en 2022 sin el proyecto en la red de transmisión de la zona Puebla ante la condición de demanda máxima de zona en condiciones de red completa y

contingencia sencilla. Se puede observar que, ante la contingencia de la línea de transmisión Puebla II – 73190 – Puebla Dos Mil, las tensiones en la red se encuentran por debajo del límite establecido en el Código de Red ($\pm 5\%$ del valor nominal de operación).

Figura 4. Diagrama Unifilar Simplificado – Escenario de demanda máxima de 2022, sin proyecto

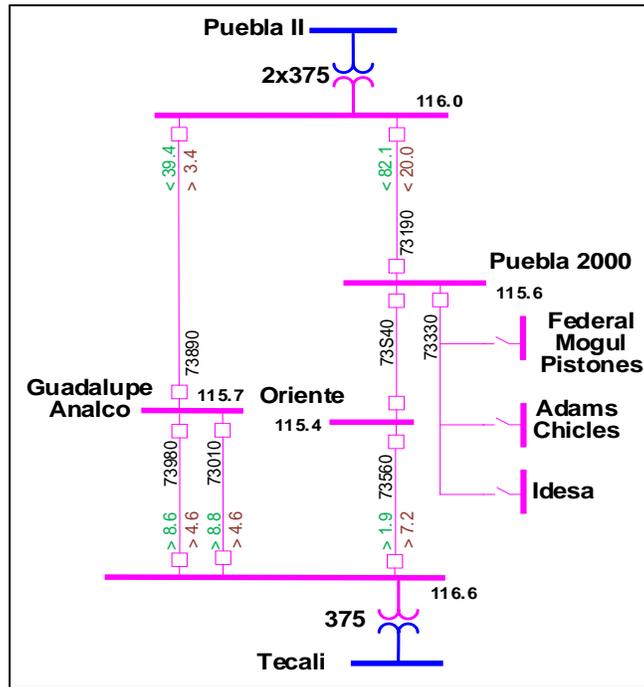
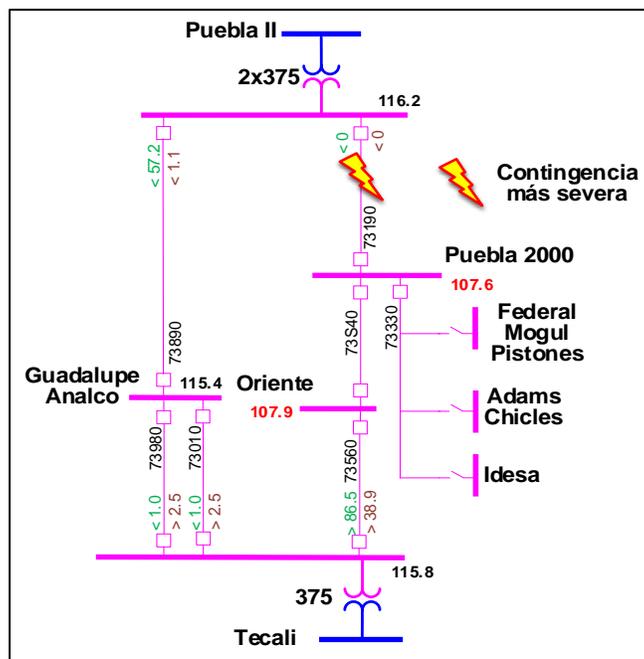


Figura 5. Diagrama Unifilar Simplificado – Escenario de demanda máxima de 2022, sin proyecto, post contingencia



En la figura 6 se muestra la curva característica de Potencia - Voltaje (P-V) en donde se puede observar, la tensión antes y posterior a la falla de un elemento de transmisión. El valor máximo de demanda que se puede suministrar es de 74 MW, en el que se alcanza el límite de tensión antes descrito del Código de Red.

Las figuras 7 y 8 muestran la condición operativa en 2022 ante red completa y

contingencia sencilla con la Alternativa 1. De manera similar, las figuras 9 y 10, muestran lo correspondiente a la Alternativa 2 en la red de transmisión de la zona Puebla. Se puede observar que ante la misma condición de demanda máxima y ante la ocurrencia de la contingencia de la línea de transmisión más severa no se tienen problemas de tensión ni de sobrecarga en ningún punto de la red eléctrica.

Figura 6. Curva Potencia-Voltaje (P-V), condición sin/con contingencia sencilla, sin proyecto

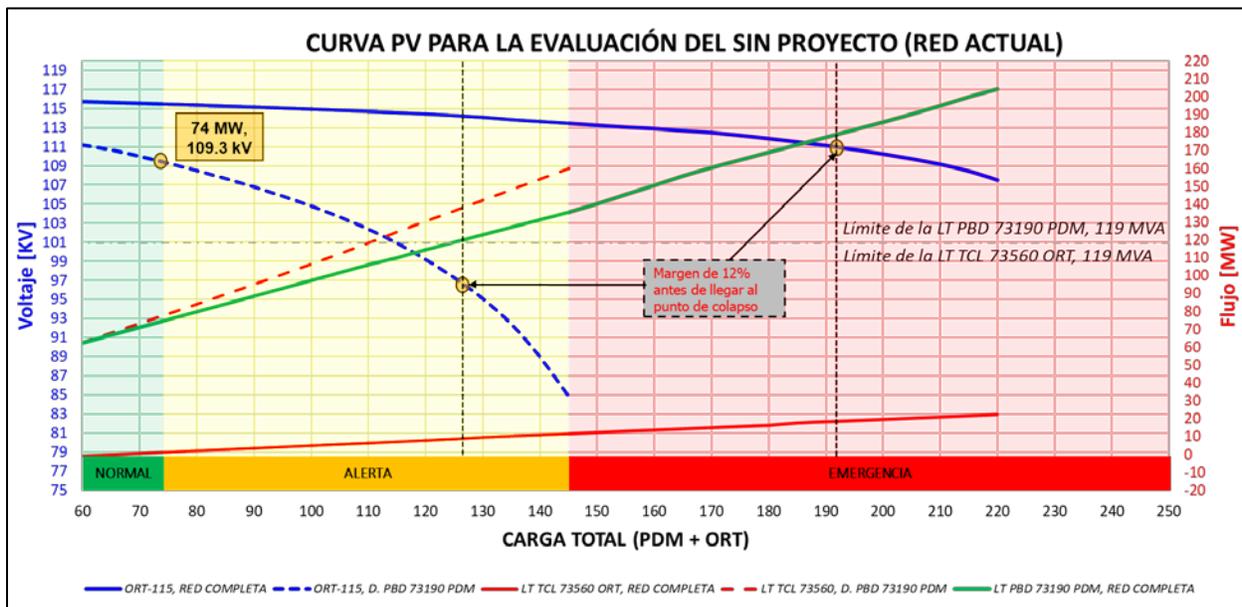


Figura 7. Diagrama Unifilar Simplificado – Escenario de demanda máxima de 2022, con Alternativa 1

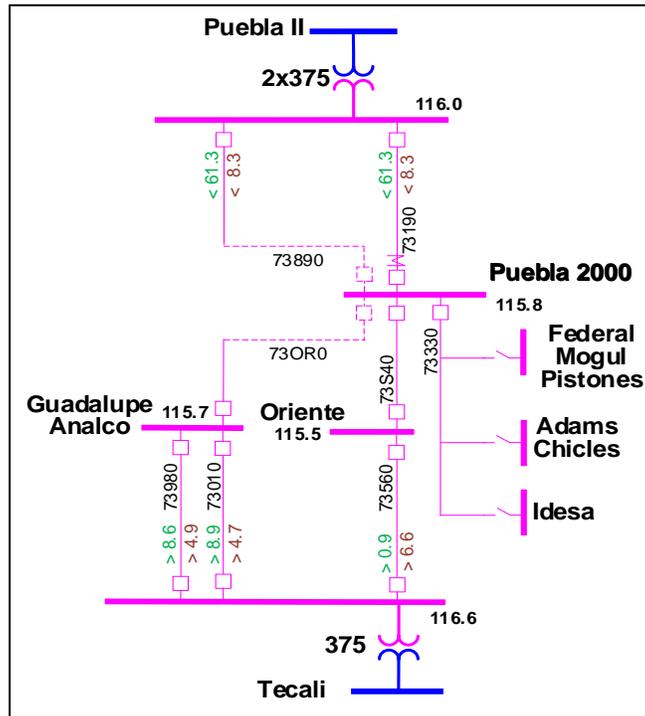


Figura 8. Diagrama Unifilar Simplificado – Escenario de demanda máxima de 2022, con Alternativa 1, post-contingencia

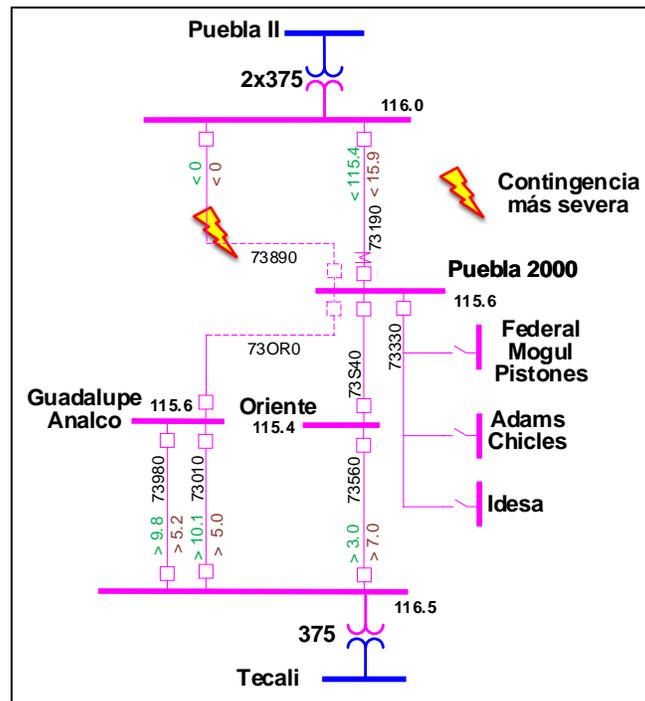


Figura 9. Diagrama Unifilar Simplificado – Escenario de demanda máxima de 2022, con Alternativa 2

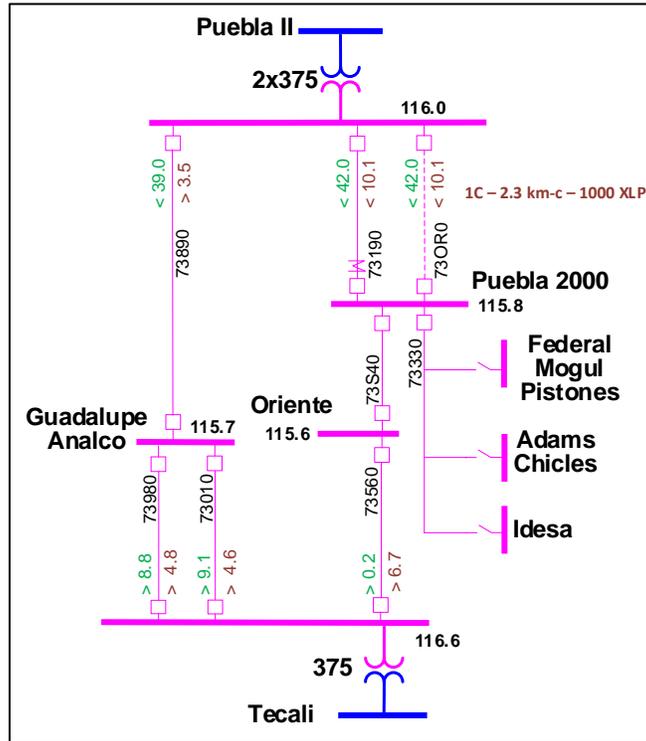
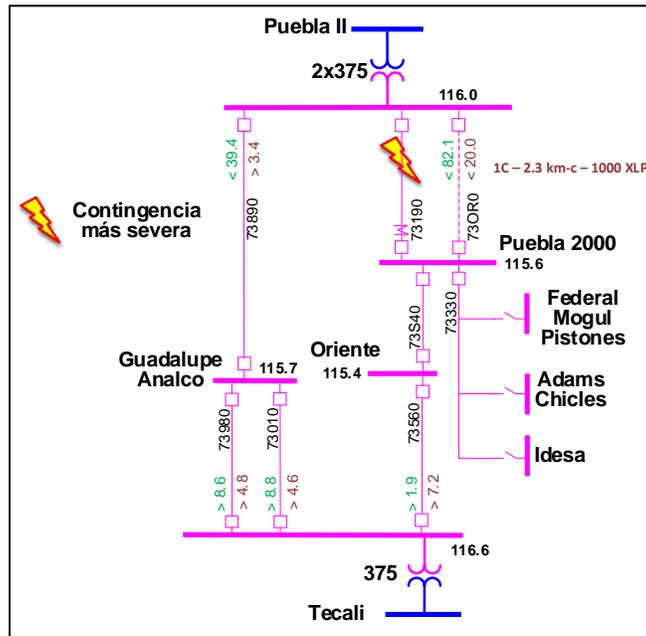


Figura 10. Diagrama Unifilar Simplificado – Escenario de demanda máxima de 2022, con Alternativa 2, post-contingencia



En conclusión, ambas alternativas permiten atender el crecimiento de la

demanda esperado en esta región del país, así como dar cumplimiento a los

requerimientos de calidad de tensión establecidos en el Código de Red.

Alternativa propuesta.

Partiendo de los resultados obtenidos de las evaluaciones económicas, el cuadro 3 muestra la comparación entre las demandas de saturación obtenidas para el escenario base, así como para las alternativas propuestas.

Cuadro 3. Comparativa entre demandas de saturación

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	120.5 MW	74.5 MW
Alternativa 1	164.5 MW	97.3 MW
Alternativa 2	164.6 MW	130.9 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

En base a los resultados de los estudios técnicos y económicos se concluye que la Alternativa 1 Entronque Puebla II – 73890 – Guadalupe Analco en SE Puebla Dos Mil es el proyecto de obra propuesto como la solución más factible al problema identificado y presenta:

- Un menor Costo de Inversión Total.

- Un mayor Valor Presente Neto.
- Un porcentaje más elevado de Tasa Interna de Retorno.

P19-NO1 Viñedos MVA

Diagnóstico operativo.

El suministro de energía eléctrica en la capital del estado de Sonora y poblaciones aledañas se logra a través de las subestaciones eléctricas Hermosillo Tres (HLT) integrada por dos autotransformadores (AT) con capacidades de 100 y 125 MVA, respectivamente, Hermosillo Cuatro (HLC) con dos autotransformadores de 225 MVA, Hermosillo Cinco (HLI) con dos autotransformadores de 100 MVA, Hermosillo Loma (HLM) con un AT de 225 MVA y la SE Esperanza con un AT de 225 MVA. Los autotransformadores descritos tienen una relación de transformación de 230/115 kV.

El crecimiento de la demanda esperada en las subestaciones eléctricas que conforman el corredor de subtransmisión en el nivel de tensión de 115 kV entre la SE Hermosillo Tres (HLT) ubicada al norte de Hermosillo y la SE Santa Ana (STA) en Nogales, tiene un repunte considerable debido a nuevas solicitudes de conexiones de carga de índole agrícola y minera. Para suministrar la demanda del área de influencia se tiene programado la entrada en operación de proyectos integrados por las subestaciones eléctricas El Llano y Terramara, con capacidad de transformación de 20 MVA de relación 115/34.5 kV, cada una.

La incorporación de la nueva infraestructura asegura la confiabilidad del suministro de energía en la zona entre Hermosillo y Santa Ana con la cual se pretende atender el crecimiento esperado de la demanda en los siguientes años, sin embargo en el corto plazo, la problemática de regulación de

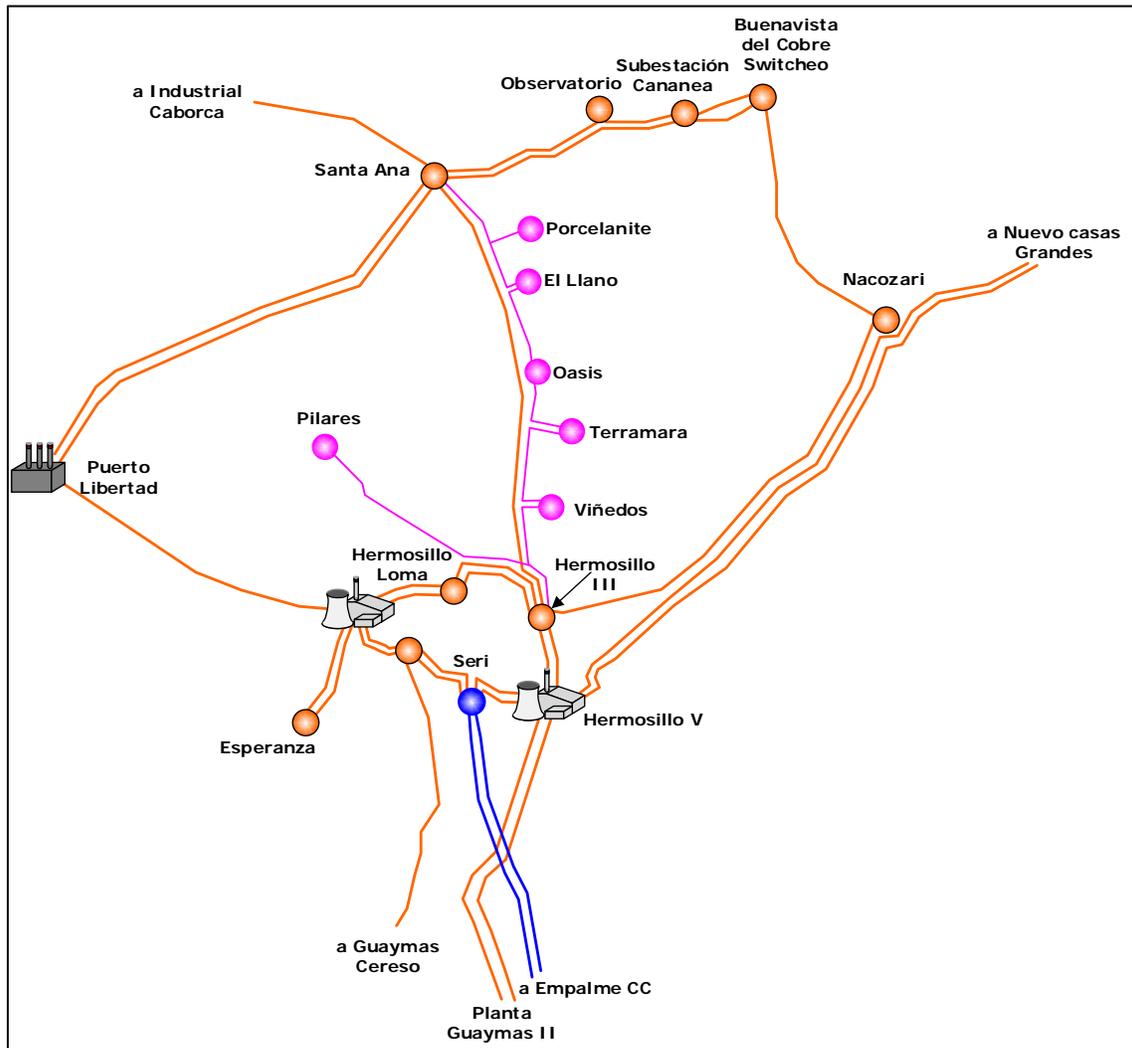
tensión se agudiza por el incremento de carga, además el corredor de transmisión en 115 kV entre la SE Hermosillo Tres y la SE Santa Ana tiene una longitud de 160 km aproximadamente sin ningún punto intermedio de soporte de tensión o elemento de compensación, por lo que se requiere reforzar localmente el suministro de potencia reactiva en el área de influencia dentro de la cual se localiza la SE Viñedos (VNO).

Actualmente, la SE Viñedos tiene una capacidad de transformación de 20 MVA y se ha programado el incremento en su capacidad a 30 MVA con el proyecto de traslado y rotación del transformador 2 de la SE Hermosillo Tres con la SE Viñedos debido a que ésta se encuentra más cercana a la zona de crecimiento de la demanda.

Adicionalmente, se presenta la problemática de baja tensión ante contingencia sencilla en el corredor de 115 kV, resultando más críticas las fallas en las líneas de transmisión de los extremos del corredor que dejan el total de la carga del área de influencia desde la SE Hermosillo Tres o de la SE Santa Ana, según sea el caso, provocando tensiones por debajo de los límites operativos establecidos. Por tanto, se requiere la implementación Esquemas de Protección para preservar la Confiabilidad, lo que repercute directamente en la Calidad y Continuidad del suministro de energía al área analizada.

La figura 1 muestra la topología eléctrica de la zona Navojoa en la que se observan las subestaciones eléctricas involucradas.

Figura 1. Red eléctrica de la zona Santa Ana – Hermosillo



Descripción del proyecto que atiende la problemática.

El proyecto Viñedos MVAR consiste en las siguientes obras:

Compensación:

- Nuevo capacitor de 22.5 MVAR en la SE Viñedos en 115 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla el alimentador en 115 kV para la conexión del nuevo capacitor en la SE Viñedos.

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.

Descripción de alternativas.

Las figuras 2 y 3 muestran metas físicas de cada alternativa analizada, las obras propuestas se encuentran marcadas con líneas punteadas.

Figura 2. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 1

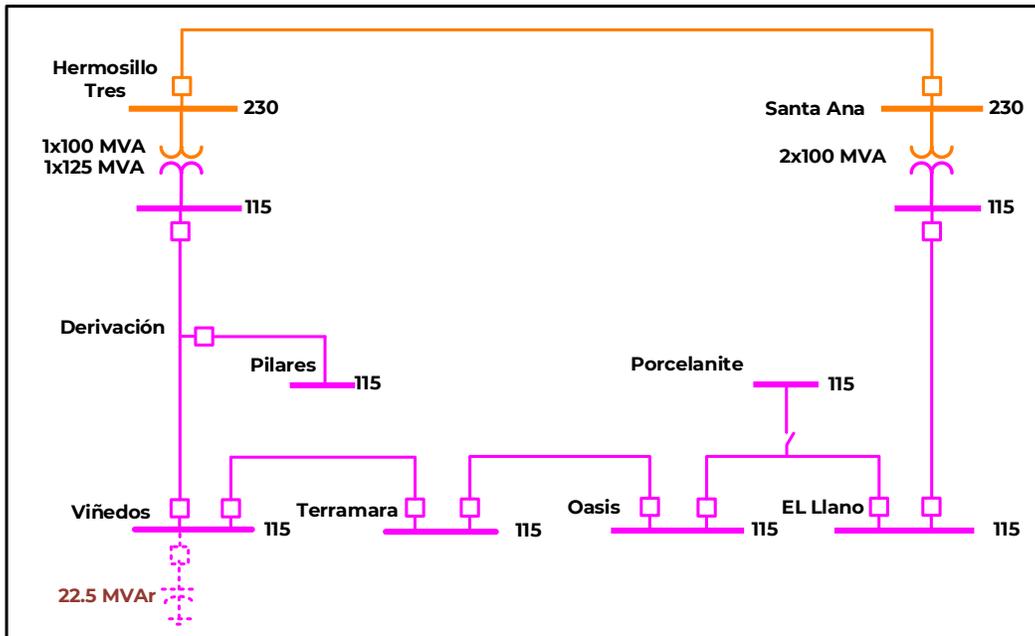
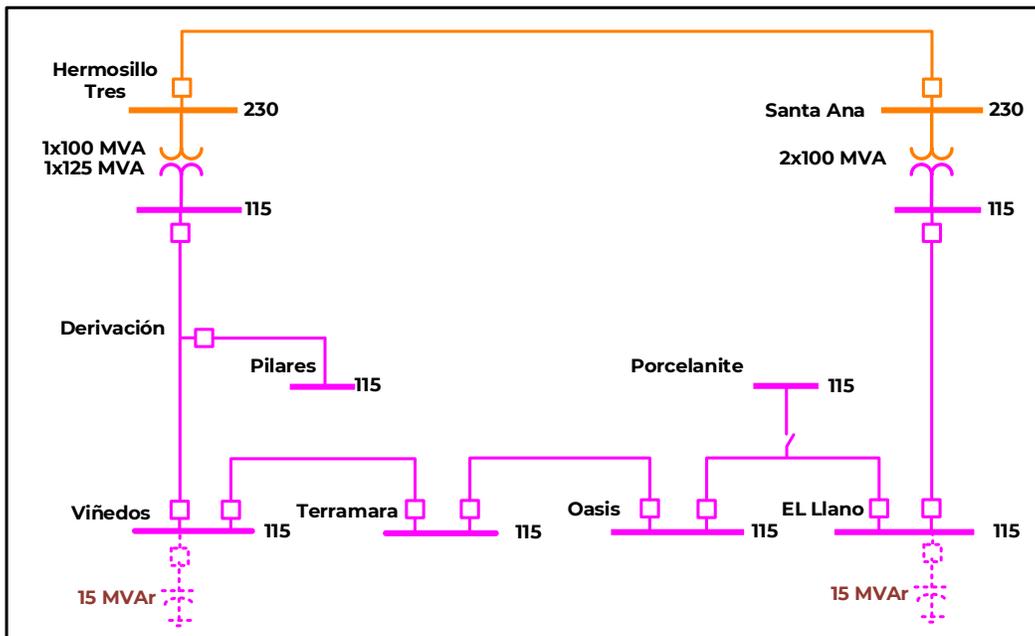


Figura 3. Diagrama Unifilar Simplificado de Alternativa 2



Resumen de metas físicas de las alternativas analizadas.

La Alternativa 1 consiste en un equipo de compensación capacitiva de 22.5 MVAR.

La Alternativa 2 consiste en dos equipos de compensación capacitiva de 15 MVAR cada uno, que deberá instalarse en las subestaciones eléctricas Viñedos y El Llano.

Los cuadros 1 y 2 muestran un resumen de las metas físicas para las alternativas

1 y 2 respectivamente incluyendo el costo de inversión de cada una.

Cuadro 1. Obras de compensación de la Alternativa 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
Viñedos MVar	Capacitor	115	22.5	abr-20	abr-23
Total			22.5		

Cuadro 2. Obras de compensación de la Alternativa 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible
El Llano MVar	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-23
Viñedos MVar	Capacitor	115	15.0	abr-20	abr-23
Total			30.0		

Indicadores técnicos y económicos.

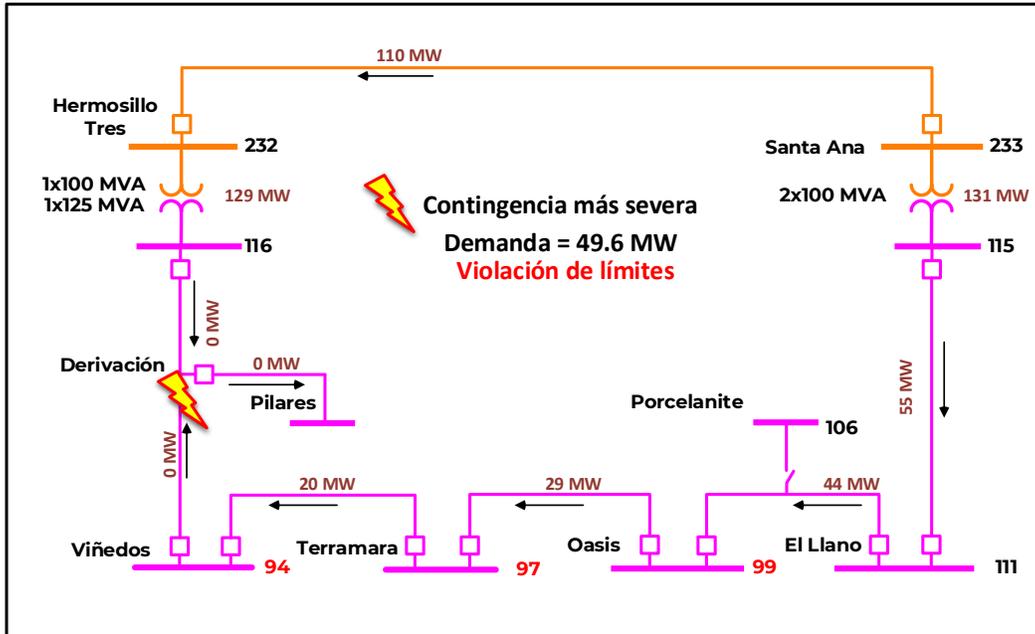
Con las alternativas de red eléctrica propuestas previamente, se podrá incrementar la capacidad de transmisión en 115 kV entre las zonas Santa Ana y Hermosillo, se elimina la problemática de baja tensión en las subestaciones eléctricas Viñedos, Terramara, Oasis y El Llano ante contingencia sencilla.

La figura 4 muestra la condición operativa en 2023, sin el proyecto, se observa la red de transmisión en 115 kV entre las zonas Hermosillo y Santa Ana

ante la condición de demanda máxima del área de influencia.

Se puede observar que ante la contingencia de la línea de transmisión Hermosillo Tres –Viñedos, las tensiones en la red de 115 kV se encuentran en valores por debajo del límite establecido en el Código de Red (0.95 pu), es decir, se requiere de un Esquema de Protección para preservar la Confiabilidad en la región y los voltajes en valores permisibles operativos y de diseño.

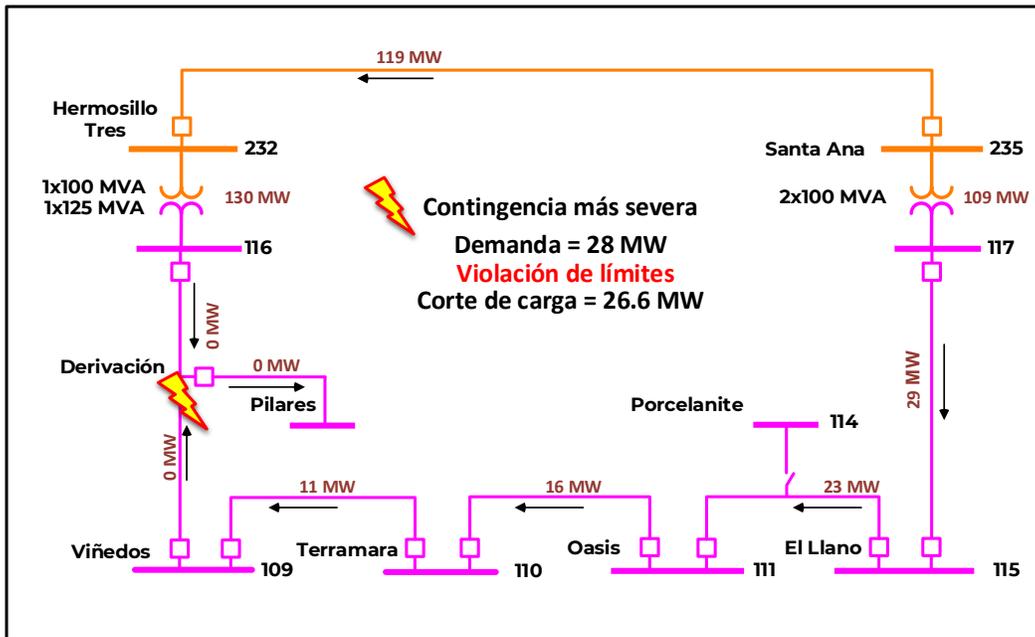
Figura 4. Diagrama Unifilar Simplificado – Escenario de demanda máxima de 2023 en el área de influencia



La figura 5 muestra la condición operativa en 2023, sin el proyecto, se observa que se requiere de corte de

carga de 26.6 MW para mantener el sistema operando dentro de sus límites de seguridad.

Figura 5. Diagrama Unifilar Simplificado – Escenario de demanda máxima de 2023 en el área de influencia. Corte de carga



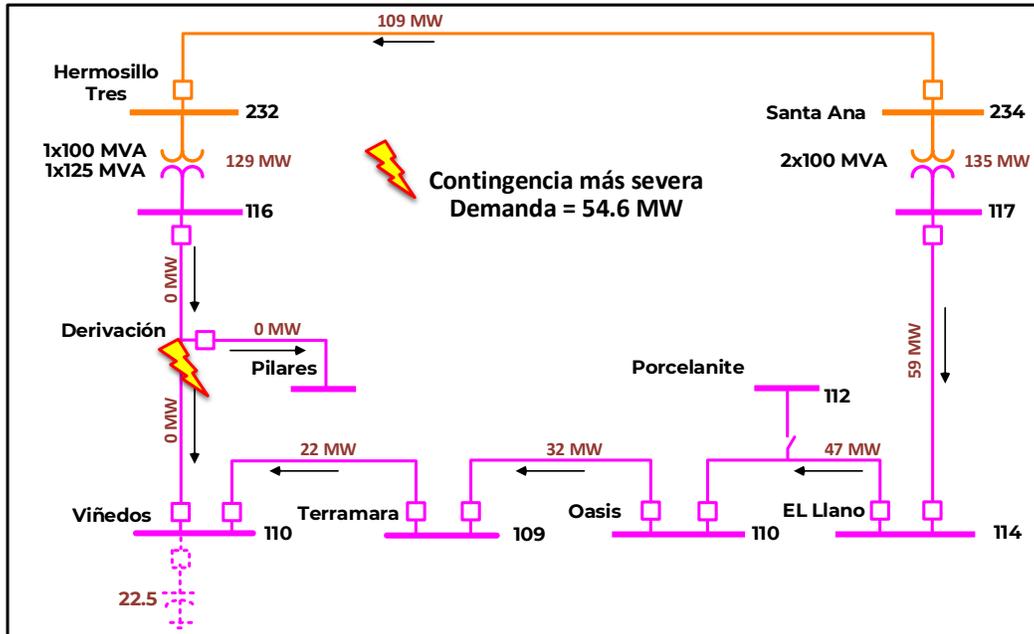
En la figura 6 se observa la condición operativa en 2023, con la Alternativa 1, en

la red de transmisión entre Hermosillo y Santa Ana. Se aprecia que ante la

condición de demanda máxima y la ocurrencia de la contingencia más

crítica no se tienen problemas de tensión en el área de análisis.

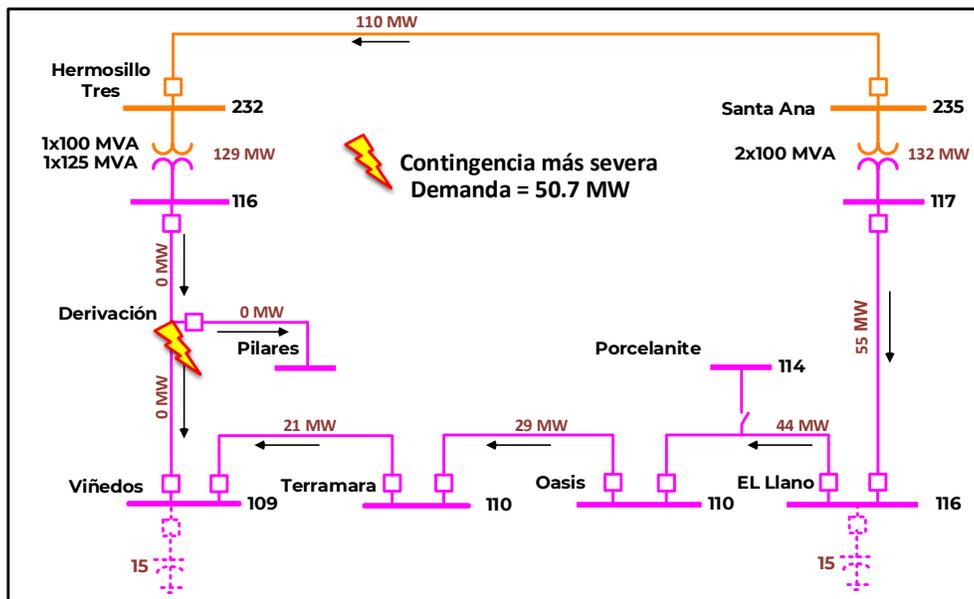
Figura 6. Diagrama Unifilar Simplificado – Escenario de demanda máxima de 2023 de la zona Hermosillo con Alternativa 1



La figura 7 muestra el comportamiento del área de influencia ante el escenario de demanda máxima para el año 2023 con la propuesta de obras de la Alternativa 2, se observa que, ante la contingencia más severa, los niveles de tensión se encuentran en el límite de

operación y siempre que ocurra la contingencia de la LT Hermosillo Tres – Viñedos, la SE Pilares quedará sin suministro de carga por su conexión en derivación de la línea de transmisión entre las SE Hermosillo Tres y Viñedos.

Figura 7. Diagrama Unifilar Simplificado – Escenario de demanda máxima de 2023 de la zona Hermosillo con Alternativa 2



Por tanto, se concluye que ambas alternativas eliminan la problemática de tensión que se presenta en las subestaciones eléctricas Viñedos, Terramara, Oasis y El Llano ante contingencia sencilla (N-1) al mantener dentro del rango de operación establecido en el Código de Red, la tensión en las subestaciones eléctricas afectadas, por tanto, se puede atender el crecimiento de la demanda esperado en el área de influencia analizada.

Alternativa propuesta.

Ambas alternativas solucionan la problemática de baja tensión que se presentan en las subestaciones eléctricas El Llano, Oasis, Terramara y Viñedos ante contingencia sencilla.

En consecuencia, la infraestructura propuesta sería suficiente para suministrar la demanda pronosticada en el horizonte de planeación, se reduce la operación con esquemas de acción

remedial de tiro de carga que actualmente se tienen implementado. En cuanto a confiabilidad, el proyecto permitirá tener una mayor regulación de tensión en esta red eléctrica, y se evitaría dejar de suministrar más de 26.6 MW de demanda para 2023 ante la ocurrencia de una contingencia sencilla.

Con los resultados obtenidos de las evaluaciones económicas, el cuadro 3 muestra la comparación entre las demandas de saturación obtenidas para el escenario base, así como para las alternativas propuestas.

En base a los resultados de los estudios técnicos y económicos se concluye que la **Alternativa 1** es el proyecto de obra propuesto como la solución más factible al problema identificado y presenta:

- Un menor Costo de Inversión Total.
- Un mayor Valor Presente Neto.
- Un porcentaje más elevado de Tasa Interna de Retorno.

Cuadro 3. Comparativas entre demandas de saturación

Escenario	Condición de red completa (N)	Condición ante CSS (N-1)
Sin Proyecto	92 MW	28 MW
Alternativa 1	104 MW	55 MW
Alternativa 2	112 MW	51 MW

CSS. Contingencia Sencilla más Severa

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 Comisión Federal de Electricidad a que construya determinados proyectos de infraestructura eléctrica. También, la SENER tiene la facultad para llevar a cabo licitaciones privadas para la construcción y operación de infraestructura eléctrica, donde una vez terminado el contrato, los activos pasarán a la posesión del Estado.

Los proyectos instruidos de las RGD del MEM tienen el objetivo de atender las necesidades existentes y futuras de suministro de energía eléctrica al aumentar la capacidad de

transformación entre la RNT y las RGD mediante la ampliación de subestaciones eléctricas existentes o la construcción de nuevas 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 9.15 se presenta un resumen de todos los proyectos instruidos por la SENER en 2018.

Cuadro 9.15. Proyectos de las RGD del MEM instruidos por la SENER

Gerencia de Control Regional	Zona de Distribución	Estado	PEM	Proyecto	Fecha Necesaria
Oriental	Tuxtla Gutiérrez	Chiapas	D18-OR7	Tapachula Aeropuerto Banco 2	dic-16
	Tuxtla Gutiérrez	Chiapas	D18-OR8	Mazatán Banco 1 (sustitución)	dic-17
	Coatzacoalcos	Veracruz	D18-OR3	Acayucan Bancos 1 y 2 (sustitución)	abr-18
	Villahermosa	Tabasco	D18-ORI2	Luis Gil Pérez Banco 1	abr-21
	Puebla Poniente	Puebla	D18-ORI1	Puebla I SF6 Banco 1 (sustitución)	dic-21
	Tuxtla Gutiérrez	Chiapas	D18-OR6	Berriozábal Banco 1	dic-21
	Villahermosa	Tabasco	D18-ORI0	Traconis Banco 1	may-22
Occidental	Guadalajara	Jalisco	D18-OC2	Tlajomulco Banco 2	abr-19
	Guadalajara	Jalisco	D18-OC3	Tuzania Banco 2	abr-19
	Guadalajara	Jalisco	D18-OC5	Bajo Banco 1	abr-19
	Manzanillo	Colima	D18-OC6	Campos Banco 1 (SF6)	oct-20
	Zacatecas	Zacatecas	D18-OC11	Fresnillo Sur Banco 1 (sustitución)	may-21
	León	Guanajuato	D18-OC7	San Cristóbal Banco 1	ago-21
	Querétaro	Querétaro	D18-OC8	Pedregal Banco 1	sep-21
	Aguascalientes	Aguascalientes	D18-OC9	Valle de Aguascalientes Banco 1	sep-21

... Continuación

Cuadro 9.15. Proyectos de las RGD del MEM instruidos por la SENER

Gerencia de Control Regional	Zona de Distribución	Estado	PEM	Proyecto	Fecha Necesaria
Noroeste	Los Mochis	Sinaloa	D18-NO3	Compuertas Banco 1	abr-20
	Nogales	Sonora	D18-NO1	El Llano Banco 1	may-20
	Hermosillo	Sonora	D18-NO2	Río Sonora Banco 2	abr-21
	Mazatlán	Sinaloa	D18-NO4	Mazatlán Oriente Banco 2	jun-21
Norte	Juárez	Chihuahua	D18-NT2	Sauzal Banco 1	abr-18
	Casas Grandes	Chihuahua	D18-NT3	El Capulín Banco 1	abr-18
	Casas Grandes	Chihuahua	D18-NT5	La Salada Banco 2	abr-18
	Juárez	Chihuahua	D18-NT11	Cuatro Siglos Banco 1	abr-18
	Cuahtémoc	Chihuahua	D18-NT1	Campo Setenta y Tres Banco 1	abr-19
	Casas Grandes	Chihuahua	D18-NT7	Lebarón Banco 1	abr-19
	Casas Grandes	Chihuahua	D18-NT6	Buenavista Banco 1	abr-20
	Torreón	Coahuila	D18-NT9	Viñedos Banco 1	abr-20
Noreste	Huejutla	Veracruz	D18-NE2	Tempoal II Banco 2	may-21
	Tampico	Tamaulipas	D18-NE3	Laguna de Miralta Banco 1	jul-21
	Saltillo	Coahuila	D18-NE4	Morelos Banco 2	ago-21
Peninsular	Chetumal	Quintana Roo	D18-PE2	Lázaro Cárdenas Banco 1 (sustitución)	dic-20
	Mérida	Yucatán	D18-PE6	Umán Banco 2	jun-21
	Mérida	Yucatán	D18-PE5	Alom Banco 2	jun-21
	Mérida	Yucatán	D18-PE4	Hunxectamán Banco 1	jul-21
	Riviera Maya	Quintana Roo	D18-PE7	Xcalacoco Banco 2	jul-21
	Chetumal	Quintana Roo	D18-PE3	Oxtankah Banco 1	ago-21
	Riviera Maya	Quintana Roo	D18-PE8	Zac Nicté Banco 2	nov-21
Baja California	Tijuana	Baja California	D18-BC2	Pacífico Banco 2	jun-19
	Los Cabos	Baja California Sur	D18-BS1	Buena Vista Banco 1	abr-21
	Mexicali	Baja California	D18-BC1	Carranza Banco 2	may-21
	Tijuana	Baja California	D18-BC4	La Encantada Banco 1	jun-21
	San Luis Río Colorado	Baja California	D18-BC3	Victoria Potencia Banco 1	may-22

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).

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	may-22	dic-22	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	may-22	dic-22	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	may-22	dic-22	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-20	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-20	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-20	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-20	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			

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-20	jun-20	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-20	jun-20	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-20	dic-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-20	dic-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-20	dic-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	abr-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	abr-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	jun-21	jun-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	jun-21	jun-21	Noroeste
Total			2.4			

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	jun-21	jun-21	Peninsular
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Umán MVA	Capacitor	13.8	1.8	jun-21	jun-21	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 (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Xcalacoco MVA	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 (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Zac Nicté MVA	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 (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Carranza MVA	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
Pacifico 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

Proyectos Identificados de Ampliación de las RGD del MEM

Con el fin de atender, hasta 2023, 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 o el incremento en la capacidad de transformación de subestaciones eléctricas existentes a lo largo del país.

Los proyectos propuestos de distribución atienden saturaciones actuales y esperadas de acuerdo con el

Pronóstico de la demanda del Mercado Eléctrico elaborado por el CENACE. En el cuadro 9.16 se muestran los proyectos identificados de ampliación de las RGD del MEM, para atender el crecimiento de la demanda pronosticado para 2022 y 2023, así como los objetivos del proceso de planeación que atiende cada uno de los proyectos.

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 9.16. Proyectos identificados de las RGD del MEM en el PAMRNT 2019 – 2033

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	D19-OR1	Tihuatlán II Banco 1 (sustitución)	dic-22	Poza Rica / Veracruz	✓	✓	✓	✓
	D19-OR2	Tepeyac Banco 2	dic-22	Poza Rica / Veracruz	✓	✓	✓	✓
	D19-OR3	Zapata Oriente Banco 1	dic-23	Los Ríos / Tabasco	✓	✓	✓	✓
	D19-OR4	Perote II Banco 1 (sustitución)	dic-22	Teziutlán / Puebla	✓	✓	✓	✓
	D19-OR5	Simojovel Banco 2	dic-22	Villahermosa / Tabasco	✓	✓	✓	✓
	D19-OR6	Paso del Toro Banco 2 (sustitución)	dic-22	Veracruz / Veracruz	✓	✓	✓	✓
	D19-OR7	Nanchital II Banco 2 (sustitución)	dic-22	Coatzacoalcos / Veracruz	✓	✓	✓	✓
Occidental	D19-OC1	Jauja Banco 1	nov-23	Tepic / Nayarit	✓	✓	✓	✓
	D19-OC2	Centro Banco 1	dic-23	Vallarta / Jalisco	✓	✓	✓	✓
	D19-OC4	Acatic Banco 1	abr-23	Los Altos / Jalisco	✓	✓	✓	✓
	D19-OC5	Tolimán Banco 1	jun-23	Zapotlán / Jalisco	✓	✓	✓	✓
	D19-OC6	Tapalpa Banco 1	abr-23	Zapotlán / Jalisco	✓	✓	✓	✓
	D19-OC10	Soledad de Graciano Sánchez Banco 2	ene-22	San Luis Potosí / San Luis Potosí	✓	✓	✓	✓
	D19-OC11	Cortázar Banco 2	dic-23	Celaya / Guanajuato	✓	✓	✓	✓
	D19-OC12	Morelos Banco 1	jun-22	León / Guanajuato	✓	✓	✓	✓
	D19-OC13	Querétaro Poniente Banco 2	dic-22	Querétaro / Querétaro	✓	✓	✓	✓
	D19-OC14	San Carlos Banco 2	dic-23	León / Guanajuato	✓	✓	✓	✓

... Continuación

Cuadro 9.16. Proyectos identificados de las RGD del MEM en el PAMRNT 2019 – 2033

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	D19-NO1	Choacahui Banco 1	may-23	Los Mochis / Sinaloa	✓	✓	✓	✓
	D19-NO2	Maniobras Munisol Banco 1	may-22	Hermosillo / Sonora	✓	✓	✓	✓
	D19-NO3	Santa Fe Banco 1	abr-23	Culiacán / Sinaloa	✓	✓	✓	✓
	D19-NO4	Tamazula Banco 1	may-23	Guasave / Sinaloa	✓	✓	✓	✓
	D19-NO5	Terramara Banco 1	may-23	Hermosillo / Sonora	✓	✓	✓	✓
Norte	D19-NT1	Nuevo Ideal Banco 1 (sustitución)	abr-23	Durango / Durango	✓	✓	✓	✓
	D19-NT2	Canatlán II Banco 1 (sustitución)	abr-22	Durango / Durango	✓	✓	✓	✓
	D19-NT3	Guadiana Bancos 1 y 2 (sustitución)	abr-22	Durango / Durango	✓	✓	✓	✓
Noreste	D19-NE1	Valle Alto Banco 1 (sustitución)	jun-22	Valles / San Luis Potosí	✓	✓	✓	✓
	D19-NE2	San Bartolo Banco 1	jun-23	Huejutla / Hidalgo	✓	✓	✓	✓
	D19-NE3	Tambaca Banco 1 (sustitución)	jun-23	Río Verde / San Luis Potosí	✓	✓	✓	✓
Baja California	D19-BC1	Libramiento Banco 1	abr-22	San Luis Río Colorado / Sonora	✓	✓	✓	✓
	D19-BC2	González Ortega Banco 3	abr-23	Mexicali / Baja California	✓	✓	✓	✓
	D19-BS1	Cabo Falso Banco 2	jun-22	Los Cabos / Baja California Sur	✓	✓	✓	✓

Adicionalmente, en forma similar a los proyectos de la RNT de la sección previa, se incluye una ficha de Información que describe las características de cada proyecto de las RGD del MEM.

Gerencia de Control Regional Oriental

D19-OR1 Tihuatlán II Banco 1
(sustitución)

Diagnóstico

La SE Tihuatlán II se encuentra localizada en la zona de distribución Poza Rica perteneciente a la Gerencia de Control Oriental y atiende eléctricamente a los municipios de Álamo, Tuxpan, Castillo de Teayo, y Tihuatlán del estado de Veracruz, así como al municipio Francisco Z. Mena del estado de Puebla. 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 Tihuatlán II tiene una carga de 18.4 MW cuyo perfil se compone por cargas residenciales, comerciales e industriales. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2022 se espera una carga de 20.7 MW lo que representa un 108.9% de la capacidad del banco.

La SE más cercana para realizar el respaldo de carga es Buena Vista. No obstante, las trayectorias de los circuitos no colindan directamente con el área de influencia de la SE Tihuatlán II. Adicionalmente, en los circuitos de media tensión se presentan sobrecargas y altas pérdidas de energía con sus consecuentes pérdidas económicas y envejecimiento prematuro del equipo eléctrico.

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 Tihuatlán II, así

como el incremento en el valor de pérdidas de energía eléctrica.

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

- Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2022.
- Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2022.
- Transformación: Sustitución del Banco 1 existente en la SE Tihuatlán II por un banco 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 capacidad 1.8 MVar.

Adicionalmente, el proyecto contempla 2 alimentadores y circuitos en media tensión 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 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 Sistema Eléctrico Nacional.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona

Poza Rica, se revisó una opción alterna que consiste en construir una nueva SE denominada Álamo, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 20 MVA de capacidad, así como red asociada en 115 y 13.8 kV.

Sin embargo, **Tihuatlán II Banco 1 (sustitución)** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Cuadro 1. Obras de transformación del proyecto Tihuatlán II Banco 1 (sustitución)

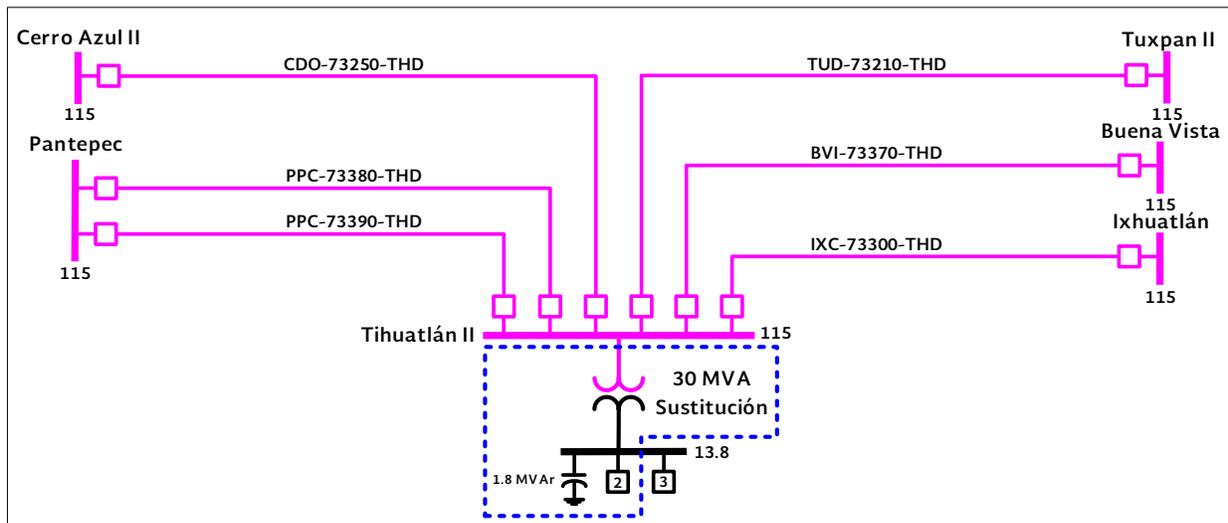
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tihuatlán II Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	dic-22	dic-22	Oriental
Total			30.0				

T. Transformador

Cuadro 2. Obras de compensación del proyecto Tihuatlán II Banco 1 (sustitución)

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			

Figura 1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Tihuatlán II Banco 1 (sustitución)



D19-OR2 Tepeyac Banco 2

Diagnóstico

La SE Tepeyac se encuentra localizada en la zona de distribución Poza Rica perteneciente a la Gerencia de Control Oriental y atiende eléctricamente a una parte de la ciudad de Poza Rica. Actualmente cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 30 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV.

El Banco 1 de la SE Tepeyac tiene una carga de 25.4 MW la cual se compone de consumidores residenciales, comerciales e industriales. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2022 se espera una carga de 29 MW lo que representa un 101.8% de la capacidad del banco.

Por otra parte, el desarrollo del área de influencia de la SE tiene contemplada la construcción de fraccionamientos, área comercial e industrial sin que esta pueda ser atendida por la infraestructura media tensión existente. Aunado a lo anterior, existen circuitos en

13.8 kV que presentan sobrecargas y altas pérdidas de energía con lo que se tienen problemas de regulación de tensión (calidad en el servicio).

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 Tepeyac sin que pueda transferirse carga a alguna SE aledaña a causa de la topología existente en la red en media tensión.

Para el año 2022 se espera la saturación total del banco de transformación, lo cual tendrá como consecuencias una deficiente calidad en el servicio eléctrico con valores de operación fuera de los nominales y altas pérdidas en los circuitos de media tensión.

Características del Proyecto

- Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2022.
- Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2022.

- **Transformación:** Instalación del Banco 2 en la SE Tepeyac 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 5 alimentadores y circuitos en media tensión 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, 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 Sistema Eléctrico Nacional.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona Poza Rica, se analizó una opción alterna que consiste en construir una nueva SE denominada Petromex, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 20 MVA de capacidad, así como red asociada 115 y 13.8 kV.

Sin embargo, **Tepeyac 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 mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Cuadro 1. Obras de transformación del proyecto Tepeyac Banco 2

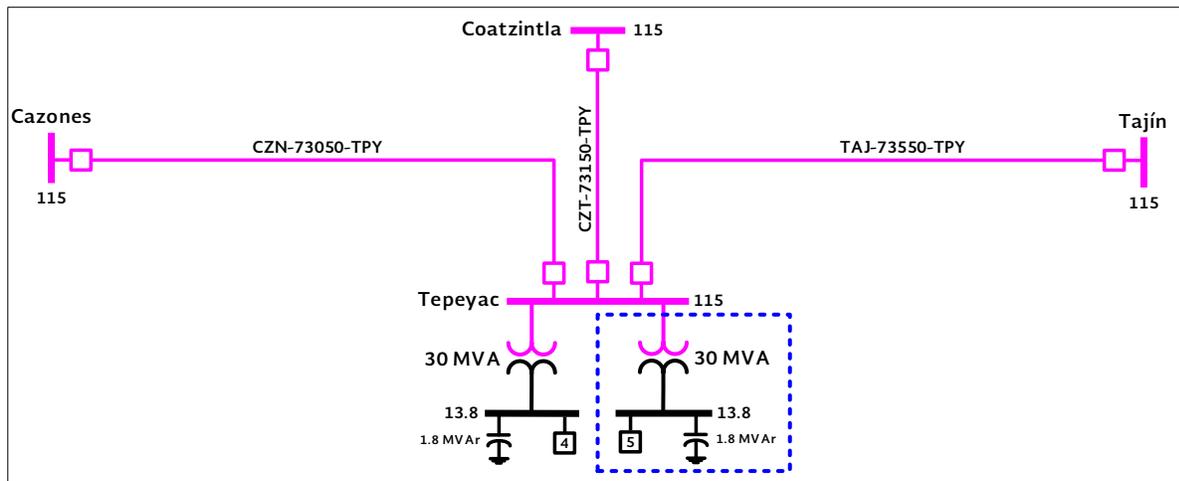
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tepeyac Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	dic-22	dic-22	Oriental
Total			30.0				

T. Transformador

Cuadro 2. Obras de compensación del proyecto Tepeyac Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tepeyac MVAR	Capacitor	13.8	1.8	dic-22	dic-22	Oriental
Total			1.8			

Figura 1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Tepeyac Banco 2



D19-OR3 Zapata Oriente Banco 1

Diagnóstico

La SE Zapata II se encuentra localizada en la zona de distribución Los Ríos perteneciente a la Gerencia de Control Oriental y atiende eléctricamente a la ciudad de Emiliano Zapata ubicada en el estado de Tabasco. Actualmente cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 20 MVA y relación de transformación 115/34.5 kV. También cuenta con otro banco de transformación con una capacidad instalada de 9.375 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV.

El Banco 1 de la SE Zapata II tiene una carga de 17.7 MW cuyo perfil se compone por cargas residenciales, comerciales y sistemas de bombeo. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2023 se espera una carga de 19.2 MW lo que representa un 101.1% de la capacidad del banco.

Por lo anterior, se espera su saturación en el corto plazo y para poder satisfacer la demanda eléctrica pronosticada se requiere de nueva infraestructura

eléctrica debido a la imposibilidad de respaldar carga con el Banco 2 por la diferencia en la relación de transformación.

Problemática que resolver

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de la transformación de la SE Zapata II, así como el incremento en el valor de pérdidas de energía eléctrica.

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

- Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2023.
- Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2023.
- Transmisión: Construcción de 1.0 km de línea de transmisión en 115 kV.
- Transformación: Construcción de una nueva SE con un banco de transformación de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores en 34.5 kV de 1.2 MVar.

Adicionalmente, el proyecto contempla 2 alimentadores en alta tensión y cinco alimentadores media tensión para la conexión de la SE propuesta. De igual forma el alcance del proyecto incluye la construcción de red en media tensión que permita respaldar los circuitos actuales.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la región oriente de la ciudad de Emiliano Zapata, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento de la capacidad de transformación en la subestación Zapata II para un nivel de tensión de 34.5 kV, se revisó una opción alterna que consiste en la construcción de la SE denominada Palizada, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/34.5 kV, con 20 MVA de capacidad, así como red asociada en 115 y 34.5 kV.

Sin embargo, **Zapata Oriente 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 a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Cuadro 1. Obras de transmisión del proyecto 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-23	dic-23	Oriental
Total			2.0			

Cuadro 2. Obras de transformación del proyecto Zapata Oriente Banco 1

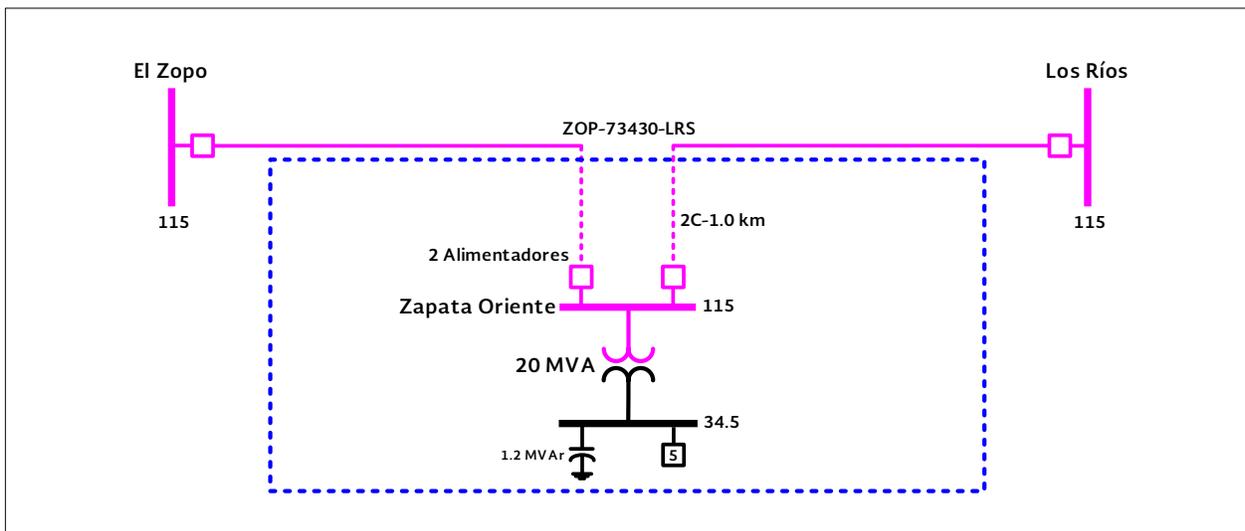
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Zapata Oriente Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	dic-23	dic-23	Oriental
Total			20.0				

T. Transformador

Cuadro 3. Obras de compensación del proyecto Zapata Oriente Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Zapata Oriente MVAr	Capacitor	34.5	1.2	dic-23	dic-23	Oriental
Total			1.2			

Figura 1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Zapata Oriente Banco 1



D19-OR4 Perote II Banco 1 (sustitución)

Diagnóstico

La SE Perote II se encuentra localizada en la zona de distribución Teziutlán perteneciente a la Gerencia de Control Oriental y atiende eléctricamente a los municipios del Valle de Perote, desde Perote hasta Ixhuacán de los Reyes, del estado de Veracruz. Actualmente se cuenta con una capacidad instalada de 60 MVA, la cual está conformada por dos bancos de transformación. El Banco 1 con una capacidad de 20 MVA y una relación de transformación de 115/13.8 kV. El Banco 2 cuenta con una capacidad de 40 MVA y una relación de transformación de 115/34.5 kV.

Actualmente el Banco 1 de la SE Perote II tiene una carga de 17.6 MW cuyo perfil se compone por clientes de tipo comercial y residencial. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2022 se espera una carga de 19 MW lo que representa un 100% de la capacidad del banco.

Por otra parte, no existe la posibilidad de transferencia de carga al Banco 2 debido a la diferencia en la relación de transformación. Adicionalmente, en los circuitos de media tensión se presentan altas pérdidas de energía eléctrica y sobrecargas con sus consecuentes pérdidas económicas.

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 Perote II, así como el incremento en el valor de pérdidas de energía eléctrica.

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

- Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre 2022.
- Fecha factible de entrada en operación: marzo 2023.
- Transformación: Sustitución del Banco 1 existente en la SE Perote II por un banco de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla la construcción de un nuevo alimentador en media tensión.

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 actual y futuro en el área de influencia, 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 en los circuitos de media tensión.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento de capacidad de transformación en la zona Teziutlán, se analizó la alternativa de sustituir el Banco 1 de la SE Perote II por uno de 40 MVA de capacidad y relación 115/13.8 kV.

Sin embargo, **Perote II Banco 1 (sustitución)** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costos

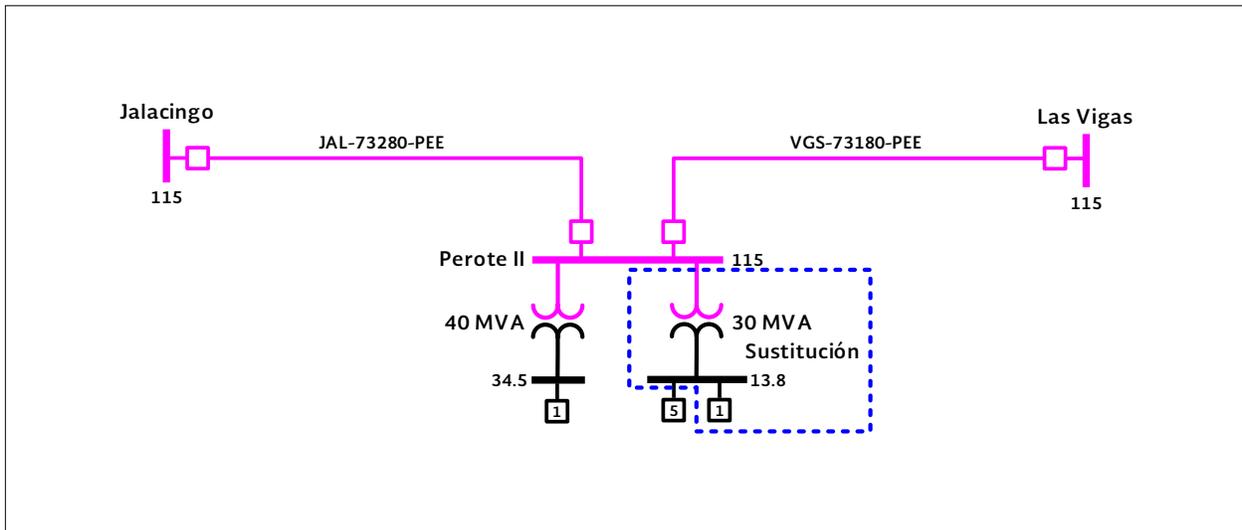
La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Cuadro 1. Obras de transformación del proyecto 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	dic-22	mar-23	Oriental
Total			30.0				

T. Transformador

Figura 1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Perote II Banco 1 (sustitución)



D19-OR5 Simojovel Banco 2

Diagnóstico

La SE Simojovel se encuentra localizada en la zona de distribución Villahermosa perteneciente a la Gerencia de Control Oriental y atiende eléctricamente a los municipios de Simojovel, Huitiupán y el Bosque del estado de Chiapas. Actualmente cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 9.375 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV.

El Banco 1 de la SE Simojovel tiene una carga de 8.7 MW cuyo perfil se compone por cargas residenciales y comerciales. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2022 se espera una carga de 9.6 MW lo que representa un 107.8% de la capacidad del banco.

Bajo el esquema actual de las subestaciones y red de media tensión que existe en la zona de influencia no es factible respaldar la demanda y cumplir con los parámetros de calidad del suministro eléctrico, además de que se tienen altos porcentajes de pérdidas en algunos circuitos de distribución.

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 Simojovel, así como el incremento en el valor de pérdidas de energía eléctrica.

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

- Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre 2022.
- Fecha factible de entrada en operación: diciembre 2022.
- Transformación: Instalación del Banco 2 en la SE Simojovel con 9.375 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV de 0.6 MVar.

Adicionalmente, el proyecto contempla la construcción de un nuevo alimentador en media tensión.

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, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual

forma se optimizarán las pérdidas de energía eléctrica 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 Sistema Eléctrico Nacional.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento de capacidad de transformación en la zona Villahermosa, se revisó una opción alterna que consiste en la sustitución del Banco 1 con un banco de transformación 115/13.8 kV, con 20 MVA de capacidad, así como la red asociada en 115 y 13.8 kV.

Sin embargo, **Simojovel 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 mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Cuadro 1. Obras de transformación del proyecto Simojovel Banco 2

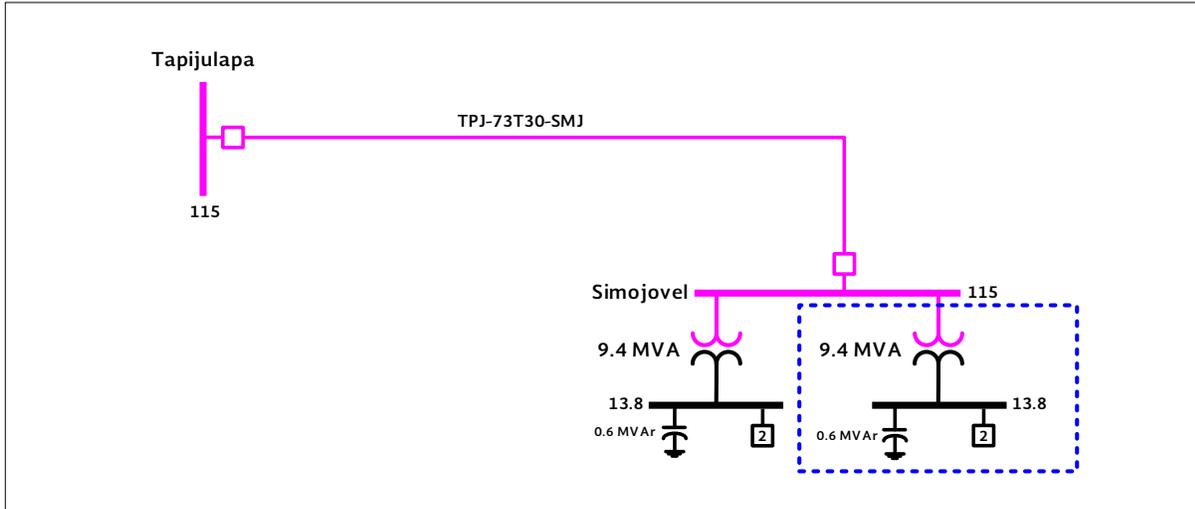
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Simojovel Banco 2	1	T	9.4	115/13.8	dic-22	dic-22	Oriental
Total			9.4				

T. Transformador

Cuadro 2. Obras de compensación del proyecto Simojovel Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Simojovel MVAr	Capacitor	13.8	0.6	dic-22	dic-22	Oriental
Total			0.6			

Figura 1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Simojovel Banco 2



D19-OR6 Paso del Toro Banco 2 (sustitución)

Diagnóstico

La SE Paso del Toro se encuentra localizada en la zona de distribución Veracruz perteneciente a la Gerencia de Control Oriental y atiende eléctricamente a los municipios de Medellín del Bravo, así como parte de los municipios de Alvarado y Tlaxcoyan ubicados en el estado de Veracruz. Actualmente cuenta con una capacidad instalada de 18.75 MVA, la cual se compone de 2 bancos de transformación con 9.375 MVA cada uno y relación de transformación 115/13.8 kV.

El Banco 2 de la SE Paso del Toro tiene una carga de 9.1 MW la cual se compone de consumidores industriales, comerciales y residenciales. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el

año 2022 se espera una carga de 10.6 MW lo que representa un 119% de la capacidad del banco.

Por otra parte, no existe la posibilidad de transferencia de carga al Banco 1 debido a que es de la misma capacidad y resultaría en una sobrecarga de ese banco. Adicionalmente a eso se han presentado solicitudes para la conexión de pozos de riego y granjas avícolas, así como un centro hospitalario con plaza comercial el cual se encuentra en etapa de construcción.

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 Paso del Toro, así como el incremento en el valor de pérdidas de energía eléctrica.

Considerando el incremento de carga que se presentará en los próximos años, 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 ambos bancos de transformación.

Características del Proyecto

- **Fecha necesaria de entrada en operación:** diciembre de 2022.
- **Fecha factible de entrada en operación:** diciembre de 2022.
- **Transformación:** Sustitución del Banco 2 existente en la SE Paso del Toro por un banco 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 1 alimentador y circuito en media tensión que servirán para reconfigurar los circuitos existentes.

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 actual y futuro en el área de influencia, esto con red

completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento de la capacidad de transformación en la zona Veracruz, se analizó la alternativa de construir una nueva SE denominada La Piedra, su alcance contempla la instalación de un banco de 9.375 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV, así como red asociada en 115 kV y 13.8 kV.

Sin embargo, **Paso del Toro Banco 2 (sustitución)** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Cuadro 1. Obras de transformación del proyecto Paso del Toro Banco 2 (sustitución)

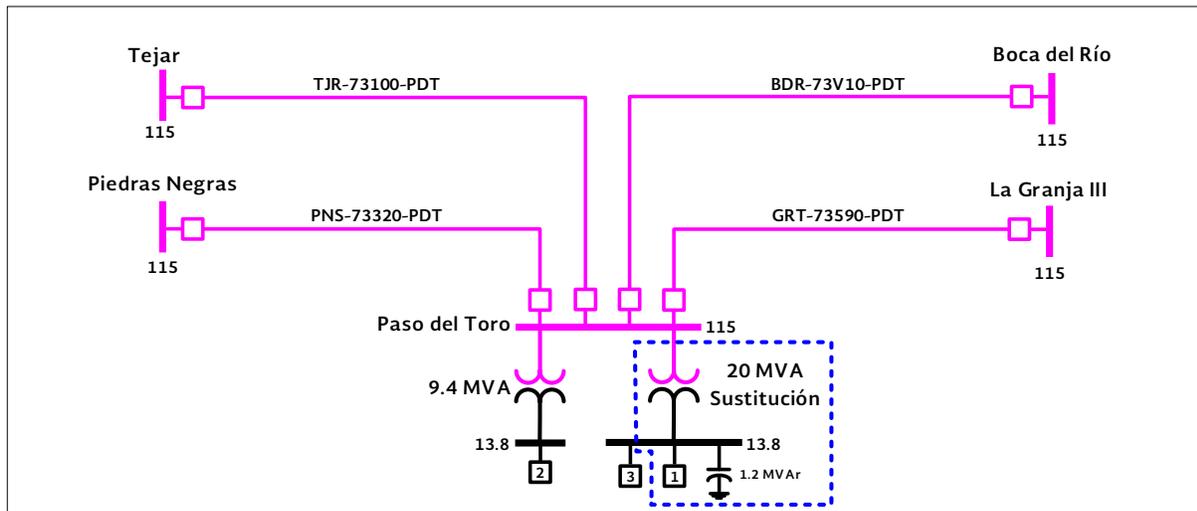
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Paso del Toro Banco 2 (sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	dic-22	dic-22	Oriental
Total			20.0				

T. Transformador

Cuadro 2. Obras de compensación del proyecto Paso del Toro Banco 2 (sustitución)

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			

Figura 1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Paso del Toro Banco 2 (sustitución)



D19-OR7 Nanchital II Banco 2 (sustitución)

Diagnóstico

La SE Nanchital II se encuentra localizada en la zona de distribución Coatzacoalcos perteneciente a la Gerencia de Control Oriental y atiende eléctricamente a los municipios de Nanchital, Ixhuatlán del Sureste y Moloacán ubicados en el estado de Veracruz. Actualmente cuenta con una capacidad instalada de 60 MVA, la cual está compuesta por dos bancos de transformación. El Banco 1 tiene capacidad de 40 MVA y relación de transformación 115/34.5 kV. Por otra parte, el Banco 2 tiene una capacidad de 20 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV.

El Banco 2 de la SE Nanchital II tiene una carga de 18.9 MW la cual se compone de consumidores industriales y

residenciales. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2022 se espera una carga de 20.4 MW lo que representa un 107.4 % de la capacidad del banco.

Por otra parte, no existe la posibilidad de transferencia de carga al Banco 1 debido a la diferencia en la relación de transformación entre los bancos. Adicionalmente a eso se presentan altas pérdidas en algunos circuitos de media tensión, así como problemas de regulación de tensión.

Problemática que resolver

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia será la saturación del Banco 2 de la SE Nanchital II sin que pueda transferirse carga al Banco 1 debido a la diferencia en las relaciones de transformación de ambos bancos.

Considerando el incremento de carga que se presentará en los próximos años, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con las instalaciones actuales. Todo esto repercutirá en una baja confiabilidad y calidad del suministro y se tendrán altas pérdidas en los circuitos de media tensión.

Características del Proyecto

- Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre 2022.
- Fecha factible de entrada en operación: diciembre 2022.
- Transformación: Sustitución del Banco 2 existente en la SE Nanchital II por un banco de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla 2 nuevos alimentadores en media tensión, la modernización de los alimentadores e interruptores de media tensión existentes, así como la construcción de salidas subterráneas para los nuevos circuitos.

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 actual y futuro en el área de influencia, 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 Sistema Eléctrico Nacional.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona Coatzacoalcos, se analizó la alternativa de construir una nueva SE denominada Ixhuatlán, su alcance contempla la instalación de un banco de 9.375 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV, así como la red asociada en 115 kV y 13.8 kV.

Sin embargo, **Nanchital II Banco 2 (sustitución)** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Cuadro 1. Obras de transformación del proyecto Nanchital II Banco 2 (sustitución)

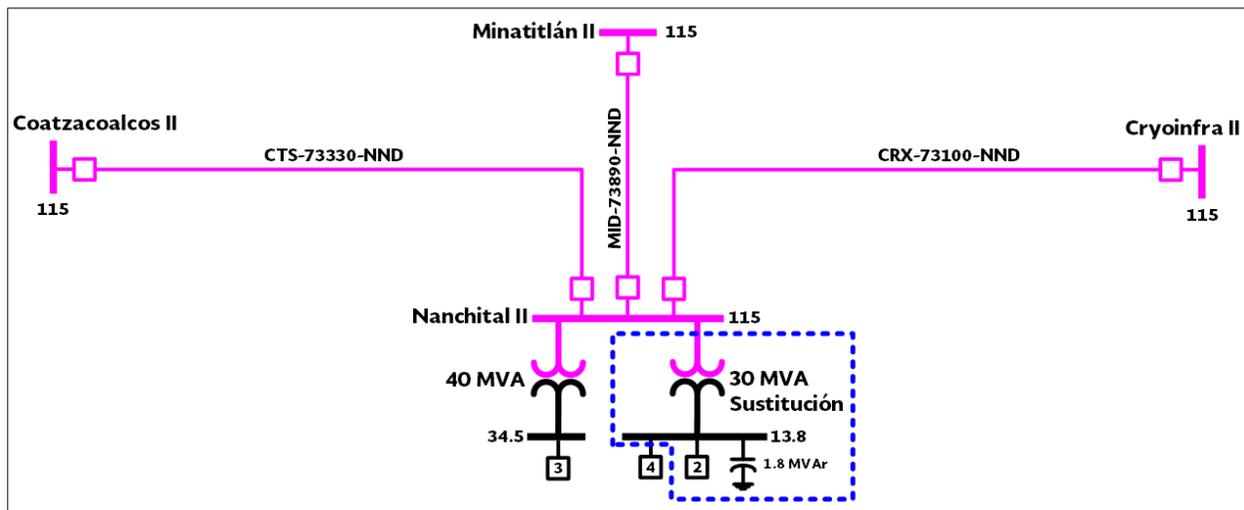
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Nanchital II Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	dic-22	dic-22	Oriental
Total			30.0				

T. Transformador

Cuadro 2. Obras de compensación del proyecto Nanchital II Banco 2 (sustitución)

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			

Figura 1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Nanchital II Banco 2 (sustitución)



Gerencia de Control Regional Occidental

D19-OC1 Jauja Banco 1

Diagnóstico

La SE Tepic Industrial se encuentra localizada en la zona de distribución Tepic perteneciente a la Gerencia de Control Occidental y atiende eléctricamente a la parte oriente de la ciudad de Tepic, Nayarit. La SE Tepic Industrial cuenta con dos bancos de transformación con una capacidad instalada de 20 MVA cada uno y relación de transformación 115/13.8 kV.

Estos bancos tienen una carga de 15.6 MW y 15.4 MW, respectivamente cuyo perfil se compone por cargas residenciales, comerciales e industriales. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2023 se espera una carga de 18.5 MW y 21 MW, lo que representa un 97.4 % y 110.5 % 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 Tepic Industrial, así como problemas de regulación de tensión presentes en el área mencionada.

Considerando el incremento de carga que se tendrá en los próximos años, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con las instalaciones actuales. Todo esto repercutirá en una baja confiabilidad y calidad del suministro.

Características del Proyecto

- Fecha necesaria de entrada en operación: noviembre de 2023.
- Fecha factible de entrada en operación: noviembre de 2023.
- Transmisión: Construcción de 5.2 km de línea de transmisión en 115kV y 2 km de línea de media tensión.
- 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 además la construcción de 4 alimentadores en media tensión para la reconfiguración de la carga entre la subestación Tepic Industrial y la nueva subestación Jauja, conexión de nuevas líneas y equipos en subestaciones, así como la configuración de Bus principal - Bus de Transferencia en el lado de Alta Tensión.

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 Sistema Eléctrico Nacional.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona Tepic, se revisó una opción alterna que consiste en ampliar la capacidad de la SE Tepic Industrial, 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 13.8 kV.

Sin embargo, **Jauja 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 a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Cuadro 1. Obras de transmisión del proyecto 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			

Cuadro 2. Obras de transformación del proyecto Jauja Banco 1

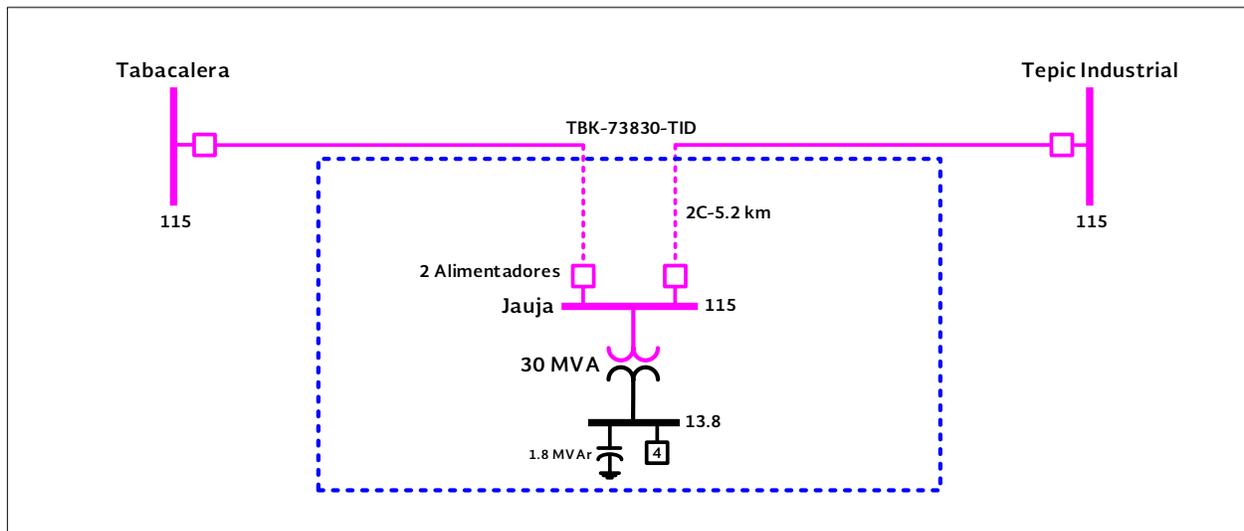
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Jauja Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	nov-23	nov-23	Occidental
Total			30.0				

T. Transformador

Cuadro 3. Obras de compensación del proyecto Jauja Banco 1

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			

Figura 1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Jauja Banco 1



D19-OC2 Centro Banco 1

Diagnóstico

La SE Vallarta I se encuentra localizada en la zona de distribución Vallarta perteneciente a la Gerencia de Control Occidental y atiende eléctricamente al centro de la ciudad de Puerto Vallarta, Jalisco. Entre los principales desarrollos se encuentran las actividades comercial, turística e inmobiliaria; esta última propiciada por la creciente demanda de vivienda que requiere la población, así como por la propia plusvalía de los terrenos, situación que ha fomentado considerablemente la urbanización de este destino turístico. Actualmente la SE Vallarta I cuenta con dos bancos de transformación con una capacidad instalada de 30 MVA, cada uno y relación de transformación 115/13.8 kV.

Los bancos de transformación en la SE Vallarta I tienen una carga de 23.6 MW y 20.6 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 2023 se espera una carga de 29.3 MW y 25.3 MW,

lo que representa un 102.8 % y 88.8 % de la capacidad del banco, respectivamente.

No es factible hacer transferencias de carga entre los bancos de dicha SE debido a que las trayectorias de los circuitos de media tensión que se conectan a cada uno no colindan directamente.

Problemática que resolver

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de del banco 1 de la SE Vallarta I, así como el incremento en el valor de pérdidas de energía eléctrica.

Considerando el incremento de carga que se tendrá 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.

Características del Proyecto

- Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2023.
- Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2023.

Transmisión: Construcción de 0.95 km de línea de transmisión en 115kV y 2.5 km de línea de media tensión.

- 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 alimentadores y circuitos en media tensión que servirán para reconfigurar los existentes en las subestaciones Vallarta I y Nogalito.

El proyecto contempla el bus principal y bus de transferencia en alta tensión, así como alimentadores adicionales para la conexión de nuevas líneas y equipos en subestaciones.

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 Sistema Eléctrico Nacional.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona Vallarta, se revisó una opción alterna que consiste en ampliar la capacidad de la SE Nogalito, 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 13.8 kV.

Sin embargo, **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 indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Cuadro 1. Obras de transmisión del proyecto 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	1.9	dic-23	dic-23	Occidental
Total			1.9			

Cuadro 2. Obras de transformación del proyecto Centro Banco 1

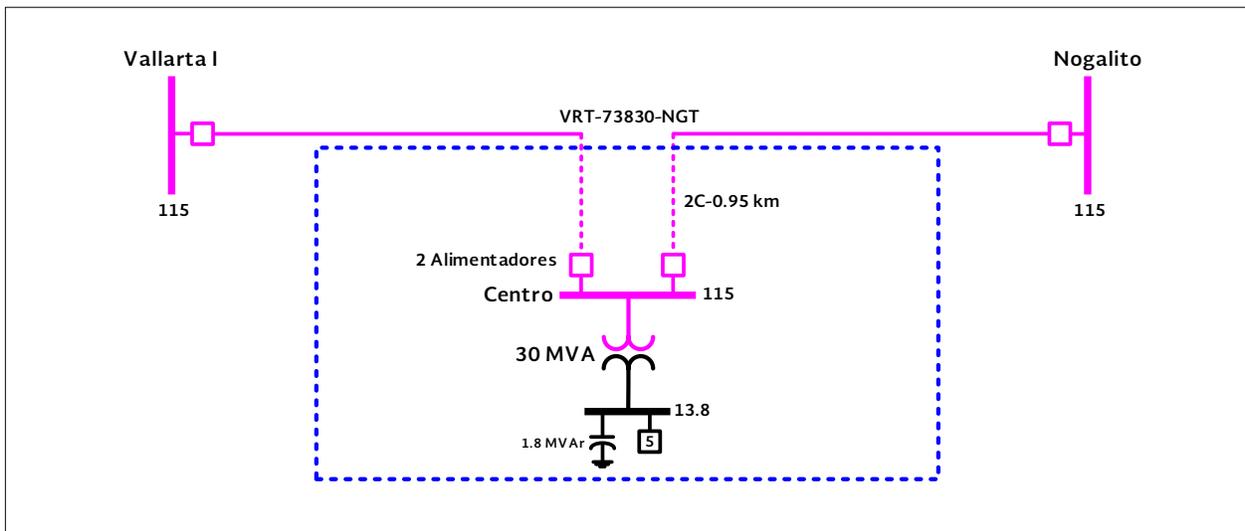
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Centro Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-23	dic-23	Occidental
Total			30.0				

T. Transformador

Cuadro 3. Obras de compensación del proyecto Centro Banco 1

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			

Figura 1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Centro Banco 1



D19-OC4 Acatic Banco 1

Diagnóstico

La SE Tepatitlán se encuentra localizada en la zona de distribución Los Altos perteneciente a la Gerencia de Control Occidental y atiende eléctricamente a los municipios de Tepatitlán y Acatic, Jalisco. Actualmente cuenta con dos bancos de transformación con una capacidad instalada de 30 MVA cada uno y relación de transformación 115/23.8 kV.

La población de Acatic se encuentra alimentada únicamente por un circuito de media tensión desde la SE Tepatitlán, donde las cargas con mayor demanda del circuito se encuentran concentradas en el extremo de este y consisten en granjas avícolas y porcícolas, equipos de bombeo y una planta recicladora de plástico. Aunado a esto, se han presentado quejas de baja tensión en el área de influencia de la región de Acatic y, de acuerdo con los análisis de regulación de tensión y pérdidas, se detectó que este circuito es uno de los más altos en cuanto a pérdidas de energía en la División Jalisco.

El Banco 2 de la SE Tepatitlán tiene una carga de 25.8 MW. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2023 se espera una carga de 28.9 MW lo que representa un 101.4 % de la capacidad del banco.

No es factible hacer transferencias de carga entre los bancos de dicha SE debido a que las trayectorias de los circuitos de media tensión que se conectan a cada uno no colindan directamente.

Problemática que resolver

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de del banco 2 de la SE Tepatitlán, así como el incremento en el valor de pérdidas de energía eléctrica.

Considerando el incremento de carga que se tendrá 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.

Características del Proyecto

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2023.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2023.
- Transmisión: Construcción de 0.4 km de línea de transmisión en 115 kV.
- Transformación: Construcción de una nueva SE con un banco de transformación de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/23.8 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores en 23.8 kV de 1.2 MVAR.

El proyecto contempla la entrada y salida de las líneas de alta tensión para quedar en anillo. Así como la configuración de Bus principal - Bus de Transferencia en el lado de Alta Tensión.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 23.8 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 Sistema Eléctrico Nacional.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona

Los Altos, se revisó una opción alterna que consiste en construir una nueva SE en otro predio, denominada El Canal, con la finalidad de tener la fuente de suministro más cerca del centro de la carga, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/23.8 kV, con 20 MVA de capacidad, así como red asociada en 115 y 23.8 kV.

Sin embargo, **Acatic 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 a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Cuadro 1. Obras de transmisión del proyecto 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			

Cuadro 2. Obras de transformación del proyecto Acatic Banco 1

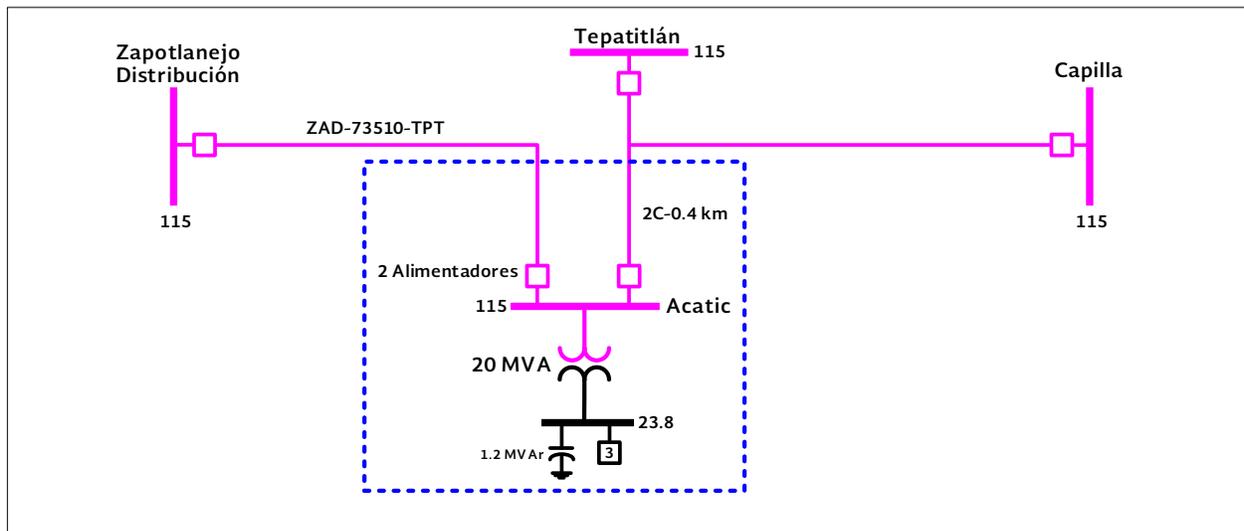
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Acatic Banco 1	1	T	20.0	115/23	abr-23	abr-23	Occidental
Total			20.0				

T. Transformador

Cuadro 3. Obras de compensación del proyecto Acatic Banco 1

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			

Figura 1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Acatic Banco 1



D19-OC5 Tolimán Banco 1

Diagnóstico

La SE Juan Rulfo se encuentra localizada en la zona de distribución Zapotlán perteneciente a la Gerencia de Control Occidental y atiende eléctricamente a los municipios de Tolimán y Tuxcacuezco, Jalisco. Actualmente cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 20 MVA y relación de transformación 115/23.8 kV.

Propiciado por el clima y tipo de terreno de los municipios antes mencionados, que son idóneos para la siembra de ciertos tipos de cultivo como la uva, el tomate y chiles; a partir del año 2016 se han incrementado notablemente las granjas de este tipo. A su vez, esto ha ocasionado un crecimiento en la demanda de los clientes actuales en media tensión y se han recibido solicitudes para contratar montos considerables de demanda de energía eléctrica en el corto plazo.

El Banco 1 de la SE Juan Rulfo tiene una carga de 14.9 MW. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda

por Subestaciones, para el año 2023 se espera una carga de 19.8 MW lo que representa un 104.2% de la capacidad del banco.

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 Juan Rulfo, así como el incremento en el valor de pérdidas de energía eléctrica y problemas de regulación de tensión.

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.

Características del Proyecto

- Fecha necesaria de entrada en operación: junio de 2023.

- Fecha factible de entrada en operación: junio de 2023.
- Transmisión: Construcción de aproximadamente 13.6 km de línea en 115 kV.
- Transformación: Construcción de una nueva SE con un banco de transformación de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/23.8 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores en 23.8 kV de 1.2 MVar.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 23.8 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 Sistema Eléctrico Nacional.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona Zapotlán, se revisó una opción alterna que consiste en construir una nueva SE en otro predio, denominada San Miguel, con la finalidad de tener la fuente de suministro más cerca del centro de la carga, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/23.8 kV, con 20 MVA de capacidad, así como red asociada en 115 y 23.8 kV.

Sin embargo, **Tolimán 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 a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Cuadro 1. Obras de transmisión del proyecto 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			

Cuadro 2. Obras de transformación del proyecto Tolimán Banco 1

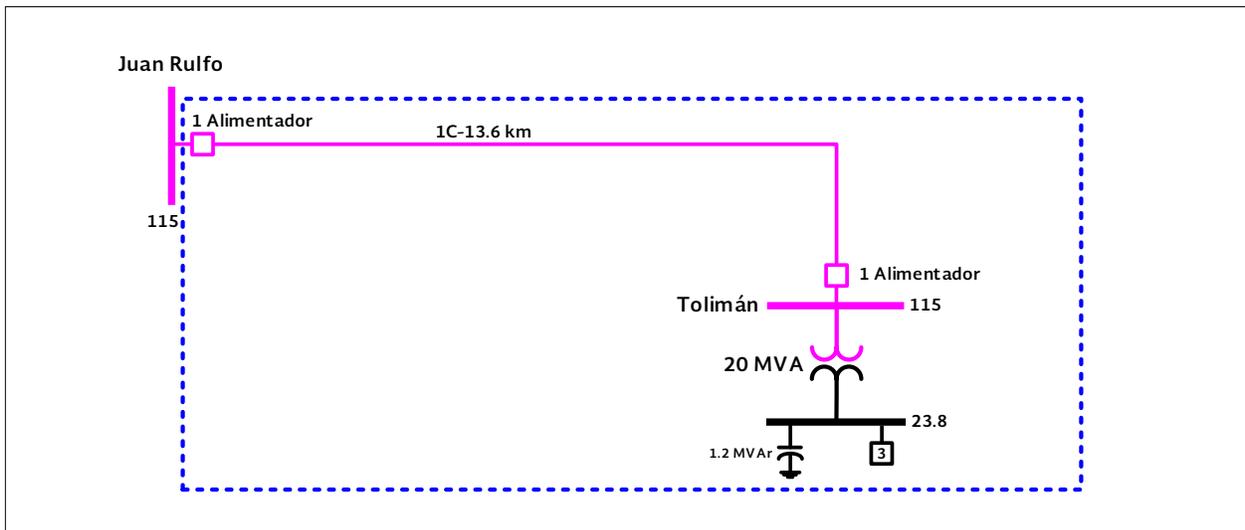
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tolimán Banco 1	1	T	20.0	115/23.8	jun-23	jun-23	Occidental
Total			20.0				

T. Transformador

Cuadro 3. Obras de compensación del proyecto Tolimán Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tolimán MVAr	Capacitor	23.8	1.2	jun-23	jun-23	Occidental
Total			1.2			

Figura 1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Tolimán Banco 1



D19-OC6 Tapalpa Banco 1

Diagnóstico

La SE Sayula se encuentra localizada en la zona de distribución Zapotlán perteneciente a la Gerencia de Control Occidental y atiende eléctricamente a los municipios de Tapalpa (declarado Pueblo Mágico por la Secretaría de Turismo) y Atemajac de Brizuela, Jalisco. Actualmente cuenta con dos bancos de transformación con una capacidad instalada de 20 MVA y 9.375 MVA y relación de transformación 115/23.8 kV.

El crecimiento en la cantidad de equipos de bombeo para invernaderos, aunado al gran número de solicitudes

de conjuntos habitacionales que, por el atractivo turístico de la región hacen que en esta área se tenga el mayor problema de regulación de tensión y una de las mayores pérdidas de energía eléctrica de la División de Distribución Jalisco.

Los bancos de la SE Sayula tienen una carga de 16.4 MW y 8.1 MW, respectivamente. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2023 se espera una carga de 20.6 MW y 8.7 MW lo que representa un 108.4% y 97.7% 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 Sayula, así como el incremento en el valor de pérdidas de energía eléctrica y problemas de regulación de tensión.

Considerando el incremento de carga que se presentará en los próximos años, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con las instalaciones actuales. Todo esto repercutirá en una baja confiabilidad y calidad del suministro. Adicionalmente, las transferencias de carga que pueden realizarse durante contingencias en la red de media tensión de esta zona son prácticamente nulas, afectando la confiabilidad de este importante sector.

Características del Proyecto

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2023.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2023.
- Transmisión: Construcción de aproximadamente 11 km de línea de transmisión en 115 kV.
- Transformación: Construcción de una nueva SE con un banco de transformación de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/23.8 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores en 23.8 kV de 1.2 MVAR.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 23.8 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 Sistema Eléctrico Nacional.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona Zapotlán, se revisó una opción alterna que consiste en construir una nueva SE en otro predio, con la finalidad de tener la fuente de suministro más cerca del centro de la carga, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/23.8 kV, con 20 MVA de capacidad, así como red asociada en 115 y 23.8 kV.

Sin embargo, **Tapalpa Banco 1** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costos

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental,

reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN)

con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Cuadro 1. Obras de transmisión del proyecto 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	dic-23	dic-23	Occidental
Total			22.0			

Cuadro 2. Obras de transformación del proyecto Tapalpa Banco 1

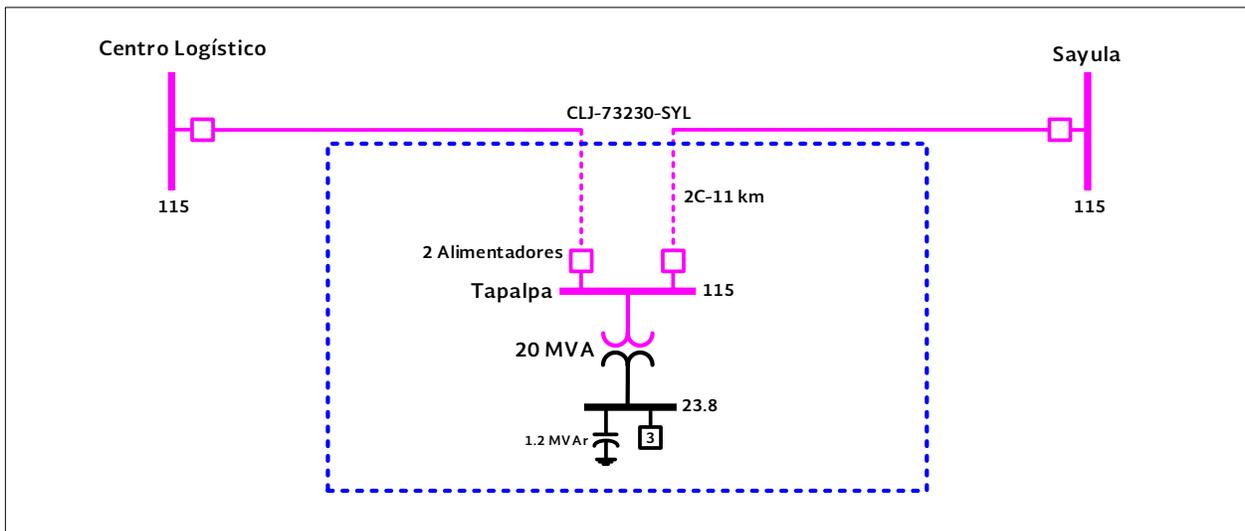
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tapalpa Banco 1	1	T	20.0	115/23.8	dic-23	dic-23	Occidental
Total			20.0				

T. Transformador

Cuadro 3. Obras de compensación del proyecto Tapalpa Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tapalpa MVAr	Capacitor	23.8	1.2	dic-23	dic-23	Occidental
Total			1.2			

Figura 1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Tapalpa Banco 1



D19-OC10 Soledad de Graciano Sánchez Banco 2

Diagnóstico

La SE Soledad de Graciano Sánchez se encuentra localizada en la zona de distribución San Luis Potosí perteneciente a la Gerencia de Control Occidental y atiende eléctricamente al municipio de Soledad de Graciano Sánchez, el cual se encuentra conurbado a la ciudad de San Luis Potosí. Actualmente cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 30 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV.

El Banco 1 de la SE Soledad de Graciano Sánchez tiene una carga de 25.3 MW cuyo perfil se compone por cargas residenciales, comerciales e industriales. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2022 se espera una carga de 30.6 MW lo que representa un 107.4% de la capacidad del banco.

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 Soledad de Graciano Sánchez.

Considerando el incremento de carga que se presentará en los próximos años, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con las instalaciones actuales. Todo esto repercutirá en una baja confiabilidad y calidad del suministro.

Características del Proyecto

- Fecha necesaria de entrada en operación: enero 2022.
- Fecha factible de entrada en operación: junio 2022.
- Transformación: Instalación del Banco 2 en la SE Soledad de Graciano Sánchez 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.

Se considera dentro del proyecto la construcción de seis alimentadores en media tensión y la instalación de los equipos de protección y comunicación necesarios, así como la adecuación de la caseta actual y las obras civiles necesarias.

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 Sistema Eléctrico Nacional.

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 sustituir el banco 1 de la SE Soledad de Graciano Sánchez, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 40 MVA de capacidad, así como red asociada en 13.8 kV.

Sin embargo, **Soledad de Graciano Sánchez 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 mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

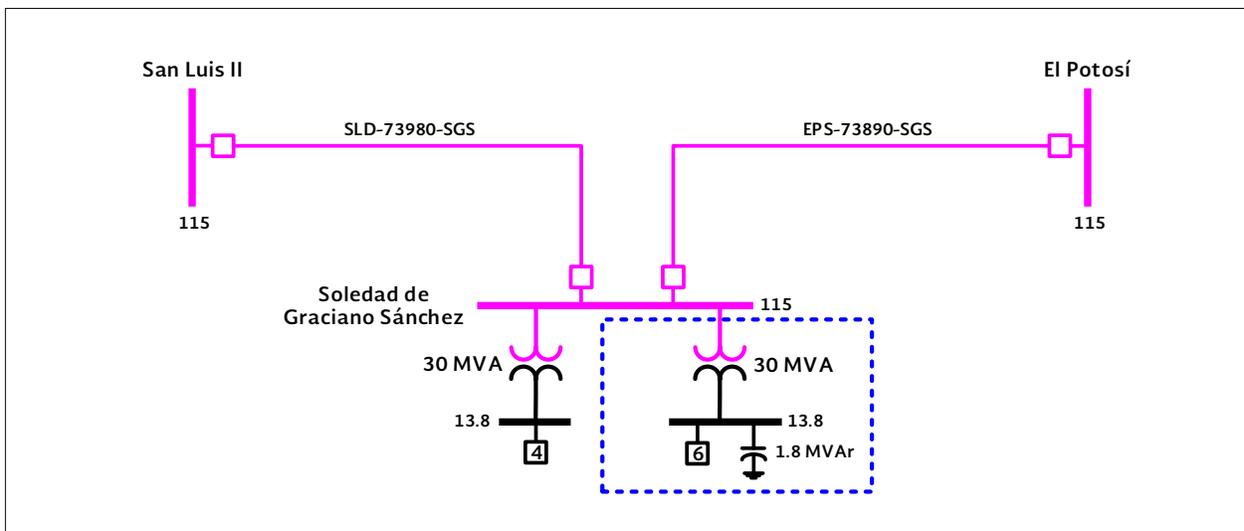
Cuadro 1. Obras de transformación del proyecto Soledad de Graciano Sánchez Banco 2

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				

Cuadro 2. Obras de compensación del proyecto Soledad de Graciano Sánchez Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Soledad de Graciano Sánchez MVar	1	13.8	1.8	ene-22	ene-22	Occidental
Total			1.8			

Figura 1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Soledad de Graciano Sánchez Banco 2



D19-OC11 Cortázar Banco 2

Diagnóstico

La SE Cortázar se encuentra localizada en la zona de distribución Celaya perteneciente a la Gerencia de Control Occidental y atiende eléctricamente al municipio de Cortázar, Guanajuato. 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 Cortázar tiene una carga de 18.3 MW cuyo perfil se compone por cargas residenciales, comerciales y pozos de riego agrícola. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2023 se espera una carga de 20.1 MW lo que representa un 105.8% de la capacidad del banco.

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 Cortázar y poder separar las cargas del área urbana de las cargas del área rural.

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.

Características del Proyecto

- Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2023.
- Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2023.
- Transformación: Instalación del Banco 2 en la SE Cortázar con 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores de 1.2 MVAR de capacidad en 13.8 kV.

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 Sistema Eléctrico Nacional.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona Celaya, se revisó una opción alterna que consiste en construir una nueva SE denominada El Diezmo, su alcance contempla la instalación de un banco

de transformación de relación 115/13.8 kV, con 20 MVA de capacidad, así como red asociada en 115 y 13.8 kV.

Sin embargo, **Cortázar 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 mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Cuadro 1. Obras de transformación del proyecto Cortázar Banco 2

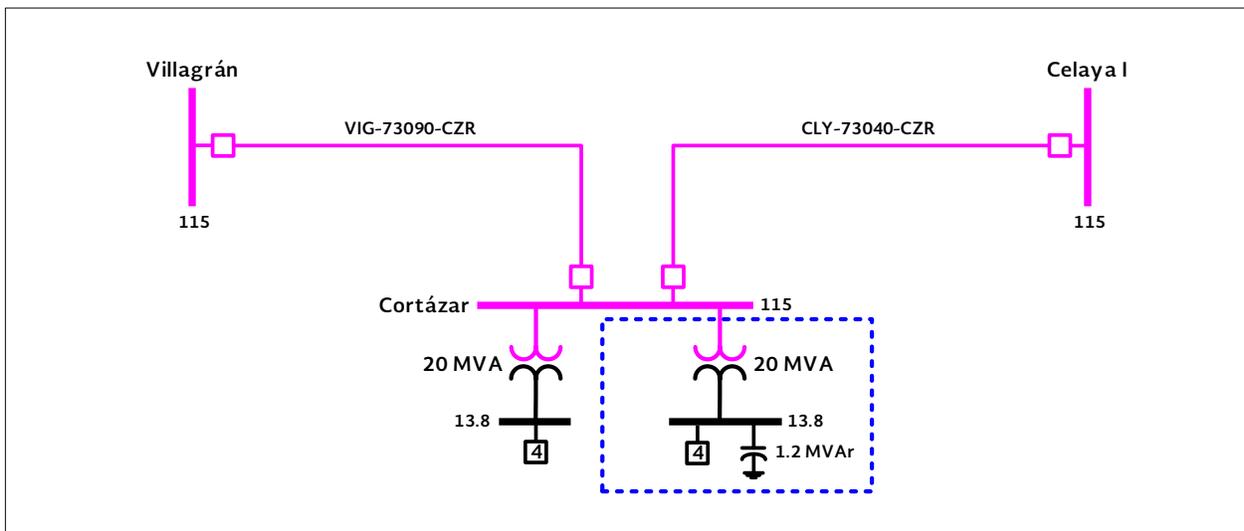
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cortázar Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	dic-23	dic-23	Occidental
Total			20.0				

T. Transformador

Cuadro 2. Obras de compensación del proyecto Cortázar Banco 2

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cortázar MVAr	Capacitor	13.8	1.2	dic-23	dic-23	Occidental
Total			1.2			

Figura 1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Cortázar Banco 2



D19-OC12 Morelos Banco 1

Diagnóstico

La SE León Alfaro se encuentra localizada en la zona de distribución León perteneciente a la Gerencia de Control Occidental y atiende eléctricamente a la parte noroeste de la ciudad de León, Guanajuato. Actualmente cuenta con dos bancos de transformación con una capacidad instalada de 30 MVA, cada uno y relación de transformación 115/13.8 kV.

Los bancos de la SE León Alfaro tienen una carga de 17.2 MW y 26.3 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 2023 se espera una carga de 20.7 MW y 30.9 MW lo que representa un 72.6 % y 108.4 % de la capacidad del banco, respectivamente. No obstante, ya no es posible construir nuevos alimentadores para que el banco 1 tome carga del banco 2.

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 León Alfaro, así como el incremento en el valor de pérdidas de energía eléctrica.

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

- Fecha necesaria de entrada en operación: junio de 2022.
- Fecha factible de entrada en operación: agosto de 2023.
- Transmisión: Construcción de 3.0 km de línea de transmisión en 115 kV y 13.8 km de línea de media tensión.
- 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.

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 Sistema Eléctrico Nacional.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona León, se revisó una opción alterna que consiste en construir un banco de transformación en la SE León IV, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 40 MVA de capacidad, así como red asociada en 13.8 kV.

Sin embargo, **Morelos 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 a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Cuadro 1. Obras de transmisión del proyecto 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-23	Occidental
Total			6.0			

Cuadro 2. Obras de transformación del proyecto Morelos Banco 1

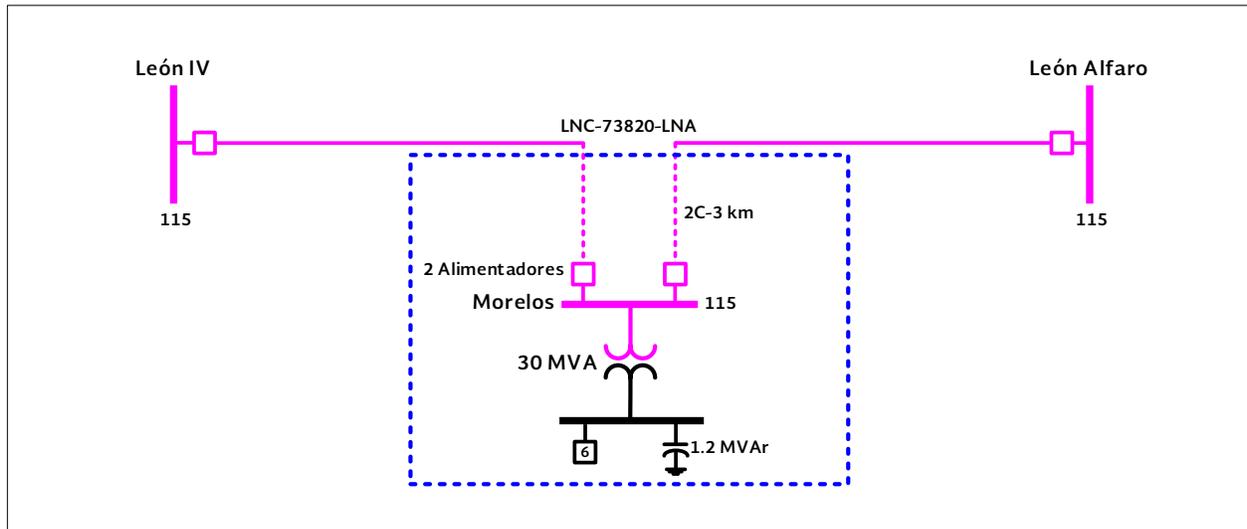
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Morelos Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jun-22	ago-23	Occidental
Total			30.0				

T. Transformador

Cuadro 3. Obras de compensación del proyecto Morelos Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Morelos MVAr	Capacitor	13.8	1.8	jun-22	ago-23	Occidental
Total			1.8			

Figura 1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Morelos Banco 1



D19-OC13 Querétaro Poniente Banco 2

Diagnóstico

La SE Querétaro Poniente se encuentra localizada en la zona de distribución Querétaro perteneciente a la Gerencia de Control Occidental y atiende eléctricamente a la parte poniente de la ciudad de Querétaro, Querétaro. Actualmente cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 40 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV.

El Banco 1 de la SE Querétaro Poniente tiene una carga de 29.1 cuyo perfil se compone por cargas residenciales y comerciales. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2022 se espera una carga de 41.1 MW lo que representa un 108.2 % de la capacidad del banco.

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 Querétaro Poniente, así como el incremento en el valor de pérdidas de energía eléctrica.

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

- Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2022.
- Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2022.
- Transformación: Instalación del Banco 2 en la SE Querétaro Poniente 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 de ampliación incluye Esquema de Acción Remedial en caso de contingencia.

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 Sistema Eléctrico Nacional.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona Querétaro, se revisó una opción alterna que consiste en construir una nueva SE denominada El Castillo, 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 y 13.8 kV.

Sin embargo, **Querétaro Poniente 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 mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Cuadro 1. Obras de transformación del proyecto Querétaro Poniente Banco 2

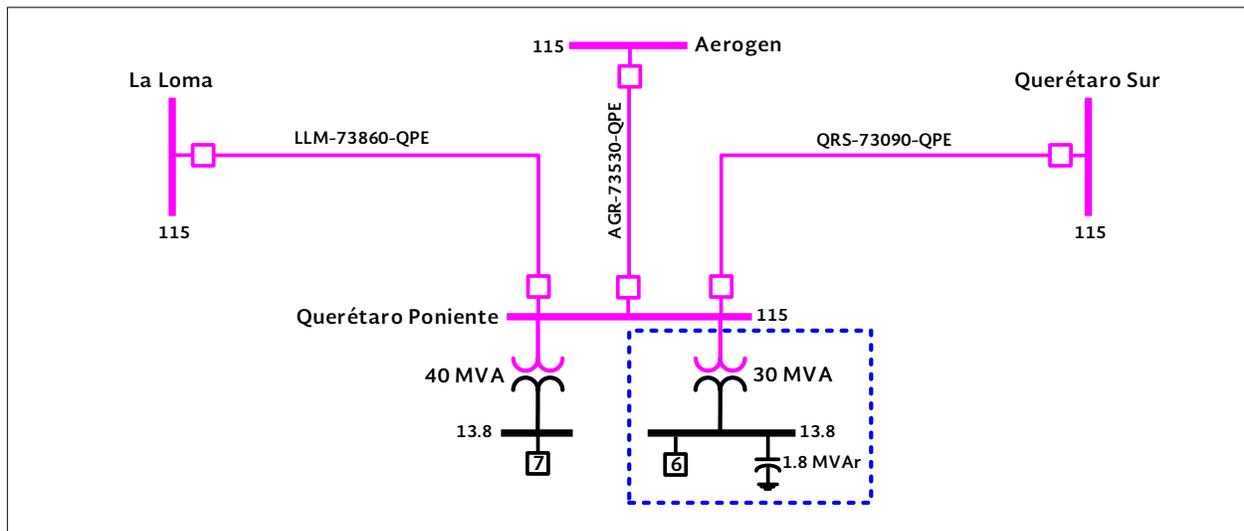
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Querétaro Poniente Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	dic-22	dic-22	Occidental
Total			30.0				

T. Transformador

Cuadro 2. Obras de compensación del proyecto Querétaro Poniente Banco 2

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-22	Occidental
Total			1.8			

Figura 1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Querétaro Poniente Banco 2



D19-OC14 San Carlos Banco 2

Diagnóstico

La SE San Carlos se encuentra localizada en la zona de distribución León perteneciente a la Gerencia de Control Occidental y atiende eléctricamente a la parte oriente de la ciudad de León, Guanajuato. Actualmente cuenta con dos bancos de transformación con una capacidad instalada de 30 MVA, cada uno y relación de transformación 115/13.8 kV. Adicionalmente, en la misma área de influencia se cuenta con la SE León Oriente, la cual cuenta con dos bancos de transformación con una capacidad instalada de 40 MVA y 30 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV.

Los bancos de las subestaciones eléctricas San Carlos y León Oriente tienen una carga de 27 MW, 34.1 MW y 23.4 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 2023 se espera una carga de 29 MW, 38.8 MW y 30.6 MW lo que representa un 101.8 %,

102.1 % y 107.4 % 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 las subestaciones eléctricas San Carlos y León Oriente, así como el incremento en el valor de pérdidas de energía eléctrica.

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

- Fecha necesaria de entrada en operación: diciembre de 2023.
- Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2023.
- Transformación: Instalación del Banco 2 en la SE San Carlos 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.

Adicionalmente, el proyecto contempla 6 alimentadores en media tensión para la conexión de la SE propuesta. De igual forma el alcance del proyecto incluye la construcción de red en media tensión que permita 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, 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 Sistema Eléctrico Nacional.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona León, se revisó una opción alterna que consiste en construir una nueva SE denominada San Juan de Otates, 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 y 13.8 kV.

Sin embargo, **San Carlos 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 mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Cuadro 1. Obras de transformación del proyecto San Carlos Banco 2

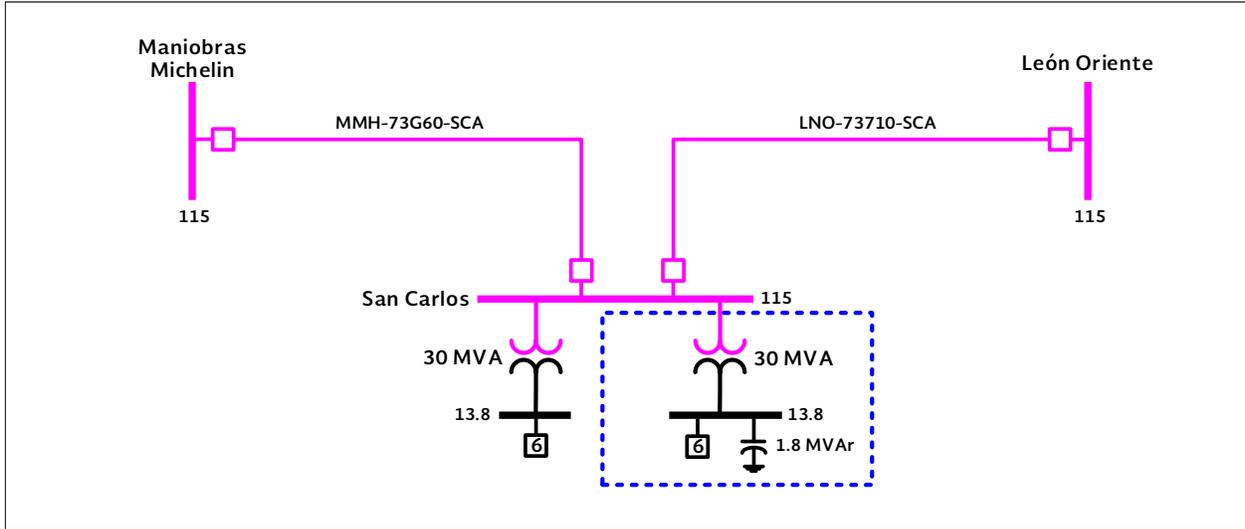
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Carlos Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	dic-23	dic-23	Occidental
Total			30.0				

T. Transformador

Cuadro 2. Obras de compensación del proyecto San Carlos Banco 2

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			

Figura 1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto San Carlos Banco 2



Gerencia de Control Regional Noroeste

D19-NO1 Choacahui Banco 1

Diagnóstico

Las subestaciones eléctricas Los Mochis I, Carrizo y Ahome se encuentran localizadas en la zona de distribución Los Mochis pertenecientes a la Gerencia de Control Noroeste y atienden eléctricamente al área rural norte de la ciudad de Ahome, Sinaloa. Actualmente la SE Los Mochis I cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 40 MVA y relación de transformación 115/34.5 kV, la SE Carrizo cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 20 MVA y relación de transformación 115/34.5 kV y la SE Ahome cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 30 MVA y relación de transformación 115/34.5 kV.

Dicha zona ha adquirido en la última década una importancia sobresaliente en la industria azucarera y agroalimentaria logrando generar el flujo de dinero en la región, habiendo establecimientos pertenecientes al giro automotriz, talleres de reparación, mecánicos, talleres textiles, ensambladoras y centros de distribución.

Para 2020, se tiene programado el cambio de los bancos de transformación en las subestaciones eléctricas mencionadas, el banco de 40 MVA en Los Mochis I se mueve a Ahome, el banco de 20 MVA en Carrizo se mueva a Los Mochis I y el banco de 30 MVA en Ahome se mueve a Carrizo. Estos movimientos tienen el objetivo de optimizar la capacidad instalada de transformación. Sin embargo, para 2023

se espera la saturación de esta capacidad de transformación.

Los bancos de las subestaciones eléctricas Los Mochis I, Carrizo y Ahome tienen una carga de 27.4 MW, 19.1 MW y 29.4 MW, respectivamente. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2023 se espera una carga de 87.2 MW del área de influencia lo que representa un 102.0% de la capacidad instalada en el área de influencia.

Adicionalmente, en los circuitos de media tensión se presentan sobrecargas por lo que no es posible transferir carga entre circuitos y también se tendrán altas pérdidas de energía con sus consecuentes pérdidas económicas.

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 Los Mochis I, Carrizo y Ahome, así como el incremento en el valor de pérdidas de energía eléctrica.

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

- Fecha necesaria de entrada en operación: mayo 2023.
- Fecha factible de entrada en operación: mayo 2023.
- Transformación: Instalación del Banco 1 en la SE Choacahui con 40 MVA de capacidad y relación de transformación 230/34.5 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores en 34.5 kV de 2.4 MVAR.

Adicionalmente, el proyecto contempla 3 alimentadores y circuitos en media tensión que servirán para crear nuevas trayectorias y 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 34.5 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 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 Sistema Eléctrico Nacional.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona Los Mochis, se revisó una opción alterna que consiste en construir una nueva SE denominada San Miguel, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/34.5 kV, con 40 MVA de capacidad, así como red asociada en 115 y 34.5 kV.

Sin embargo, **Choacahui 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 a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Cuadro 1. Obras de transformación del proyecto Choacahui Banco 1

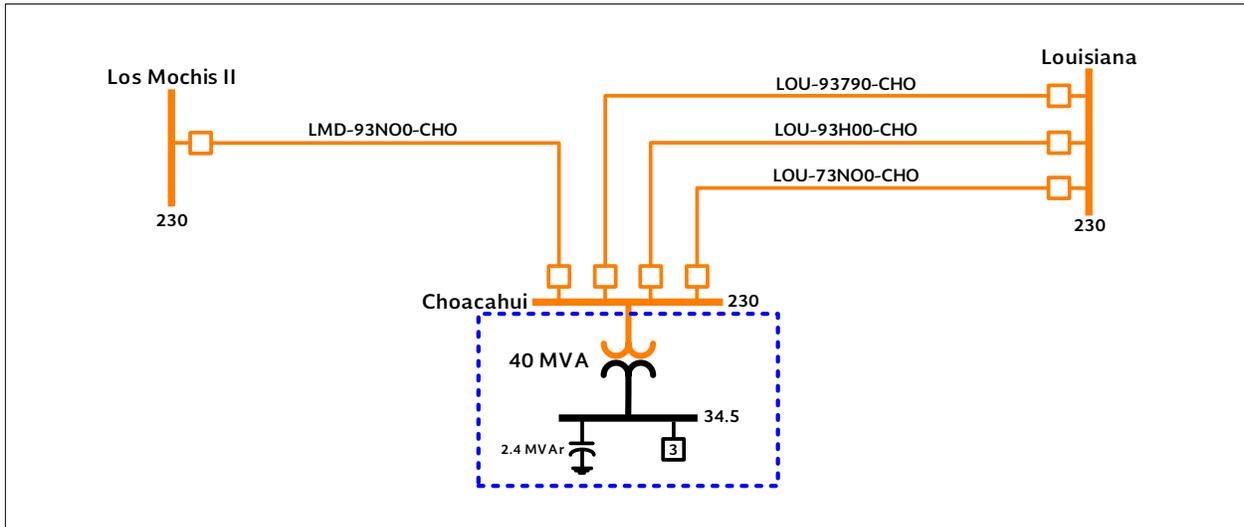
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Choacahui Banco 1	1	T	40.0	230/34.5	abr-23	abr-23	Noroeste
Total			40.0				

T. Transformador

Cuadro 2. Obras de compensación del proyecto Choacahui Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Choacahui MVAr	Capacitor	34.5	2.4	abr-23	abr-23	Noroeste
Total			2.4			

Figura 1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Choacahui Banco 1



D19-NO2 Maniobras Munisol Banco 1

Diagnóstico

La SE Siete se encuentra localizada en la zona de distribución Hermosillo perteneciente a la Gerencia de Control Noroeste y atiende eléctricamente al área agrícola poniente de la ciudad de Hermosillo, Sonora. Actualmente cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 20 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV.

Dicha zona ha adquirido en los últimos años una importancia sobresaliente de desarrollos agrícolas, reactivación de pozos de bombeo y crecimiento de ganadería, misma que ha propiciado la necesidad de infraestructura eléctrica en esta parte de la región.

El Banco 1 de la SE Siete tiene una carga de 18 MW. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por

Subestaciones, para el año 2022 se espera una carga de 19.7 MW lo que representa un 103.7% de la capacidad del banco.

Problemática que resolver

Actualmente se encuentran en desarrollo la construcción de pozos de bombeo y ranchos agropecuarios aledaños a la carretera Estatal número 26, con una carga proyectada de 10 MVA aproximadamente para los próximos años, mismos que impactarán significativamente la demanda y el consumo de energía eléctrica en el área, provocando la saturación de la SE Siete.

Sin embargo, el problema mayor es que con esta SE se tiene contemplado soportar el crecimiento de demanda en la zona sur y de rancherías circuncidantes, además que las trayectorias de los circuitos no colindan directamente con el área en cuestión,

siendo prácticamente imposible respaldar o tomar carga con los circuitos de media tensión existentes.

Características del Proyecto

- Fecha necesaria de entrada en operación: mayo de 2022.
- Fecha factible de entrada en operación: mayo de 2022.
- Transformación: Instalación del Banco 1 en la SE Maniobras Munisol con 12.5 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 dos alimentadores adicionales para la conexión de equipos en subestaciones.

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 Sistema Eléctrico Nacional.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona Hermosillo, se revisó una opción alterna que consiste en sustituir el banco 1 de la SE Siete, 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 13.8 kV.

Sin embargo, **Maniobras Munisol 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 a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Cuadro 1. Obras de transformación del proyecto Maniobras Munisol Banco 1

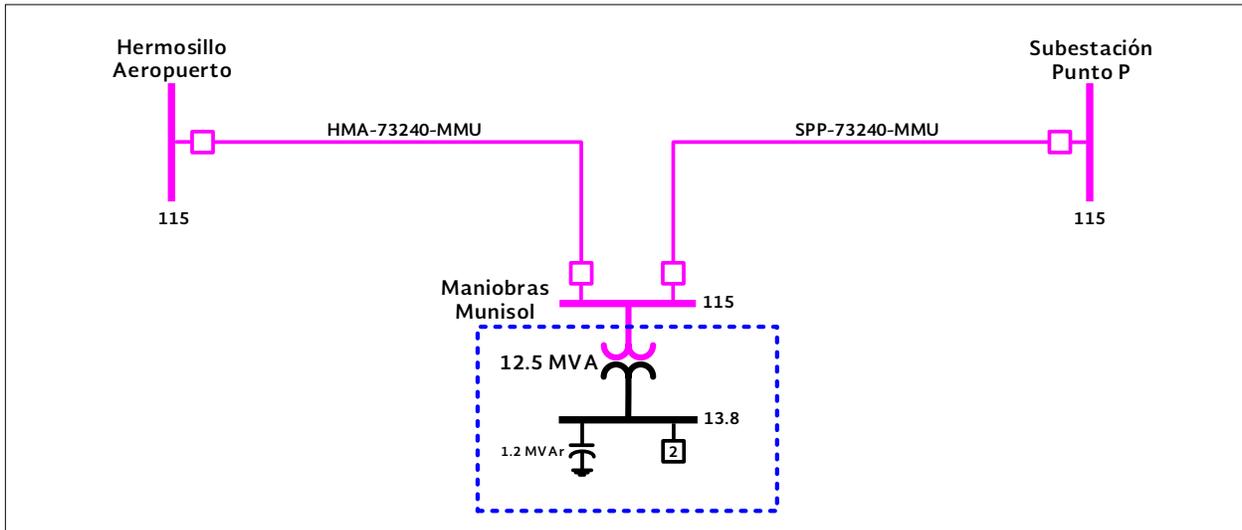
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Maniobras Munisol Banco 1	1	T	12.5	115/13.8	may-22	may-22	Noroeste
Total			12.5				

T. Transformador

Cuadro 2. Obras de compensación del proyecto Maniobras Munisol Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Maniobras Munisol MVAr	Capacitor	13.8	0.9	may-22	may-22	Noroeste
Total			0.9			

Figura 1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Maniobras Munisol Banco 1



D19-NO3 Santa Fe Banco 1

Diagnóstico

La SE Tres Ríos se encuentra localizada en la zona de distribución Culiacán perteneciente a la Gerencia de Control Noroeste y atiende eléctricamente a la parte norte de la ciudad de Culiacán, Sinaloa. Actualmente cuenta con dos bancos de transformación con una capacidad instalada de 30 MVA, cada uno y relación de transformación 115/13.8 kV.

La zona en estudio presenta un crecimiento constante en el desarrollo normal y en la construcción de nueva vivienda de mediano costo para satisfacer las necesidades de la población. Esto representa un fenómeno de urbanización muy alto. Asimismo, la zona comercial que abastece la subestación en estudio es la de mayor desarrollo en su tipo.

Los bancos de la SE Tres Ríos tienen una carga de 28.5 MW y 28.3 MW, respectivamente cuyo perfil se compone por cargas residenciales, comerciales e industriales. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2023 se espera una carga de 31.9 MW y 31.8 MW lo que representa un 111.9% y 111.6 MW de la capacidad del banco, respectivamente.

Para suministrar energía eléctrica a clientes actuales y proyectos de desarrollo durante los últimos años se ha tenido la necesidad de transferir carga a la SE Culiacán Norte a través de dos circuitos de media tensión. Sin embargo, para 2022 el transformador de esta SE también se encontrará saturado.

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 Tres Ríos, así como el incremento en el valor de pérdidas de energía eléctrica.

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

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2023.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2023.
- Transmisión: Construcción de 1.95 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.

Adicionalmente, el proyecto contempla 6 alimentadores y circuitos de media tensión que servirán para 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, 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 Sistema Eléctrico Nacional.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona Culiacán, se revisó una opción alterna que consiste en construir una nueva SE denominada Villa Fontana, 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 y 13.8 kV.

Sin embargo, **Santa Fe 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 a 1.0, Valor Presente Neto (VPN)

con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Cuadro 1. Obras de transmisión del proyecto 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 – Culiacán I	115	2	3.9	abr-23	abr-23	Noroeste
Total			3.9			

Cuadro 2. Obras de transformación del proyecto Santa Fe Banco 1

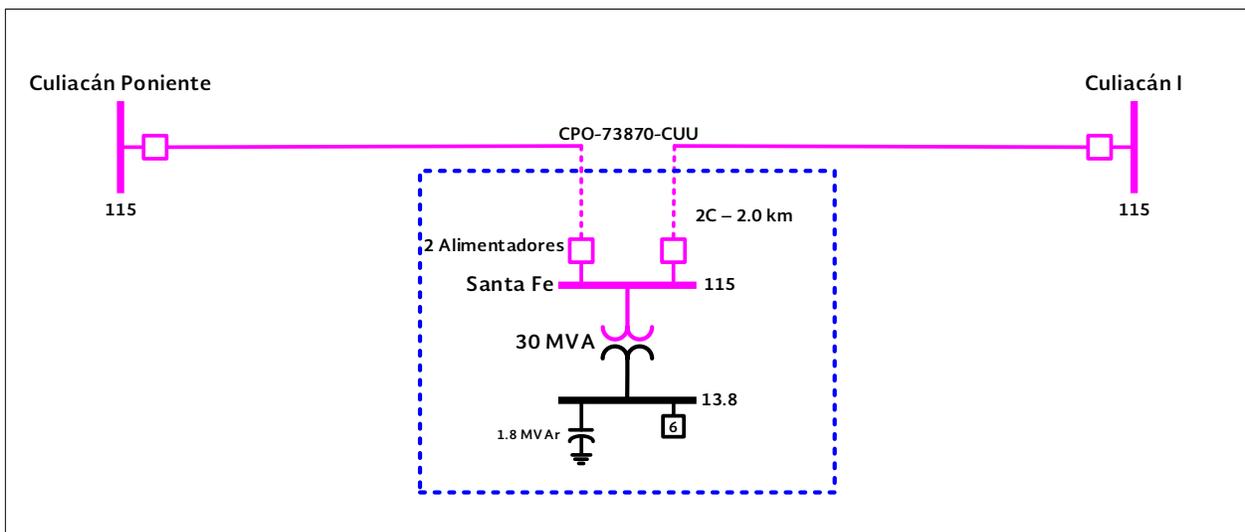
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santa Fe Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-23	abr-23	Noroeste
Total			30.0				

T. Transformador

Cuadro 3. Obras de compensación del proyecto Santa Fe Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santa Fe MVAr	Capacitor	13.8	1.8	abr-23	abr-23	Noroeste
Total			1.8			

Figura 1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Santa Fe Banco 1



D19-NO4 Tamazula Banco 1

Diagnóstico

La SE Guasave se encuentra localizada en la zona de distribución Guasave perteneciente a la Gerencia de Control Noroeste y atiende eléctricamente el sur del municipio de Guasave, Sinaloa y la costa de éste. Actualmente cuenta con dos bancos de transformación con una capacidad instalada de 30 MVA y 20 MVA, respectivamente y relación de transformación 115/34.5 kV.

En la zona de estudio se encuentran en desarrollo viviendas, tierras agrícolas y construcción de pozos de bombeo, anexa a la carretera estatal Guasave – Las Glorias.

Los bancos de la SE Guasave tienen una carga de 28.3 MW y 18.1 MW, respectivamente. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2023 se espera una carga de 27.4 MW y 21.9 MW lo que representa un 96.1 % y 115.3 % de la capacidad del banco, respectivamente.

No obstante, las trayectorias de los circuitos de cada banco de transformación no colindan directamente. Adicionalmente, en los circuitos de media tensión se presentan sobrecargas y altas pérdidas de energía con sus consecuentes pérdidas económicas y envejecimiento prematuro del equipo eléctrico.

La transferencia de carga entre la red de 34.5 kV y 13.8 kV se realizará mediante los bancos de transformación 34.5/13.8 kV.

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 Guasave, así como el incremento en el valor de pérdidas de energía eléctrica.

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

- Fecha necesaria de entrada en operación: mayo de 2023.
- Fecha factible de entrada en operación: mayo de 2023.
- Transmisión: Construcción de 12.32 km de línea de transmisión en 115 kV.
- Transformación: Construcción de una nueva SE 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 1.2 MVar.

Adicionalmente, el proyecto contempla 4 alimentadores y circuitos de media tensión que servirán para 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 34.5 kV y 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 Sistema Eléctrico Nacional.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona Guasave, se revisó una opción alterna que consiste en ampliar la capacidad de transformación en la SE San Rafael, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 20 MVA de capacidad, así como red asociada en 13.8 kV.

Sin embargo, **Tamazula 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 a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Cuadro 1. Obras de transmisión del proyecto Tamazula Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tamazula - San Rafael	115	1	12.3	may-23	may-23	Noroeste
Total			12.3			

Cuadro 2. Obras de transformación del proyecto Tamazula Banco 1

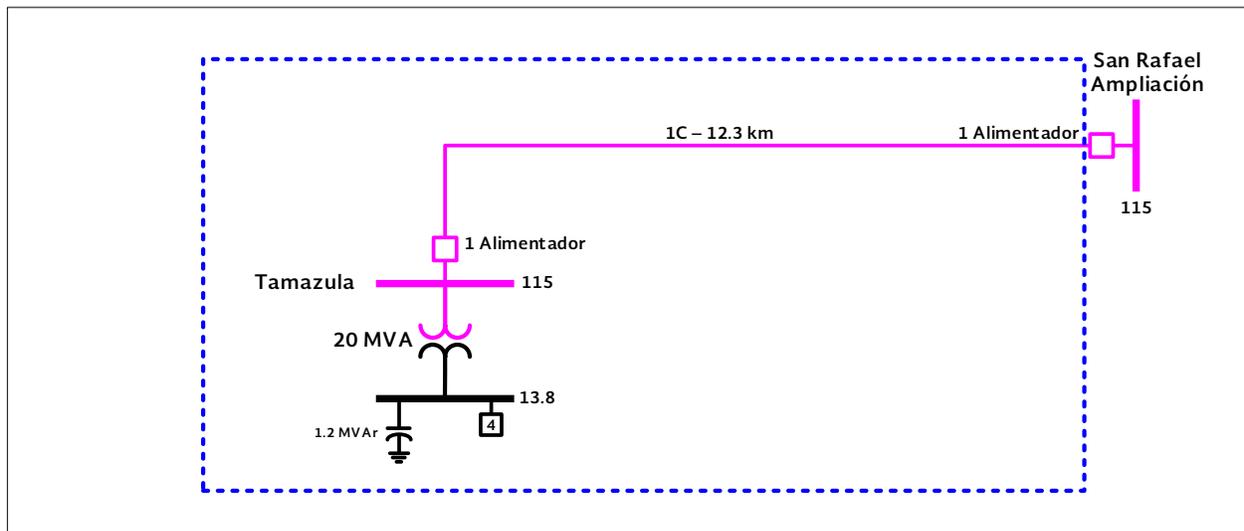
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tamazula Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	may-23	may-23	Noroeste
Total			20.0				

T. Transformador

Cuadro 3. Obras de compensación del proyecto Tamazula Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tamazula MVAR	Capacitor	13.8	1.2	may-23	may-23	Noroeste
Total			1.2			

Figura 1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Tamazula Banco 1



D19-NO5 Terramara Banco 1

Diagnóstico

La SE Oasis se encuentra localizada en la zona de distribución Hermosillo perteneciente a la Gerencia de Control Noroeste y atiende eléctricamente al área rural norte de la ciudad de Hermosillo, Sonora anexa carretera Federal numero 15 Hermosillo – Santa Ana. Actualmente cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 20 MVA y relación de transformación 115/34.5 kV.

Dicha zona ha adquirido en los últimos 10 años una importancia sobresaliente de desarrollos agrícolas, reactivación de pozos de bombeo y crecimiento de ganadería, misma que ha propiciado la necesidad de infraestructura eléctrica para el funcionamiento de los pozos y los ranchos de ganadería.

El Banco 1 de la SE Oasis tiene una carga de 16.0 MW. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2023 se espera una carga de 21.4 MW lo que

representa un 112.6% de la capacidad del banco.

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 Oasis, así como el incremento en el valor de pérdidas de energía eléctrica.

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.

Características del Proyecto

- Fecha necesaria de entrada en operación: mayo de 2023.
- Fecha factible de entrada en operación: mayo de 2023.

- **Transmisión:** Construcción de 0.6 km de línea de transmisión en 115 kV.
- **Transformación:** Construcción de una nueva SE con un banco de transformación de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV
- **Compensación:** Instalación de un banco de capacitores en 34.5 kV de 1.2 MVAR.

Adicionalmente, el proyecto contempla 2 alimentadores y circuitos de media tensión que servirán para 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 34.5 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 Sistema Eléctrico Nacional.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona Hermosillo, se revisó una opción alterna que consiste en ampliar la capacidad de transformación en la SE Oasis, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/34.5 kV, con 20 MVA de capacidad, así como red asociada en 34.5 kV.

Sin embargo, **Terramara 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 a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Cuadro 1. Obras de transmisión del proyecto Terramara Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Terramara entronque Viñedos - Oasis	115	2	1.2	may-23	may-23	Noroeste
Total			1.2			

Cuadro 2. Obras de transformación del proyecto Terramara Banco 1

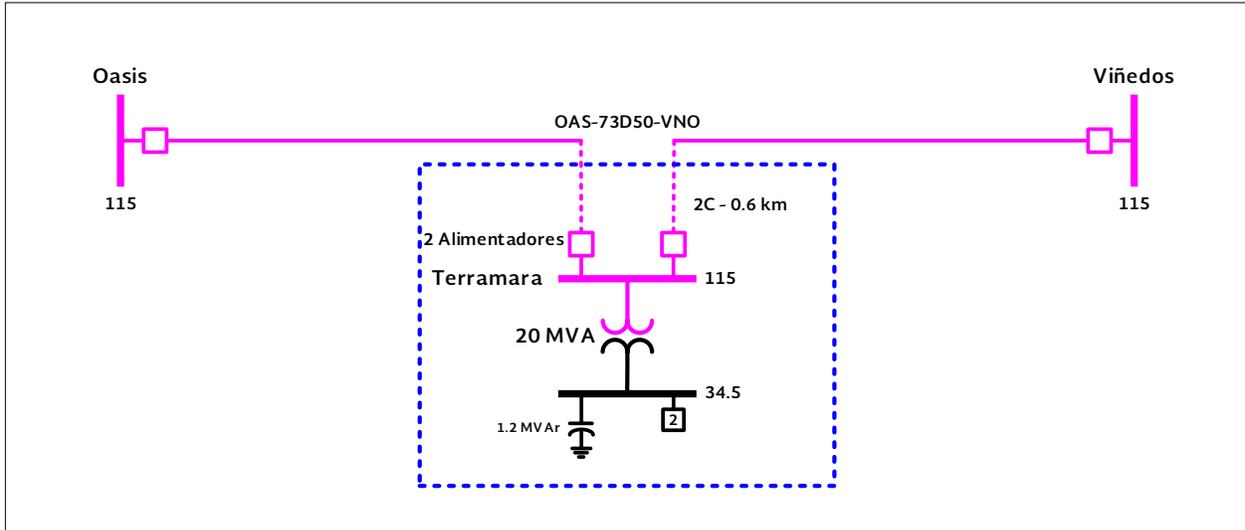
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Terramara Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	may-23	may-23	Noroeste
Total			20.0				

T. Transformador

Cuadro 3. Obras de compensación del proyecto Terramara Banco 1

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Terramara MVAr	Capacitor	34.5	1.2	may-23	may-23	Noroeste
Total			1.2			

Figura 1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Terramara Banco 1



Gerencia de Control Regional Norte

D19-NT1 Nuevo Ideal Banco 1
(sustitución)

Diagnóstico

La SE Nuevo Ideal se encuentra localizada en la zona de distribución Durango perteneciente a la Gerencia de Control Norte y atiende eléctricamente al municipio de Nuevo Ideal, Durango. Actualmente cuenta con dos bancos de transformación con una capacidad instalada de 9.375 MVA y 8 MVA y relación de transformación 115/34.5 kV y 115/13.8 kV, respectivamente.

El Banco 1 de la SE Nuevo Ideal tiene una carga de 7.5 MW cuyo perfil se compone por cargas agrícolas y comerciales. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2023 se espera una carga de 9 MW lo que representa un 101.1% de la capacidad del banco.

Por lo anterior, se espera su saturación en el corto plazo y para poder satisfacer la demanda eléctrica pronosticada se requiere de nueva infraestructura eléctrica debido a la imposibilidad de respaldar carga con el Banco 2 por la diferencia en la relación de transformación.

Problemática que resolver

La problemática principal que se presentará en el corto plazo para la zona de influencia es la saturación de la transformación de la SE Nuevo Ideal, así como el incremento en el valor de pérdidas de energía eléctrica.

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 ya que la longitud de los circuitos de media tensión es superior a los 50 km. 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

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2023.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2023.
- Transformación: Sustitución del Banco 1 existente en la SE Nuevo Ideal por 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 1 alimentador y circuito en media tensión que servirán para crear una nueva trayectoria que permitirá 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 34.5 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 Sistema Eléctrico Nacional.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona Durango, se revisó una opción alterna que consiste en construir una nueva SE denominada Pinos Altos, su alcance contempla la instalación de un banco

de transformación de relación 115/34.5 kV, con 9.375 MVA de capacidad, así como red asociada en 115 y 34.5 kV.

Sin embargo, **Nuevo Ideal Banco 1 (sustitución)** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Cuadro 1. Obras de transformación del proyecto Nuevo Ideal Banco 1 (sustitución)

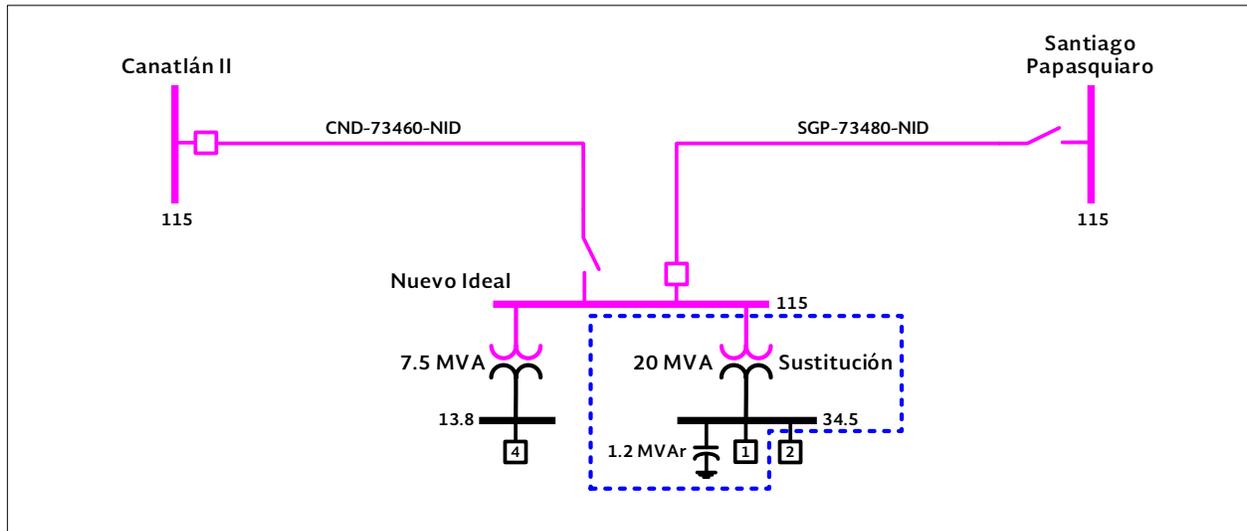
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Nuevo Ideal Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/34.5	abr-23	abr-23	Norte
Total			20.0				

T. Transformador

Cuadro 2. Obras de compensación del proyecto Nuevo Ideal Banco 1 (sustitución)

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			

Figura 1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Nuevo Ideal Banco 1 (sustitución)



D19-NT2 Canatlán II Banco 1 (sustitución)

Diagnóstico

La SE Canatlán II se encuentra localizada en la zona de distribución Durango perteneciente a la Gerencia de Control Norte y atiende eléctricamente al municipio de Canatlán, Durango. Actualmente cuenta con dos bancos de transformación con una capacidad instalada de 9.375 MVA, cada uno y relación de transformación 115/34.5 kV.

Los bancos de la SE Canatlán II tienen una carga de 8.3 MW y 6.4 MW, respectivamente cuyo perfil se compone por cargas agrícolas. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2022 se espera una carga de 10.1 MW y 8.8 MW, lo que representa un 113.4 % y 98.8 % de la capacidad del banco, respectivamente.

Adicionalmente, se tendrá el inconveniente de que el banco 1 está al final de su vida útil de servicio, al presentar valores de resistencia de aislamiento fuera de los rangos

permitidos y contar con más de 40 años en operación.

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 Canatlán II, así como el incremento en el valor de pérdidas de energía eléctrica.

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.

Características del Proyecto

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2022.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2022.

- **Transformación:** Reemplazo del transformador actual con relación 115/34.5 kV de 9.375 MVA de capacidad por uno de 20 MVA.
- **Compensación:** Instalación de un banco de capacitores de 1.2 MVar de capacidad en 34.5 kV.

Adicionalmente, el proyecto contempla 1 alimentador y circuito en media tensión que servirán para crear una nueva trayectoria que permitirá 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 34.5 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 Sistema Eléctrico Nacional.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona Durango, se revisó una opción alterna que consiste en construir una nueva SE denominada Cerro Gordo, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/34.5 kV, con 9.375 MVA de capacidad, así como red asociada en 115 y 34.5 kV.

Sin embargo, **Canatlán II Banco 1 (sustitución)** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Cuadro 1. Obras de transformación del proyecto Canatlán II Banco 1 (sustitución)

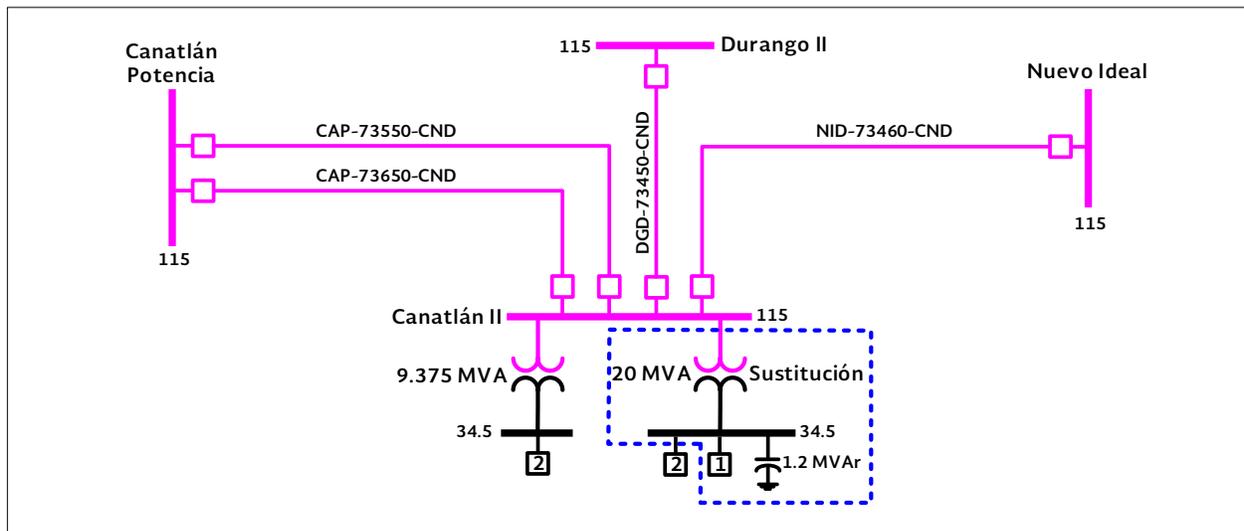
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Canatlán II Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/34.5	abr-22	abr-22	Norte
Total			20.0				

T. Transformador

Cuadro 2. Obras de compensación del proyecto Canatlán II Banco 1 (sustitución)

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			

Figura 1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Canatlán II Banco 1 (sustitución)



D19-NT3 Guadiana Bancos 1 y 2 (sustitución)

Diagnóstico

La SE Guadiana se encuentra localizada en la zona de distribución Durango perteneciente a la Gerencia de Control Norte y atiende eléctricamente a la región central y sureste de la ciudad de Durango, Durango. Actualmente cuenta con dos bancos de transformación con una capacidad instalada de 20 MVA, cada uno y relación de transformación 115/13.8 kV.

Los bancos de la SE Guadiana tienen una carga de 20.1 MW y 16.7 MW, respectivamente cuyo perfil se compone por cargas residenciales, comerciales y del Gobierno del Estado. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2022 se espera una carga de 28 MW y 22.8 MW, lo que representa un 147.4 % y 120 % 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 Guadiana, así como el incremento en el valor de pérdidas de energía eléctrica.

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

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2022.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2022.
- Transformación: Sustitución de los Bancos 1 y 2 existentes en la SE

Guadiana por dos bancos de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.

- **Compensación:** Instalación de dos bancos de capacitores en 13.8 kV de 1.8 MVar.

Adicionalmente, el proyecto contempla 3 alimentadores y circuito en media tensión que servirán para crear una nueva trayectoria que permitirá 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, 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 Sistema Eléctrico Nacional.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona Durango, se revisó una opción alterna que consiste en construir una nueva SE denominada Tapias, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 20 MVA de capacidad, así como red asociada en 115 y 13.8 kV.

Sin embargo, **Guadiana Bancos 1 y 2 (sustitución)** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Cuadro 1. Obras de transformación del proyecto Guadiana Bancos 1 y 2 (sustitución)

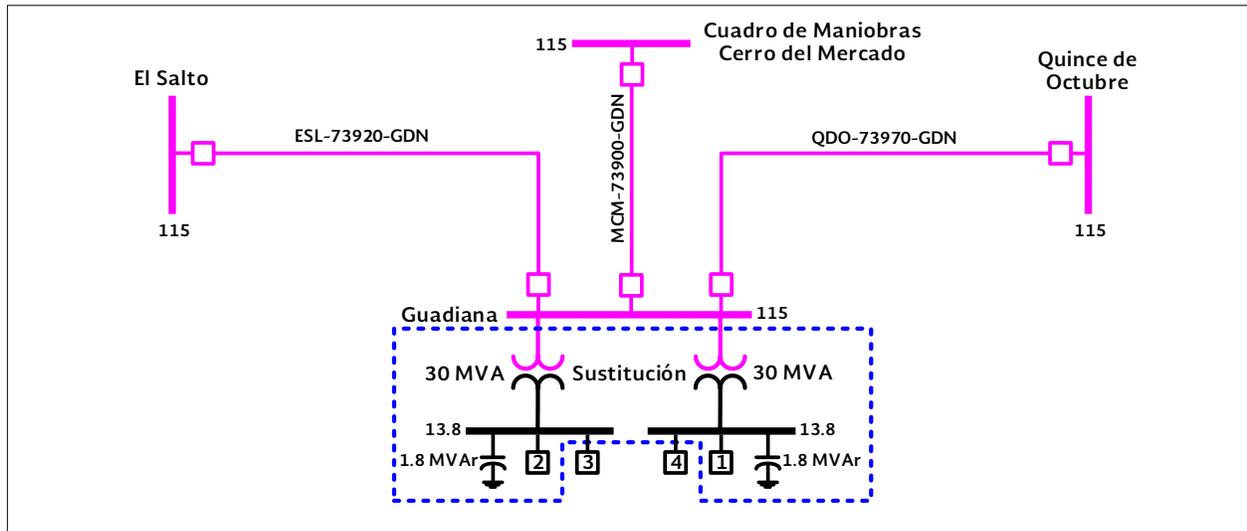
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Guadiana Banco 1 y 2 (sustitución)	2	T	60.0	115/13.8	abr-22	abr-22	Norte
Total			60.0				

T. Transformador

Cuadro 2. Obras de compensación del proyecto Guadiana Bancos 1 y 2 (sustitución)

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			

Figura 1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Guadiana Bancos 1 y 2 (sustitución)



Gerencia de Control Regional Noreste

D19-NE1 Valle Alto Banco 1 (sustitución)

Diagnóstico

La SE Valle Alto se encuentra localizada en la zona de distribución Valles perteneciente a la Gerencia de Control Noreste y atiende eléctricamente al área urbana de Ciudad Valles, San Luis Potosí. 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 Valle Alto tiene una carga de 18.5 MW cuyo perfil se compone por cargas residenciales y comerciales. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2022 se espera una carga de 19.2 MW lo que representa un 101.1% de la capacidad del banco.

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 Valle Alto.

Considerando el incremento de carga que se presentará en los próximos años, se tendrán problemas para satisfacer la demanda incremental con las instalaciones actuales. Todo esto repercutirá en una baja confiabilidad y calidad del suministro.

Características del Proyecto:

- Fecha necesaria de entrada en operación: junio 2022.
- Fecha factible de entrada en operación: diciembre 2022.

- **Transformación:** Sustitución del Banco 1 existente en la SE Valle Alto por un banco 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 1.2 MVAR.

Dentro de este proyecto también se consideran los equipos de protección y comunicación necesarios, así como la adecuación de la caseta actual y las obras civiles necesarias.

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 Sistema Eléctrico Nacional.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona Valles, se revisó una opción alterna que consiste en ampliar la capacidad de transformación en la SE Museo, su alcance contempla la instalación de un

banco de transformación de relación 115/13.8 kV, con 20 MVA de capacidad, así como red asociada en 13.8 kV.

Sin embargo, **Valle Alto Banco 1 (sustitución)** es la opción de menor costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Análisis beneficio-costos

Cuadro 1. Obras de transformación del proyecto Valle Alto Banco 1 (sustitución)

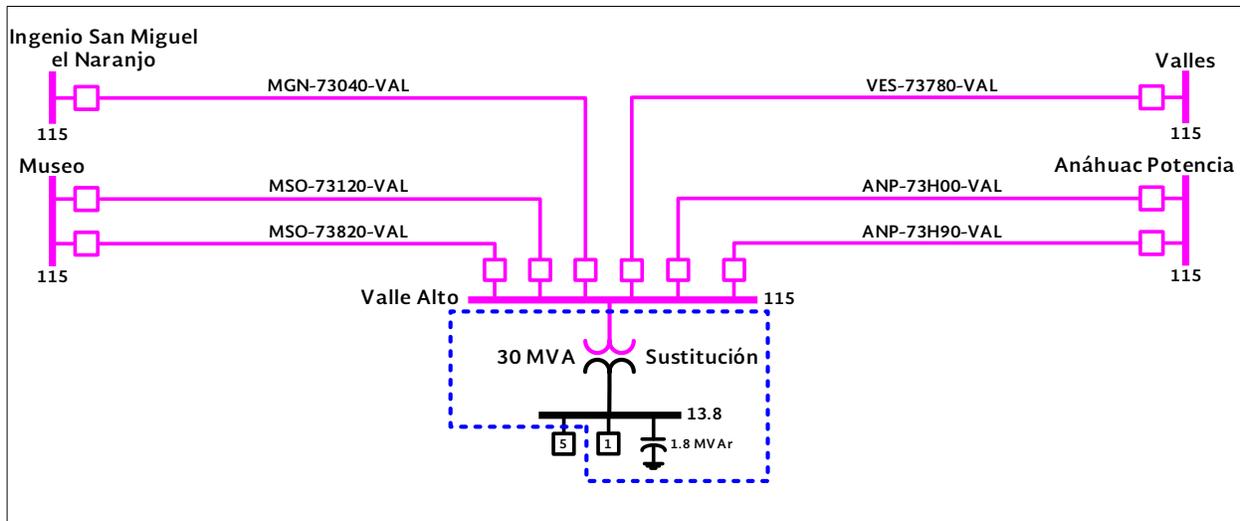
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle Alto Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	jun-22	dic-22	Noreste
Total			30.0				

T. Transformador

Cuadro 2. Obras de compensación del proyecto Valle Alto Banco 1 (sustitución)

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			

Figura 1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Valle Alto Banco 1 (sustitución)



D19-NE2 San Bartolo Banco 1

Diagnóstico

La SE Cruz de Ataque se encuentra localizada en la zona de Huejutla perteneciente a la Gerencia de Control Noreste y atiende eléctricamente a los municipios de Tenango de Doria, San Bartolo y Huehuetla del estado de Hidalgo. Actualmente cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 20 MVA y relación de transformación 115/23 kV.

El Banco 1 de la SE Cruz de Ataque tiene una carga de 16.5 MW cuyo perfil se compone por cargas residenciales y comerciales. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2023 se espera una carga de 19.7 MW lo que representa un 103.7% de la capacidad del banco.

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 Cruz de Ataque, así como el incremento en el valor de pérdidas de energía eléctrica.

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

- Fecha necesaria de entrada en operación: junio de 2023.
- Fecha factible de entrada en operación: diciembre de 2023.
- Transformación: Construcción de una nueva SE con un banco de transformación de 9.375 MVA de capacidad y relación de transformación 115/23 kV.

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 consideran 2 alimentadores en alta tensión y dos alimentadores en media tensión.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 23 kV ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la SE, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de 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 Sistema Eléctrico Nacional.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona Poza Rica, se revisó una opción alterna que consiste en construir una nueva SE denominada Huehuetla, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/23 kV, con 12.5 MVA de capacidad, así como red asociada en 115 y 23 kV.

Sin embargo, **San Bartolo 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 a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Cuadro 1. Obras de transmisión del proyecto San Bartolo Banco 1

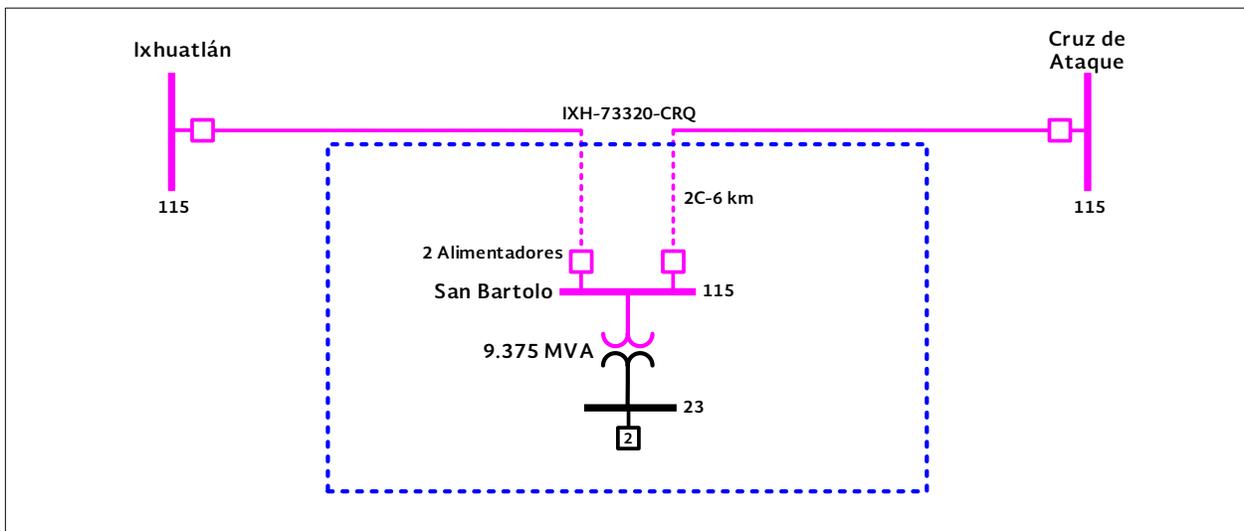
Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Bartolo entronque Cruz de Ataque - Ixhuatlán	115	2	12.0	jun-23	dic-23	Noreste
Total			12.0			

Cuadro 2. Obras de Transformación del proyecto San Bartolo Banco 1

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

Figura 1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto San Bartolo Banco 1



D19-NE3 Tambaca Banco 1 (Sustitución)

Diagnóstico

La SE Tambaca se encuentra localizada en la zona de distribución Río Verde perteneciente a la Gerencia de Control Noreste y atiende eléctricamente a los municipios de Tamasopo, Valles, Aquismón y Santa Catarina, San Luis Potosí. Actualmente cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 9.375 MVA y relación de transformación 115/34.5 kV.

El Banco 1 de la SE Tambaca tiene una carga de 8.2 MW cuyo perfil se compone por cargas residenciales, comerciales y turísticas. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2023 se espera una carga de 9.1 MW lo que representa un 102.2% de la capacidad del banco.

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 Tambaca, así como el incremento en el valor de pérdidas de energía eléctrica.

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:

- Fecha necesaria de entrada en operación: junio 2023.
- Fecha factible de entrada en operación: diciembre 2023.
- Transformación: Sustitución del Banco 1 existente en la SE Tambaca por 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.

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. Adicionalmente el proyecto cuenta con dos alimentadores en media tensión.

Análisis de confiabilidad

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 34.5 kV ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la 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 Sistema Eléctrico Nacional.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona Río Verde, se revisó una opción alterna que consiste en sustituir el banco 1 de la SE Tambaca, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 115/34.5 kV, con 30 MVA de capacidad, así como red asociada en 34.5 kV.

Sin embargo, **Tambaca Banco 1 (sustitución)** es la opción de menor

costo a largo plazo y de mejor comportamiento eléctrico que resuelve la problemática.

Análisis beneficio-costo

La evaluación económica del proyecto aporta beneficios favorables en su rentabilidad, justificándose con la metodología de Demanda Incremental, reportando indicadores Beneficio/Costo mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Cuadro 1. Obras de transformación del proyecto Tambaca Banco 1 (sustitución)

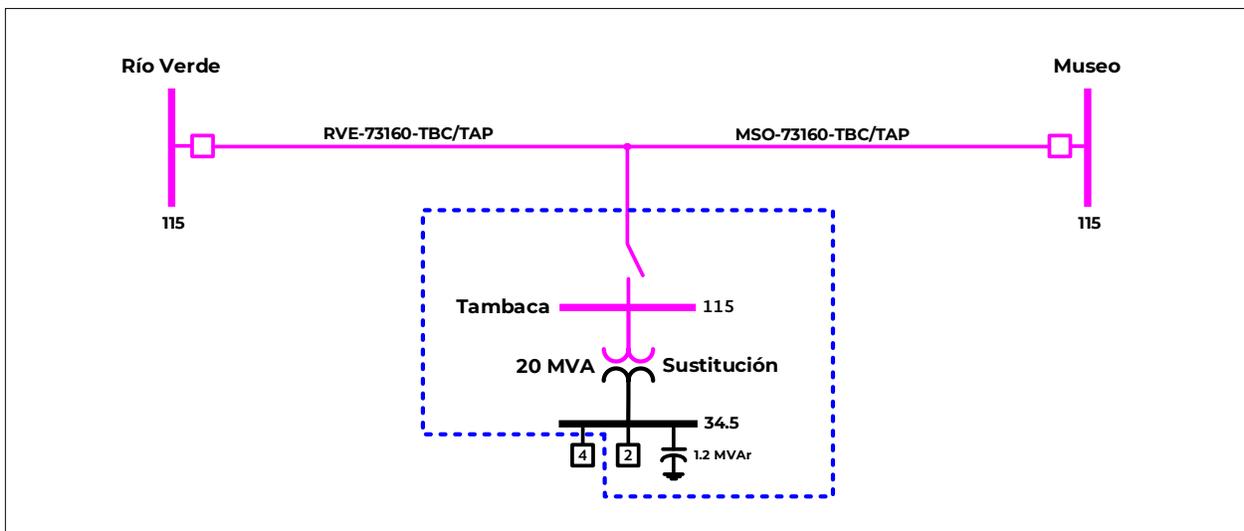
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tambaca Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/34.5	jun-23	dic-23	Noreste
Total			20.0				

T. Transformador

Cuadro 2. Obras de compensación del proyecto Tambaca Banco 1 (sustitución)

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tambaca MVAr	Capacitor	34.5	1.2	jun-23	dic-23	Noreste
Total			1.2			

Figura 1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Tambaca Banco 1 (sustitución)



Gerencia de Control Regional Baja California

D19-BC1 Libramiento Banco 1

Diagnóstico

Las subestaciones eléctricas San Luis Rey y Parque Industrial se encuentran localizadas en la zona de distribución San Luis Río Colorado perteneciente a la Gerencia de Control Baja California y atiende eléctricamente a la parte sureste de la ciudad de San Luis Río Colorado, Sonora. Actualmente cuentan con un banco de transformación con una capacidad instalada de 40 MVA, cada una y relación de transformación 230/13.8 kV y 161/13.8 kV, respectivamente.

Los bancos de las subestaciones eléctricas San Luis Rey y Parque Industrial tienen una carga de 35.9 MW y 38.0 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 2022 se espera una carga de 39.8 MW y 40.5 MW, lo que representa un 104.7 % y 106.6 % 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 las subestaciones eléctricas San Luis Rey y Parque Industrial.

Considerando el incremento de carga que se presentará en los próximos años, 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 transformación.

Características del Proyecto

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2022.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2022.
- Transmisión: Construcción de 0.2 km de línea de transmisión en 230 kV
- Transformación: Construcción de una nueva SE con un banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 230/13.8 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV de 2.4 MVar.

El proyecto contempla 8 alimentadores para la conexión de nuevas líneas y equipos en subestaciones.

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 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 Sistema Eléctrico Nacional.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona San Luis Río Colorado, se revisó una opción alterna que consiste en ampliar la capacidad de transformación de la SE San Luis Rey, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 230/13.8 kV,

con 40 MVA de capacidad, así como red asociada en 13.8 kV.

Sin embargo, **Libramiento 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 a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Cuadro 1. Obras de transmisión del proyecto 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			

Cuadro 2. Obras de transformación del proyecto Libramiento Banco 1

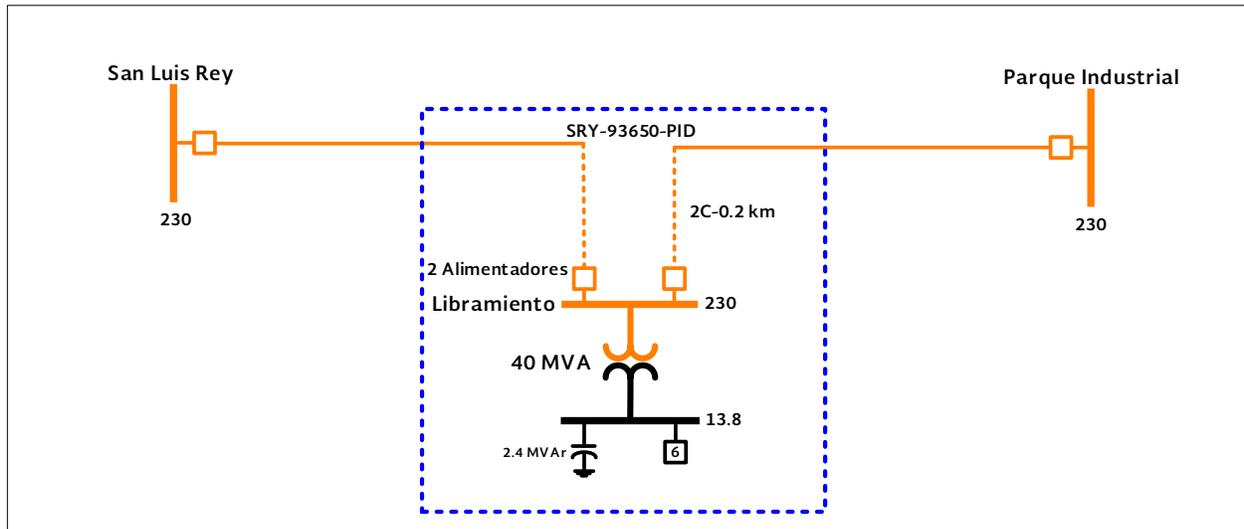
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Libramiento Banco 1	1	T	40.0	230/13.8	abr-22	abr-22	Baja California
Total			40.0				

T. Transformador

Cuadro 3. Obras de compensación del proyecto Libramiento Banco 1

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			

Figura 1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Libramiento Banco 1



D19-BC2 González Ortega Banco 3

Diagnóstico

Las subestaciones eléctricas González Ortega, Valle de Puebla y Tecnológico se encuentran localizadas en la zona de distribución Mexicali perteneciente a la Gerencia de Control Baja California y atienden eléctricamente al oriente de la ciudad de Mexicali, Baja California. Actualmente la SE González Ortega cuenta con dos bancos de transformación con una capacidad instalada de 40 MVA y 50 MVA, cada uno y relación de transformación 161/13.8 kV y 161/34.5 kV. La SE Valle de Puebla cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 40 MVA y relación de transformación 230/13.8 kV. La SE Tecnológico cuenta con cuatro bancos de transformación con una capacidad instalada, dos de 40 MVA y dos de 50 MVA y relación de transformación 230/13.8 kV y 230/34.5 kV. Sin embargo, solo el Banco 1 de esta última SE atiende al área de influencia. Los bancos de la SE González Ortega tienen una carga de 25.9 MW y 42.2 MW, el Banco 1 de la SE Valle de Puebla tiene una carga de 37.3 MW y el Banco 1 de la

SE Tecnológico tiene una carga de 33.6 MW, cuyo perfil se compone por cargas residenciales y comerciales. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2023 se espera una carga de 35.3 MW y 47.6 MW en González Ortega, 38 MW en Valle de Puebla y 35.6 MW en Tecnológico, que representa un 92.9 %, 100.2 %, 100 % y 93.7 % de la capacidad del banco, respectivamente.

La transferencia de carga entre la red de 34.5 kV y 13.8 kV se realizará mediante los bancos de transformación 34.5/13.8 kV.

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 González Ortega y Valle de Puebla, así como el incremento en el valor de pérdidas de energía eléctrica.

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

- Fecha necesaria de entrada en operación: abril de 2023.
- Fecha factible de entrada en operación: abril de 2023.
- Transformación: Instalación del Banco 3 en la SE González Ortega con 40 MVA de capacidad y relación de transformación 161/13.8 kV.
- Compensación: Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV de 2.4 MVAR.

El proyecto contempla 6 alimentadores para la conexión de nuevas líneas y equipos en subestaciones.

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 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 Sistema Eléctrico Nacional.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona Mexicali, se revisó una opción alterna que consiste en ampliar la capacidad de transformación en la SE Valle de Puebla, su alcance contempla la instalación de un banco de transformación de relación 230/13.8 kV, con 40 MVA de capacidad, así como red asociada en 13.8 kV.

Sin embargo, **González Ortega Banco 3** 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 a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Cuadro 1. Obras de transformación del proyecto González Ortega Banco 3

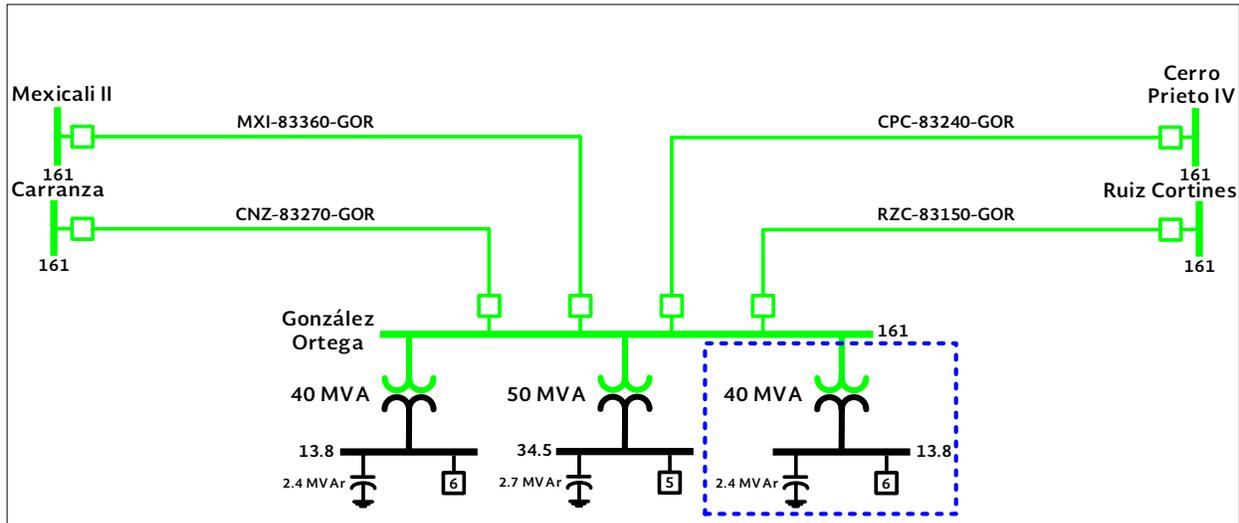
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
González Ortega Banco 3	1	T	40.0	161/13.8	abr-23	abr-23	Baja California
Total			40.0				

T. Transformador

Cuadro 2. Obras de compensación del proyecto González Ortega Banco 3

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			

Figura 1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto González Ortega Banco 3



D19-BS1 Cabo Falso Banco 2

Diagnóstico

La SE Cabo Falso se encuentra localizada en la zona de distribución Los Cabos perteneciente a la Subgerencia de Control Baja California Sur atiende eléctricamente a la región noroeste de la ciudad de Cabo San Lucas, Baja California Sur. Actualmente cuenta con un banco de transformación con una capacidad instalada de 30 MVA y relación de transformación 115/13.8 kV.

El Banco 1 de la SE Cabo Falso tiene una carga de 25.9 MW cuyo perfil se compone por cargas de complejos turísticos y residenciales. Sin embargo, de acuerdo con el Pronóstico de Demanda por Subestaciones, para el año 2022 se espera una carga de 31.9 MW lo que representa un 111.9% de la capacidad del banco.

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 Cabo Falso la sobrecarga en las redes de media tensión asociadas, así como el consecuente daño y acortamiento de vida útil de los equipos eléctricos debido a la sobrecarga.

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 la topología de la red de media tensión.

Características del Proyecto

- Fecha necesaria de entrada en operación: junio de 2022.
- Fecha factible de entrada en operación: junio de 2022.
- Transformación: Instalación del Banco 2 en la SE Cabo Falso 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.

Adicionalmente, el proyecto contempla 4 alimentadores Metal Clad y circuitos de media tensión que servirán para 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, 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 Sistema Eléctrico Nacional.

Alternativas analizadas

Debido a que la solución técnica corresponde al incremento en capacidad de transformación en la zona Los Cabos, se revisó una opción alterna que consiste en construir una nueva SE denominada Yeneka, 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 y 13.8 kV.

Sin embargo, **Cabo Falso 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 mayor a 1.0, Valor Presente Neto (VPN) con valor positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual o mayor a 10%.

Cuadro 1. Obras de transformación del proyecto Cabo Falso Banco 2

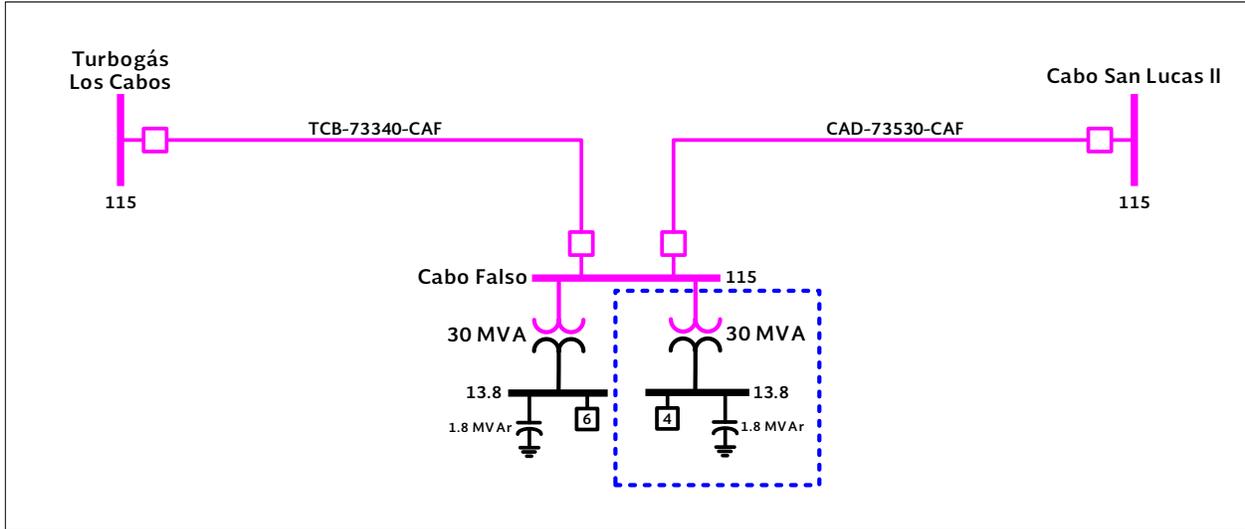
Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cabo Falso Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	jun-22	jun-22	Baja California Sur
Total			30.0				

T. Transformador

Cuadro 2. Obras de compensación del proyecto Cabo Falso Banco 2

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			

Figura 1. Diagrama unifilar simplificado del proyecto Cabo Falso Banco 2



Proyectos indicativos de la RNT

Las siguientes tablas muestran los proyectos que se encuentran en proceso de estudio, a los cuales se les denomina como proyectos indicativos. En futuros PAMRNT estos proyectos podrían ser identificados como necesarios para el SEN.

En general, son proyectos con fecha de entrada en operación posterior a 2023.

Entre otros, pueden estar sujetos a que se cumplan las expectativas de crecimiento o a proyectos de generación que se tengan contemplados en la zona de influencia, pero sin certeza de su construcción.

También se incluyen algunos proyectos que se justifican técnicamente, sin embargo, su evaluación económica no resulta positiva para ser considerado dentro del PAMRNT como una obra identificada para su construcción.

Proyectos indicativos de la RNT propuestos en PAMRNT 2015-2029

P15-OR4 Línea de transmisión Veracruz II - Tamarindo II

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Veracruz II - Tamarindo II / 3	115	2	36.0	abr-15	abr-23	Oriental
Total			36.0			

3/ Tendido del primer circuito

M15-OR2 Cable subterráneo Veracruz I - Mocambo

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Veracruz I - Mocambo / 12	115	1	4.3	abr-22	abr-22	Oriental
Total			4.3			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

Proyectos indicativos de la RNT propuestos en PAMRNT 2016-2030

P16-BS1 Monte Real MVAR

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Monte Real MVAR	Capacitor	115	7.5	abr-24	abr-24	Baja California Sur
Total			7.5			

P16-NO3 Caimanero Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Caimanero - Bamoa	115	1	17.5	abr-27	abr-27	Noroeste
Caimanero - Guasave	115	1	5.4	abr-27	abr-27	Noroeste
Caimanero entronque Guamúchil II - Los Mochis II	230	2	31.4	abr-27	abr-27	Noroeste
Caimanero entronque Santa María - Guasave	115	2	10.6	abr-27	abr-27	Noroeste
Total			64.9			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Caimanero Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-27	abr-27	Noroeste
Total			300.0				

AT. Autotransformador

P16-NO4 Mar de Cortés Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Choya - Oriente /12	115	1	9.3	abr-26	abr-26	Noroeste
Mar de Cortés entronque Puerto Peñasco - Playa Encanto	115	2	0.8	abr-26	abr-26	Noroeste
Mar de Cortés entronque Seis de Abril - Puerto Peñasco L1	230	2	0.6	abr-26	abr-26	Noroeste
Mar de Cortés entronque Seis de Abril - Puerto Peñasco L2	230	2	0.6	abr-26	abr-26	Noroeste
Total			11.3			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mar de Cortés Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-26	abr-26	Noroeste
Total			300.0				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mar de Cortés MVar	Reactor	13.8	21.0	abr-26	abr-26	Noroeste
Total			21.0			

P16-OR3 Línea de transmisión Ayutla – Papagayo

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ayutla - Papagayo	115	1	56.0	abr-16	abr-23	Oriental
Total			56.0			

P16-OR4 Manuel Moreno Torres – San Cristóbal Oriente

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Manuel Moreno Torres - San Cristóbal Oriente /3	115	2	60.0	abr-16	abr-23	Oriental
Total			60.0			

3/ Tendido del primer circuito

P16-PE1 Compensación Capacitiva Mérida

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mérida II MVar	Capacitor	115	30.0	abr-25	abr-25	Peninsular
Poniente MVar	Capacitor	115	30.0	abr-25	abr-25	Peninsular
Total			60.0			

Proyectos indicativos de la RNT propuestos en PAMRNT 2017-2031

P17-BC1 Interconexión Parque Industrial San Luis – IID

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Parque Industrial San Luis - Punto de Interconexión Frontera (Pilot Knob) / 3	230	2	5.0	abr-22	abr-22	Baja California
Total			5.0			

3/ Tendido del primer circuito

P17-BC12 Francisco Villa MVAR

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Francisco Villa MVAR	Capacitor	69	16.2	abr-25	abr-25	Baja California
Total			16.2			

P17-BC13 Rubí Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Rubí Banco 2	4	T	300.0	230/115/69	abr-33	abr-33	Baja California
Total			300.0				

T. Transformador

32 Transformador con operación inicial en 230/69 kV

P17-BC17 Carranza MVAR

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Carranza MVAR	Capacitor	161	21.0	abr-27	abr-27	Baja California
Total			21.0			

P17-BC4 San Vicente – Cañón

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Vicente - Cañón / 3	115	2	14.0	abr-28	abr-28	Baja California
Total			14.0			

3/ Tendido del primer circuito

P17-BC5 Cañón CEV

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cañón CEV	CEV	115	15(Ind.) / 50(Cap.)	abr-22	abr-22	Baja California
Total			65.0			

Cap. Capacitivo

Ind. Inductivo

P17-BC7 Seminario MVAR

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Seminario MVAR	Capacitor	69	16.2	abr-26	abr-26	Baja California
Total			16.2			

P17-BC8 La Joya MVar

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Joya MVar	Capacitor	115	15.0	abr-27	abr-27	Baja California
Total			15.0			

P17-NO6 Hermosillo Aeropuerto Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Hermosillo Aeropuerto - Bagotes	115	1	0.6	jun-26	jun-26	Noroeste
Hermosillo Aeropuerto - Hermosillo Loma	115	2	34.0	jun-26	jun-26	Noroeste
Total			34.6			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Hermosillo Aeropuerto Banco 1	4	AT	300.0	230/115	jun-26	jun-26	Noroeste
Total			300.0				

AT. Autotransformador

P17-OC1 Valle de Guadalupe MVar

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valle de Guadalupe MVar	Capacitor	115	30.0	abr-23	abr-23	Occidental
Total			30.0			

P17-OC4 Guadalajara Oriente Banco 3

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Guadalajara Oriente - Zalatlán	69	1	7.5	abr-24	abr-24	Occidental
Guadalajara Oriente entronque Puente Grande II - Guadalajara II	69	2	10.0	abr-24	abr-24	Occidental
Total			17.5			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Guadalajara Oriente Banco 3	4	T	300.0	230/69	abr-24	abr-24	Occidental
Zapotlanejo Banco 2	3	AT	375.0	400/230	abr-24	abr-24	Occidental
Total			675.0				

AT. Autotransformador
T. Transformador

Proyectos indicativos de la RNT propuestos en PAMRNT 2018-2032

P18-BC2 Tecate MVar

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tecate MVar	Capacitor	115	15.0	abr-23	abr-23	Baja California
Total			15.0			

P18-BC3 Panamericana Fraccionamiento MVAR

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Panamericana Fraccionamiento MVAR	Capacitor	115	15.0	abr-23	abr-23	Baja California
Total			15.0			

P18-BS1 Cabo Bello MVAR

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cabo Bello MVAR	Capacitor	115	7.5	abr-25	abr-25	Baja California Sur
Total			7.5			

P18-BS2 Cabo del Sol MVAR

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cabo del Sol MVAR	Capacitor	115	15.0	abr-25	abr-25	Baja California Sur
Total			15.0			

P18-BS4 Palmilla MVAR

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Palmilla MVAR	Capacitor	115	7.5	abr-25	abr-25	Baja California Sur
Total			7.5			

P18-BS7 La Paz MVAR

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
La Paz MVAR	Capacitor	115	15.0	abr-24	abr-24	Baja California Sur
Total			15.0			

P18-MU2 Ojo de Liebre Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Vizcaíno - Ojo de Libre	115	2	70.0	abr-25	abr-25	Mulegé
Total			70.0			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ojo de Liebre Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-25	abr-25	Mulegé
Total			30.0				

T. Transformador

P18-OC6 Red Atequiza - Guadalajara II

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Guadalajara II - El Salto	69	1	5.7	abr-18	abr-21	Occidental
Guadalajara II - Parque Industrial	69	1	3.2	abr-18	abr-21	Occidental
Total			8.9			

P18-PE3 Lerma Banco 2

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lerma entronque Escárcega Potencia - Ticul Potencia (A3Q20)	400	2	68.0	abr-26	abr-26	Peninsular
Lerma entronque Escárcega Potencia - Ticul Potencia (A3Q30)	400	2	68.0	abr-26	abr-26	Peninsular
Total			136.0			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lerma Banco 2	4	T	500.0	400/115	abr-26	abr-26	Peninsular
Total			500.0				

T. Transformador

P18-PE4 Kantenáh – Leona Vicario

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Kantenáh - Leona Vicario / 4	400	2	71.0	abr-29	abr-29	Peninsular
Total			71.0			

4/ Tendido del segundo circuito

Proyectos indicativos de la RNT propuestos en PAMRNT 2019-2033

P19-OR4 Nanchital II entronque Pajaritos Dos – Coatzacoalcos

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Nanchital II entronque Coatzacoalcos - Pajaritos II (73040)	115	2	4.6	dic-22	dic-22	Oriental
Total			4.6			

P19-NO3 Cerro Cañedo MVar

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cerro Cañedo MVar	Capacitor	115	7.5	abr-24	abr-24	Noroeste
Total			7.5			

P19-OC20 Red Asociada a Central Eléctrica Norte IV

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Torreón Sur - Primero de Mayo / 3	400	2	250.0	abr-25	abr-25	Norte
Primero de Mayo - Cañada / 3	400	2	220.0	abr-25	abr-25	Occidental
Total			470.0			

3/ Tendido del primer circuito

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Torreón Sur MVar (reactor de línea)	Reactor	400	100.0	abr-25	abr-25	Norte
Primero de Mayo MVar (reactor de línea)	Reactor	400	75.0	abr-25	abr-25	Occidental
Total			175.0			

P19-OC21 Red de Transmisión Aguascalientes - San Luis Potosí

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Aguascalientes Potencia - Maniobras Solem / 3, 7	400	2	30.0	abr-25	abr-25	Occidental
Maniobras Cerritos - Maniobras Santiago / 3, 7	400	2	16.0	abr-25	abr-25	Occidental
Maniobras Santiago - San Luis Potosí / 3, 7	400	2	45.0	abr-25	abr-25	Occidental
Maniobras Solem - Maniobras Cerritos / 3, 7	400	2	64.0	abr-25	abr-25	Occidental
Total			155.0			

3/ Tendido del primer circuito

7/ Operación Inicial en 230 kV

I19-NO1 Conversión a 400 kV del Norte al Noroeste

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Castillo entronque Agua Prieta II - Nacoziari / 7	400	2	0.2	abr-26	abr-26	Noroeste
Castillo entronque El Fresnal - Nacoziari / 7	400	2	0.2	abr-26	abr-26	Noroeste
Castillo entronque Nuevo Casas Grandes - Nacoziari L1	400	2	0.2	abr-26	abr-26	Noroeste
Castillo entronque Nuevo Casas Grandes - Nacoziari L2	400	2	0.2	abr-26	abr-26	Noroeste
Seri - Hermosillo V	400	2	40.0	abr-26	abr-26	Noroeste
Hermosillo V - Nacoziari (cambio de tensión)	400	2	0.0	abr-26	abr-26	Noroeste
Nacoziari - Nuevo Casas Grandes (cambio de tensión)	400	2	0.0	abr-26	abr-26	Noroeste
Nuevo Casas Grandes - Moctezuma (cambio de tensión)	400	2	0.0	abr-26	abr-26	Norte
Moctezuma - El Encino (cambio de tensión primer circuito)	400	2	0.0	abr-26	abr-26	Norte
Total			40.8			

7/ Operación Inicial en 230 kV

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Castillo Bancos 1 y 2	7	AT	1,050.0	400/230	abr-26	abr-26	Noroeste
Hermosillo V Banco 3	4	AT	500.0	400/230	abr-26	abr-26	Noroeste
El Encino Bancos 1, 2 y 3 (sustitución)	10	AT	1,250.0	400/230	abr-26	abr-26	Norte
Moctezuma Banco 7	3	AT	375.0	400/230	abr-26	abr-26	Norte
Nuevo Casas Grandes Banco 4	4	AT	500.0	400/230	abr-26	abr-26	Norte
Total			3,675.0				

AT. Autotransformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Castillo MVAR (reactor de línea 1)	Reactor	400	100.0	abr-26	abr-26	Noroeste
Castillo MVAR (reactor de línea 2)	Reactor	400	75.0	abr-26	abr-26	Noroeste
Hermosillo V MVAR (reactor de línea 1)	Reactor	400	100.0	abr-26	abr-26	Noroeste
Hermosillo V MVAR (reactor de línea 2)	Reactor	400	75.0	abr-26	abr-26	Noroeste
Industrial Caborca MVAR (traslado)	Reactor	230	21.0	abr-26	abr-26	Noroeste
Puerto Libertad MVAR (traslado)	Reactor	230	21.0	abr-26	abr-26	Noroeste
Santa Ana MVAR (traslado)	Reactor	230	21.0	abr-26	abr-26	Noroeste
Seis de Abril MVAR (traslado)	Reactor	230	21.0	abr-26	abr-26	Noroeste
Moctezuma MVAR (reactor de línea 2)	Reactor	400	75.0	abr-26	abr-26	Norte
Nuevo Casas Grandes MVAR (reactor de línea 1)	Reactor	400	100.0	abr-26	abr-26	Norte
Nuevo Casas Grandes MVAR (reactor de línea 2)	Reactor	400	75.0	abr-26	abr-26	Norte
Total			684.0			

P19-BS1 Libramiento San José Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Libramiento San José - Monte Real	115	2	16.0	abr-25	abr-25	Baja California Sur
Libramiento San José entronque El Palmar - San José del Cabo	115	2	12.0	abr-25	abr-25	Baja California Sur
Libramiento San José entronque Olas Altas- El Palmar	230	2	8.0	abr-25	abr-25	Baja California Sur
Total			36.0			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Libramiento San José Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-25	abr-25	Baja California Sur
Total			300.0				

AT. Autotransformador

P19-BC2 Mexicali Sur Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mexicali Sur entronque Cerro Prieto I - Mexicali II	161	2	21.4	abr-25	abr-25	Baja California
Mexicali Sur entronque La Rosita - Centenario	230	2	0.2	abr-25	abr-25	Baja California
Mexicali Sur entronque La Rosita - Wisteria	230	2	0.2	abr-25	abr-25	Baja California
Mexicali Sur entronque Santa Isabel - Mexicali II	161	2	19.2	abr-25	abr-25	Baja California
Mexicali Sur entronque Wisteria - Cerro Prieto II	230	2	0.2	abr-25	abr-25	Baja California
Total			41.2			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mexicali Sur Banco 1	4	AT	300.0	230/161	abr-25	abr-25	Baja California
Total			300.0				

AT. Autotransformador

P19-BC3 González Ortega CEV

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
González Ortega CEV	CEV	161	50(Ind.) / 150(Cap.)	abr-25	abr-25	Baja California
Total			200.0			

Cap. Capacitivo
Ind. Inductivo

P19-BCI Interconexión Parque Industrial San Luis – APS

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Parque Industrial San Luis - Punto de Interconexión Frontera (Orchard) / 3	230	2	11.0	abr-22	abr-22	Baja California
Total			11.0			

3/ Tendido del primer circuito

P19-PE1 Ticimul Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ticul Potencia - Ticimul / 3	400	2	65.0	abr-25	abr-25	Peninsular
Ticimul entronque Kanasín Potencia - Mérida Potencia	230	4	2.0	abr-25	abr-25	Peninsular
Mérida Potencia - Mérida II	230	2	3.0	abr-25	abr-25	Peninsular
Total			70.0			

3/ Tendido del primer circuito

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ticimul Banco 1	4	AT	500.0	400/230	abr-25	abr-25	Peninsular
Mérida II Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-25	abr-25	Peninsular
Total			800.0				

AT. Autotransformador

P19-BS2 Cabo Bello Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cabo Bello Banco 2 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	abr-22	abr-22	Baja California Sur
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cabo Bello MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-22	abr-22	Baja California Sur
Total			1.8			

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 se cancelan. 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-1116D

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	jun-19	Noreste
E4R	Regiomontano - San Roque	115	2	40.8	may-16	jun-19	Noreste
E4R	Regiomontano entronque Huinalá - Lajas (A3740)	400	2	27.4	may-16	jun-19	Noreste
E4R	Regiomontano entronque Huinalá - Tecnológico	115	2	22.0	may-16	jun-19	Noreste
Total				97.8			

3/ Tendido del primer circuito

OPF-1603

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	jun-19	Central
L77	Teotihuacán - Lago	400	2	29.4	nov-15	jun-19	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	jun-19	Central
Total				660.0				

AT. Autotransformador

RP-1653

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-19	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	115/138	jun-13	dic-19	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	138	1.8	jun-13	dic-19	Baja California Sur
Total				1.8			

RP-1655

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

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	jun-19	Noreste
IA2	Güémez - Regiomontano / 3	400	2	230.7	abr-16	jun-19	Noreste
IA2	Regiomontano entronque Huinalá - Lajas (A3270)	400	2	28.6	abr-16	jun-19	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	jun-19	Noreste
IA2	Cúémez MVar	Reactor	400	133.3	abr-16	jun-19	Noreste
Total				195.3			

OPF-1812

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
G1F	Choacahui - Bácum	400	2	249.1	jul-19	mar-19	Noroeste
G1F	Choacahui entronque Louisiana - Los Mochis II	230	2	27.4	jul-19	mar-19	Noroeste
Total				276.5			

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
G1F	Bácum MVar	Reactor	400	75.0	jul-19	mar-19	Noroeste
Total				75.0			

OPF-2001A

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O01	Esperanza entronque Subestación Punto P - Subestación Dos	115	2	0.3	abr-18	mar-19	Noroeste
O01	Hermosillo Aeropuerto - Esperanza / 4	230	2	58.7	abr-18	mar-19	Noroeste
Total				59.0			

4/ Tendido del segundo circuito

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O01	Esperanza Banco 1	4	AT	300.0	230/115	abr-18	mar-19	Noroeste
Total				300.0				

AT. Autotransformador

OPF-2001B

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-19	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-19	Baja California Sur
Total				300.0				

AT. Autotransformador

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-19	Baja California Sur
Total				300.0				

AT. Autotransformador

OPF-2002B

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
T8P	Quevedo MVar	Reactor	13.8	18.0	feb-19	feb-19	Norte
Total				18.0			

OPF-2052

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LBU	Texcoco - La Paz / 5, 18	400	2	52.1	nov-15	may-19	Central
Total				52.1			

5/ Recalibración

18/ Sustitución de equipamiento serie para incremento en capacidad de transmisión a 1500 MVA

OPF-2101

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	abr-20	Occidental
CLK	León IV MVar	Capacitor	115	45.0	abr-18	abr-20	Occidental
NKI	Cachanilla MVar	Capacitor	161	21.0	abr-19	abr-20	Baja California
NKI	Centro MVar	Capacitor	161	21.0	abr-19	abr-20	Baja California
NKI	González Ortega MVar	Capacitor	161	21.0	abr-19	abr-20	Baja California
NKI	Mexicali II MVar	Capacitor	161	21.0	abr-19	abr-20	Baja California
Total				174.0			

Proyectos Legados de POISE a Cargo de CFE Distribución

OPF-1210I

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
TI7	Terranova - Rayón	115	1	4.9	jun-19	jun-19	Norte
Total				4.9			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
TI7	Rayón Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jun-19	jun-19	Norte
Total				30.0				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
TI7	Rayón MVar	Capacitor	13.8	1.8	jun-19	jun-19	Norte
Total				1.8			

OPF-1212F

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 Switchco	115	1	27.0	dic-23	dic-21	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-23	dic-21	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-23	dic-21	Oriental
Total				0.6			

OPF-1212I

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-1320E

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	may-22	Noroeste
Total				30.5			

OPF-1420F

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
E0D	Rangel Frías entronque San Nicolás - Universidad	115	2	3.6	abr-24	abr-24	Noreste
Total				3.6			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
E0D	Rangel Frías Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	abr-24	abr-24	Noreste
E0D	Rangel Frías Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	abr-24	abr-24	Noreste
Total				40.0				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
E0D	Rangel Frías MVar	Capacitor	13.8	1.2	abr-24	abr-24	Noreste
E0D	Rangel Frías MVar	Capacitor	13.8	1.2	abr-24	abr-24	Noreste
Total				2.4			

OPF-1521D

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
PG6	Yal-Kú entronque Aktun-Chen - Playa del Carmen /12	115	2	1.0	abr-25	abr-25	Peninsular
Total				1.0			

12/ Circuito o tramo con cable subterráneo

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
PG6	Yal-Kú Banco 1 (SF6)	1	T	30.0	115/13.8	abr-25	abr-25	Peninsular
Total				30.0				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
PG6	Yal-Kú MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-25	abr-25	Peninsular
Total				1.8			

OPF-1620

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LAO	Los Reyes entronque La Paz - Aurora	230	2	2.8	ago-13	abr-19	Central
LB3	Culhuacán - Xochimilco	230	2	8.6	ago-13	dic-19	Central
Total				11.4			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LAO	Los Reyes Bancos 1 y 2 (sustitución)	2	T	120.0	230/23	ago-13	abr-19	Central
LB3	Culhuacán Bancos 1 y 2 (SF6)	2	T	120.0	230/23	ago-13	dic-19	Central
Total				240.0				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LAO	Los Reyes MVAR	Capacitor	23	18.0	ago-13	abr-19	Central
LB3	Culhuacán MVAR	Capacitor	23	18.0	ago-13	dic-19	Central
Total				36.0			

OPF-1620B

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	abr-21	Central
LAL	Morales - Jamaica	85	1	16.0	ago-13	abr-20	Central
LAN	Jamaica - Buentono	85	1	4.1	ago-13	abr-20	Central
LAN	Nonoalco - Buentono	85	1	3.1	ago-13	abr-20	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	abr-21	Central
LAF	Pensador Mexicano Bancos 1 y 2 (sustitución SF6)	2	T	120.0	230/23	ago-13	abr-21	Central
LAK	Moctezuma Bancos 1, 2, 3, y 4 (sustitución SF6)	4	T	120.0	85/23	ago-13	dic-21	Central
LAU	Pachuca Bancos 1 y 2 (sustitución SF6)	2	T	60.0	85/23	dic-18	ago-21	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	abr-21	Central
LAF	Pensador Mexicano MVAR	Capacitor	23	18.0	ago-13	abr-21	Central
LAK	Moctezuma MVAR	Capacitor	23	252	ago-13	dic-21	Central
LAU	Pachuca MVAR	Capacitor	23	12.6	dic-18	ago-21	Central
Total				73.8			

OPF-1620C

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LAQ	Juandhó Bancos 1 y 2 (sustitución)	2	T	60.0	85/23	oct-19	dic-20	Central
Total				60.0				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LAQ	Juandhó MVAR	Capacitor	23	12.6	oct-19	dic-20	Central
Total				12.6			

OPF-1621E

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	jun-20	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	jun-20	Oriental
Total				20.0				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RAT	Naolinco MVA	Capacitor	13.8	1.2	abr-19	jun-20	Oriental
Total				1.2			

OPF-1621G

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	jun-13	may-21	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	jun-13	may-21	Noroeste
Total				30.0				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OBL	Quiroga MVA	Capacitor	13.8	1.8	jun-13	may-21	Noroeste
Total				1.8			

OPF-1720

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LOA	Caracol entronque Cerro Gordo - Valle de México	230	2	2.0	dic-18	jun-19	Central
Total				2.0			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LOA	Caracol Bancos 1 y 2	2	T	120.0	230/23	dic-18	jun-19	Central
Total				120.0				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LOA	Caracol MVA	Capacitor	23	18.0	dic-18	jun-19	Central
Total				18.0			

OPF-1720B

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LOB	Chicoloapan entronque Chapingo - Aurora	230	2	17.4	dic-14	dic-20	Central
Total				17.4			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LOB	Chicoloapan Bancos 1 y 2	2	T	120.0	230/23	dic-14	dic-20	Central
Total				120.0				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LOB	Chicoloapan MVA	Capacitor	23	18.0	dic-14	dic-20	Central
Total				18.0			

OPF-1721B

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
E0X	Cumbres - San Cristóbal - Santander	138	1	17.4	abr-20	abr-20	Noreste
Total				17.4			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
E0X	Santander Banco 1	1	T	30.0	138/13.8	abr-20	abr-20	Noreste
E0Z	Cumbres Poniente Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-23	abr-23	Noreste
Total				60.0				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
E0X	Santander MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-20	abr-20	Noreste
E0Z	Cumbres Poniente MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-23	abr-23	Noreste
Total				3.6			

OPF-1721E

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	ene-20	ene-20	Noroeste
O0D	Guamúchil - Angostura	115	1	10.0	may-23	may-23	Noroeste
OA1	San Carlos - Los Algodones	115	1	8.0	may-22	may-22	Noroeste
Total				22.8			

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	ene-20	ene-20	Noroeste
O0D	Angostura Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	may-23	may-23	Noroeste
OA1	Los Algodones Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	may-22	may-22	Noroeste
Total				70.0				

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	ene-20	ene-20	Noroeste
O0D	Angostura MVar	Capacitor	34.5	1.2	may-23	may-23	Noroeste
O0D	Los Algodones MVar	Capacitor	13.8	1.2	may-22	may-22	Noroeste
Total				4.2			

OPF-1721F

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O74	Ocuca entronque Santa Ana - Cerro Cañedo	115	2	0.2	dic-14	feb-20	Noroeste
Total				0.2			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O74	Ocuca Banco 1 (sustitución)	1	T	12.5	115/13.8	dic-14	feb-20	Noroeste
Total				12.5				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
O74	Ocuca MVar	Capacitor	13.8	0.7	dic-14	feb-20	Noroeste
Total				0.7			

OPF-1722C

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RG4	Cosoleacaque entronque Chinameca II - Acayucan	115	2	3.5	mar-17	feb-19	Oriental
Total				3.5			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RG4	Cosoleacaque Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	mar-17	feb-19	Oriental
Total				40.0				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
RG4	Cosoleacaque MVAR	Capacitor	13.8	2.4	mar-17	feb-19	Oriental
Total				2.4			

OPF-1820

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	jun-19	Central
L96	Lago de Guadalupe entronque Cofradía - Remedios	230	2	0.8	dic-18	ene-19	Central
LA8	Condesa - Tacubaya	230	1	4.6	abr-19	abr-19	Central
Total				7.0			

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	jun-19	Central
L96	Lago de Guadalupe Bancos 1 y 2 (SF6)	2	T	120.0	230/23	dic-18	ene-19	Central
LA8	Condesa Banco 1 (sustitución SF6)	1	T	60.0	230/23	abr-19	abr-19	Central
LBT	Toluca Bancos 1 y 2 (modernización)	2	T	120.0	230/23	dic-18	feb-19	Central
Total				360.0				

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	jun-19	Central
L96	Lago de Guadalupe MVAR	Capacitor	23	18.0	dic-18	ene-19	Central
LA8	Condesa MVAR	Capacitor	23	9.0	abr-19	abr-19	Central
LBT	Toluca MVAR	Capacitor	23	18.0	dic-18	feb-19	Central
Total				54.0			

OPF-1821

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
E60	Laguna del Conejo Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	feb-19	feb-19	Noreste
E6F	Mirador Banco 2	1	T	40.0	115/13.8	jun-16	abr-23	Noreste
E7S	Río Verde Banco 2	1	T	20.0	115/34.5	feb-19	feb-19	Noreste
Total				120.0				

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
E60	Laguna del Conejo MVar	Capacitor	13.8	1.8	feb-19	feb-19	Noreste
E6F	Mirador MVar	Capacitor	13.8	1.8	jun-16	abr-23	Noreste
E7S	Río Verde MVar	Capacitor	34.5	1.8	feb-19	feb-19	Noreste
Total				7.2			

OPF-1821E

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	abr-19	Occidental
CLR	San Luis de la Paz - San José Iturbide	115	1	28.2	abr-15	abr-19	Occidental
Total				50.0			

OPF-1821G

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-15	abr-21	Noroeste
O2B	Lomas de Anza - Industrial San Carlos	115	1	7.7	may-22	may-22	Noroeste
Total				7.8			

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-15	abr-21	Noroeste
O2B	Lomas de Anza Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	may-22	may-22	Noroeste
Total				50.0				

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-15	abr-21	Noroeste
O2B	Lomas de Anza MVar	Capacitor	13.8	1.8	may-22	may-22	Noroeste
Total				3.0			

OPF-1821J

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
E2T	Cosmópolis entronque El Canadá - Residuales Norte	115	2	7.0	abr-22	abr-22	Noreste
Total				7.0			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
E2T	Cosmópolis Banco 1	1	T	40.0	115/13.8	abr-22	abr-22	Noreste
Total				40.0				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
E2T	Cosmópolis MVar	Capacitor	13.8	2.4	abr-22	abr-22	Noreste
Total				2.4			

OPF-1920C

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
P0D	Laguna de Términos Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	mar-20	abr-20	Peninsular
Total				30.0				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
P0D	Laguna de Términos MVar	Capacitor	13.8	1.8	mar-20	abr-20	Peninsular
Total				1.8			

OPF-1920E

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-19	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-19	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-19	Noreste
Total				1.8			

OPF-1920F

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	1.0	may-22	may-22	Noroeste
Total				1.0			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OBJ	La Manga Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	may-22	may-22	Noroeste
Total				30.0				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
OBJ	La Manga MVar	Capacitor	13.8	1.8	may-22	may-22	Noroeste
Total				1.8			

OPF-2020

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
CPB	San Vicente entronque Nuevo Vallarta - Jarretaderas	115	2	2.0	jun-19	jun-19	Occidental
CPC	Juan José Arreola entronque Sayula - Ciudad Guzmán	115	2	12.0	feb-19	feb-19	Occidental
OIR	Chinitos entronque Pericos - Guamúchil	115	1	26.6	may-23	may-23	Noroeste
O2N	El Fuerte Penal entronque El Fuerte - Carrizo	115	2	0.2	abr-20	abr-20	Noroeste
O2N	El Fuerte Penal entronque Los Mochis II - El Fuerte	115	2	0.2	abr-20	abr-20	Noroeste
O2O	La Higuera - Costa Rica	115	1	20.2	dic-17	may-20	Noroeste
PIF	Isla de Tris entronque Puerto Real - Carmen	115	2	0.4	abr-24	abr-24	Peninsular
RBL	Aluminio entronque Veracruz II - Jardín	115	2	0.2	abr-19	jul-20	Oriental
RBM	Gaviotas entronque Villahermosa II - Ciudad Industrial	115	2	1.0	dic-21	dic-21	Oriental
RBN	Pakal-Na entronque Los Ríos - Palenque	115	2	6.0	abr-21	dic-21	Oriental
RBQ	Tuxtepec III entronque Cerro de Oro - Benito Juárez C1	115	2	26.0	dic-17	jun-21	Oriental
RBQ	Tuxtepec III entronque Cerro de Oro - Benito Juárez C2	115	2	20.0	dic-17	jun-21	Oriental
Total				114.8			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
CPB	San Vicente Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	jun-19	jun-19	Occidental
CPC	Juan José Arreola Banco 1	1	T	30.0	115/23	feb-19	feb-19	Occidental
O1R	Chinitos Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	may-23	may-23	Noroeste
O2N	El Fuerte Penal Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	abr-20	abr-20	Noroeste
PIF	Isla de Tris Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	abr-24	abr-24	Peninsular
PIG	Mayakobá Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	abr-19	abr-20	Peninsular
RBL	Aluminio Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-19	jul-20	Oriental
RBM	Gaviotas Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-21	dic-21	Oriental
RBN	Pakal-Na Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	abr-21	dic-21	Oriental
Total				240.0				

T. Transformador

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
CPB	San Vicente MVar	Capacitor	13.8	1.8	jun-19	jun-19	Occidental
CPC	Juan José Arreola MVar	Capacitor	23	1.8	feb-19	feb-19	Occidental
O1R	Chinitos MVar	Capacitor	34.5	1.8	may-23	may-23	Noroeste
O2N	El Fuerte Penal MVar	Capacitor	13.8	1.2	abr-20	abr-20	Noroeste
PIF	Isla de Tris MVar	Capacitor	13.8	1.2	abr-24	abr-24	Peninsular
PIG	Mayakobá MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-19	abr-20	Peninsular
RBL	Aluminio MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-19	jul-20	Oriental
RBM	Gaviotas MVar	Capacitor	13.8	1.8	dic-21	dic-21	Oriental
RBN	Pakal-Na MVar	Capacitor	13.8	1.2	abr-21	dic-21	Oriental
Total				14.4			

RP-2051

PEM	Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
NH9	San Quintín MVar	Capacitor	115	7.5	jun-19	abr-21	Baja California
Total				7.5			

OPF-2120

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	jul-22	Central
L78	Juandhó - Apasco	85	2	60.6	dic-16	jul-22	Central
O5K	Évora - Salvador Alvarado	115	1	1.5	may-23	may-23	Noroeste
O5K	Évora entronque Guamúchil II - Guamúchil	115	2	3.0	may-23	may-23	Noroeste
Total				145.7			

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	may-23	may-23	Noroeste
P0H	Ah Kim Pech Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	abr-19	abr-20	Peninsular
Total				60.0				

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	may-23	may-23	Noroeste
P0H	Ah Kim Pech MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-19	abr-20	Peninsular
Total				3.6			

OPF-2120B

PEM	Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LBB	Fisisa entronque Topilejo - Iztapalapa	230	2	7.6	nov-20	nov-20	Central
Total				7.6			

PEM	Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
LBB	Fisisa 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
LBB	Fisisa MVar	Capacitor	23	18.0	nov-20	nov-20	Central
Total				18.0			

OPF-2120C

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	dic-20	Central
LA7	Polanco - Morales	230	1	3.2	dic-13	dic-20	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	dic-20	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	dic-20	Central
Total				18.0			

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 proyectos que están en proceso de construcción, de los cuales CFE Distribución ha informado al CENACE.

Estos han sido revisados respecto a su factibilidad técnica de interconexión a la RNT del MEM por el CENACE. En su mayoría están previstos entren en operación para el corto plazo, es decir en los próximos 2 años.

En los cuadros siguientes se muestran los proyectos por aportaciones que se encuentran en proceso de construcción.

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-19	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-19	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-19	Central
Total			9.0			

A18-CE6 Las Américas Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Américas entronque Victoria - Nochistongo	230	2	2.0	dic-18	mar-19	Central
Total			2.0			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Américas Banco 1	1	T	60.0	230/23	dic-18	mar-19	Central
Total			60.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Américas MVAr	Capacitor	23	9.0	dic-18	mar-19	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	oct-19	dic-19	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	oct-19	dic-19	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	oct-19	dic-19	Central
Total			9.0			

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-19	nov-19	Central
Total			30.0				

T. Transformador

A19-CE4 Santiago Tlautla Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santiago Tlautla Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/23	oct-19	dic-19	Central
Total			30.0				

T. Transformador

LBM Aeropuerto Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Aeropuerto entronque Apasco - Pachuca	85	2	8.2	dic-18	ago-19	Central
Total			8.2			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Aeropuerto Banco 1	1	T	30.0	85/23	dic-18	ago-19	Central
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Aeropuerto MVAR	Capacitor	23	1.8	dic-18	ago-19	Central
Total			1.8			

LBN Universidades Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Universidades entronque Pachuca - Parque Industrial Reforma	85	2	1.2	dic-18	dic-19	Central
Total			1.2			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Universidades Banco 1	1	T	30.0	85/23	dic-18	dic-19	Central
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Universidades MVAR	Capacitor	23	1.8	dic-18	dic-19	Central
Total			1.8			

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-20	jul-20	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-20	jul-20	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-20	jul-20	Central
Total			27.0			

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-20	dic-20	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-20	dic-20	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-20	dic-20	Central
Total			1.8			

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-CE2 Pachuca Banco 3

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Pachuca Banco 3	1	T	30.0	85/23	dic-19	dic-21	Central
Total			30.0				

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-18	abr-19	Oriental
Total			9.4				

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	abr-19	dic-19	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-19	dic-19	Oriental
Total			20.0				

T. Transformador

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-19	dic-19	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-19	dic-19	Oriental
Total			1.8			

A18-OR20 Ocosingo Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ocosingo Banco 2 (sustitución)	1	T	9.4	115/13.8	abr-18	abr-19	Oriental
Total			9.4				

T. Transformador

A18-OR22 Mitla Banco 2 (traslado)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mitla Banco 2 (sustitución)	1	T	20.0	115/34.5	ene-19	ene-19	Oriental
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mitla MVAR	Capacitor	34.5	1.2	ene-19	ene-19	Oriental
Total			1.2			

A18-OR26 Tapachula Oriente Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tapachula Oriente Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	dic-16	dic-19	Oriental
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tapachula Oriente MVAR	Capacitor	13.8	1.2	dic-16	dic-19	Oriental
Total			1.2			

A18-OR33 Tapachula Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tapachula Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	abr-17	dic-19	Oriental
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tapachula MVAR	Capacitor	13.8	1.2	abr-17	dic-19	Oriental
Total			1.2			

A18-OR35 Las Haciendas Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Haciendas entronque Kilómetro Veinte - Villahermosa Centro	115	2	0.1	abr-19	dic-19	Oriental
Total			0.1			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Haciendas Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-19	dic-19	Oriental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Haciendas MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-19	dic-19	Oriental
Total			1.8			

A18-OR37 Parrilla Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Parrilla Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	dic-19	dic-19	Oriental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Parrilla MVar	Capacitor	13.8	1.8	dic-19	dic-19	Oriental
Total			1.8			

A18-OR43 Api Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Api entronque Paraíso - Dos Bocas Pemex	115	2	0.3	abr-18	feb-19	Oriental
Total			0.3			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Api Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	abr-18	feb-19	Oriental
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Api MVar	Capacitor	13.8	1.2	abr-18	feb-19	Oriental
Total			1.2			

A18-OR44 Tulipán Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tulipán Banco 2	1	T	9.4	115/13.8	may-19	may-19	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-18	abr-19	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-18	abr-19	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-18	abr-19	Oriental
Total			0.6			

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	abr-18	dic-19	Oriental
Total			12.5				

T. Transformador

A19-OR1 Zinacatepec Banco (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Zinacatepec Banco (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	jul-19	jul-19	Oriental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Zinacatepec MVar	Capacitor	13.8	1.8	jul-19	jul-19	Oriental
Total			1.8			

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-19	dic-19	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-19	dic-19	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-19	dic-19	Oriental
Total			20.0				

T. Transformador

RP6 Acuitlapilco Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Acuitlapilco entronque Contla - Santa Ana Chiautempan	115	2	0.1	ene-19	dic-19	Oriental
Total			0.1			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Acuitlapilco Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	ene-19	dic-19	Oriental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Acuitlapilco MVar	Capacitor	13.8	1.8	ene-19	dic-19	Oriental
Total			1.8			

A18-OR30 Huixtla II Banco 1

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	abr-18	dic-20	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	abr-18	dic-20	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	abr-18	dic-20	Oriental
Total			1.2			

A18-OR36 Santo Domingo Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santo Domingo entronque Villahermosa Norte - Tabasquillo	115	2	7.0	may-20	dic-20	Oriental
Total			7.0			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santo Domingo Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	may-20	dic-20	Oriental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santo Domingo MVAr	Capacitor	13.8	1.8	may-20	dic-20	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			

A18-OR13 Nuevo Morelos Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Nuevo Morelos Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	abr-18	sep-21	Oriental
Total			20.0				

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-OR54 Línea de Transmisión Trinitaria - Frontera Comalapa en 115 kV

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			

RBO Línea de Transmisión Bonfil - Papagayo en 115 kV

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Bonfil - Papagayo	115	1	24.0	dic-17	dic-21	Oriental
Total			24.0			

RBF Boca del Monte Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Boca del Monte - Huatusco	115	1	20.3	jun-20	dic-22	Oriental
Total			20.3			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Boca del Monte Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	jun-20	dic-22	Oriental
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Boca del Monte MVA	Capacitor	13.8	1.2	jun-20	dic-22	Oriental
Total			1.2			

A18-OC14 Autlán Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Autlán Banco 2 (sustitución)	1	T	30.0	115/23	dic-19	dic-19	Occidental
Total			30.0				

T. Transformador

A18-OC3 San Jorge Banco 3

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Jorge Banco 3	1	T	20.0	69/23	abr-18	mar-19	Occidental
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Jorge MVA	Capacitor	23	1.2	abr-18	mar-19	Occidental
Total			1.2			

A18-OC30 Quinceo Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Quinceo entronque Morelos - Morelia Norte	115	2	0.2	dic-19	dic-19	Occidental
Total			0.2			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Quinceo Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	dic-19	dic-19	Occidental
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Quinceo MVA	Capacitor	13.8	1.2	dic-19	dic-19	Occidental
Total			1.2			

A18-OC31 Lindavista Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lindavista entronque Arboledas - Zamora Potencia	115	2	9.2	abr-19	abr-19	Occidental
Total			9.2			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lindavista Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	abr-19	abr-19	Occidental
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lindavista MVAr	Capacitor	13.8	1.2	abr-19	abr-19	Occidental
Total			1.2			

A18-OC4 Puente Grande II Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Puente Grande II Banco 2	1	T	20.0	69/23	jul-19	jul-19	Occidental
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Puente Grande II MVAr	Capacitor	23	1.2	jul-19	jul-19	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-19	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-19	Occidental
Total			1.8			

A18-OC44 Olivos Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Olivos entronque Las Fresas - Irapuato Industrial	115	2	6.0	dic-19	dic-19	Occidental
Total			6.0			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Olivos Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-19	dic-19	Occidental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Olivos MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-19	dic-19	Occidental
Total			1.8			

A18-OC45 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 Silao Potencia - Guanajuato Sur	115	2	6.0	dic-19	dic-19	Occidental
Total			6.0			

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	dic-19	dic-19	Occidental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Los Fresnos MVA	Capacitor	13.8	1.8	dic-19	dic-19	Occidental
Total			1.8			

A18-OC46 Trejo Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Trejo Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	dic-19	dic-19	Occidental
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Trejo MVA	Capacitor	13.8	1.2	dic-19	dic-19	Occidental
Total			1.2			

A18-OC5 Santa Cruz Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santa Cruz Banco 2 (sustitución)	1	T	40.0	69/23	may-19	may-19	Occidental
Total			40.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santa Cruz MVA	Capacitor	23	2.4	may-19	may-19	Occidental
Total			2.4			

A18-OC53 Cimatarío Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cimatarío Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	ago-19	ago-19	Occidental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Cimatarío MVA	Capacitor	13.8	1.8	ago-19	ago-19	Occidental
Total			1.8			

A18-OC54 Tejada Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tejada Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	dic-19	dic-19	Occidental
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tejada MVA	Capacitor	13.8	1.2	dic-19	dic-19	Occidental
Total			1.2			

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-19	Occidental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Estadio Corregidora MVAr	Capacitor	13.8	1.8	nov-19	nov-19	Occidental
Total			1.8			

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-19	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-19	Occidental
Total			1.2			

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-19	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-19	Occidental
Total			1.2			

A18-OC63 Loreto Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Loreto Banco 2	1	T	12.5	115/13.8	nov-19	nov-19	Occidental
Total			12.5				

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-19	Occidental
Total			0.6			

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-19	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-19	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-19	Occidental
Total			1.2			

A18-OC65 Jesús María Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Jesús María entronque Aguascalientes I - Aguascalientes Norte	115	2	10.0	dic-19	dic-19	Occidental
Total			10.0			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Jesús María Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-19	dic-19	Occidental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Jesús María MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-19	dic-19	Occidental
Total			1.8			

A18-OC7 Volcanes Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Volcanes Banco 1 (sustitución)	1	T	9.4	69/23	ago-19	ago-19	Occidental
Total			9.4				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Volcanes MVAr	Capacitor	23	0.6	ago-19	ago-19	Occidental
Total			0.6			

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-19	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-19	Occidental
Total			0.7			

A18-OC76 Unión de San Antonio Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Unión de San Antonio entronque Potrerillos - San Francisco del Rincón	115	2	34.0	dic-19	dic-19	Occidental
Total			34.0			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Unión de San Antonio Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-19	dic-19	Occidental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Unión de San Antonio MVAr	Capacitor	13.8	1.8	dic-19	dic-19	Occidental
Total			1.8			

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-19	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-19	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-19	Occidental
Total			1.8			

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-19	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-19	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-19	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-19	Occidental
Total			1.8			

A19-OC11 Celaya Dos Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Celaya Dos Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	nov-19	nov-19	Occidental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Celaya Dos MVar	Capacitor	13.8	1.8	nov-19	nov-19	Occidental
Total			1.8			

A18-OC11 Guayabitos Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Guayabitos Banco 2	1	T	30.0	115/23	abr-19	abr-20	Occidental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Guayabitos MVA	Capacitor	23	1.8	abr-19	abr-20	Occidental
Total			1.8			

A18-OC12 Pinar Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Pinar Banco 2	1	T	20.0	69/23	abr-19	jun-20	Occidental
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Pinar MVA	Capacitor	23	1.2	abr-19	jun-20	Occidental
Total			1.2			

A18-OC32 Puerta Grande Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Puerta Grande entronque Zamora - Jacona	115	2	1.0	dic-20	dic-20	Occidental
Total			1.0			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Puerta Grande Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	dic-20	dic-20	Occidental
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Puerta Grande MVA	Capacitor	13.8	1.2	dic-20	dic-20	Occidental
Total			1.2			

A18-OC34 Comala Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Comala entronque Colima II - Cuauhtémoc	115	2	4.6	abr-20	abr-20	Occidental
Total			4.6			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Comala Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	abr-20	abr-20	Occidental
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Comala MVA	Capacitor	13.8	1.2	abr-20	abr-20	Occidental
Total			1.2			

A18-OC36 Terraplana Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Terraplana entronque Tapeixtles - Melaque	115	2	0.2	abr-19	dic-20	Occidental
Total			0.2			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Terraplana Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	abr-19	dic-20	Occidental
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Terraplena MVar	Capacitor	13.8	1.2	abr-19	dic-20	Occidental
Total			1.2			

A18-OC41 Piloncillo Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Piloncillo entronque Irapuato I - Las Fresas	115	2	2.6	dic-19	dic-20	Occidental
Total			2.6			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Piloncillo Banco 1	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
Piloncillo MVar	Capacitor	13.8	1.8	dic-19	dic-20	Occidental
Total			1.8			

A18-OC67 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-20	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-20	Occidental
Total			1.2			

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-20	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-20	Occidental
Total			1.8			

A18-OC73 Laguna Seca Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Laguna Seca Banco 1 (sustitución)	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
Laguna Seca MVar	Capacitor	13.8	1.2	abr-20	abr-20	Occidental
Total			1.2			

A19-OC10 Fresnillo Industrial Banco 1 (sustitución)

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Fresnillo Industrial entronque Fresnillo Norte - Fresnillo Sur	115	1	0.1	jul-20	jul-20	Occidental
Total			0.1			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Fresnillo Industrial Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	jul-20	jul-20	Occidental
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Fresnillo Industrial MVAr	Capacitor	13.8	1.2	jul-20	jul-20	Occidental
Total			1.2			

A18-OC15 Santa María Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santa María entronque Servicios El Cajón - Chapalilla	115	2	2.0	abr-21	abr-21	Occidental
Total			2.0			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santa María Banco 1	1	T	9.4	115/13.8	abr-21	abr-21	Occidental
Total			9.4				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santa María MVAr	Capacitor	13.8	0.6	abr-21	abr-21	Occidental
Total			0.6			

A18-OC16 Lomas Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lomas entronque Guadalajara I - El Sol	69	2	2.0	abr-21	abr-21	Occidental
Total			2.0			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lomas Banco 1	1	T	40.0	69/23	abr-21	abr-21	Occidental
Total			40.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Lomas MVAr	Capacitor	23	2.4	abr-21	abr-21	Occidental
Total			2.4			

A18-OC27 Ciudadela Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ciudadela entronque Zapopan - El Sol	69	2	4.0	abr-21	abr-21	Occidental
Total			4.0			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ciudadela Banco 1	1	T	40.0	69/23	abr-21	abr-21	Occidental
Total			40.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ciudadela MVAr	Capacitor	23	2.4	abr-21	abr-21	Occidental
Total			2.4			

A18-OC35 Tecomán Sur Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tecomán - Tecomán Sur	115	1	6.0	abr-21	abr-21	Occidental
Total			6.0			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tecomán Sur Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	abr-21	abr-21	Occidental
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tecomán Sur MVar	Capacitor	13.8	1.2	abr-21	abr-21	Occidental
Total			1.2			

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-21	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-21	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-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	20.0	115/13.8	nov-21	nov-21	Occidental
Total			20.0				

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			

A18-OC58 Querétaro Maniobras Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Querétaro Maniobras 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
Querétaro Maniobras MVar	Capacitor	13.8	1.8	nov-21	nov-21	Occidental
Total			1.8			

A18-OC59 El Marqués Banco 3

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Marqués Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	abr-21	abr-21	Occidental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Marqués MVA	Capacitor	13.8	1.8	abr-21	abr-21	Occidental
Total			1.8			

A18-OC60 Montenegro Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Montenegro entronque Jurica - Buenavista	115	2	2.4	dic-21	dic-21	Occidental
Total			2.4			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Montenegro Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-21	dic-21	Occidental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Montenegro MVA	Capacitor	13.8	1.8	dic-21	dic-21	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-21	Occidental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Los Hernández MVA	Capacitor	34.5	1.8	abr-21	abr-21	Occidental
Total			1.8			

A19-OC12 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 Santa María - Celaya Industrial	115	2	17.8	sep-21	sep-21	Occidental
Total			17.8			

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	sep-21	sep-21	Occidental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Los Olivos MVA	Capacitor	13.8	1.8	sep-21	sep-21	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-21	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-21	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-21	Occidental
Total			1.8			

A19-OC2 Punta de Mita Banco 1 (Sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Punta de Mita Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	abr-20	abr-21	Occidental
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Punta de Mita MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-20	abr-21	Occidental
Total			1.8			

A19-OC3 Zoquipan Banco 3

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Zoquipan Banco 3	1	T	40.0	69/23	abr-21	abr-21	Occidental
Total			40.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Zoquipan MVar	Capacitor	23	2.4	abr-21	abr-21	Occidental
Total			2.4			

A19-OC4 San Juan Banco 2 (Sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Juan Banco 2 (sustitución)	1	T	40.0	115/13.8	abr-21	abr-21	Occidental
Total			40.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Juan MVar	Capacitor	13.8	2.4	abr-21	abr-21	Occidental
Total			2.4			

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-21	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-21	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-21	Occidental
Total			1.8			

A19-OC8 Vergeles Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Vergeles entronque Peñuelas - Encarnación	115	2	30.0	sep-21	sep-21	Occidental
Total			30.0			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Vergeles Banco 1	1	T	12.5	115/13.8	sep-21	sep-21	Occidental
Total			12.5				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Vergeles MVar	Capacitor	13.8	0.8	sep-21	sep-21	Occidental
Total			0.8			

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-21	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-21	Occidental
Total			1.8			

A18-OC1 San Miguel Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Miguel Banco 2 (sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	abr-19	abr-22	Occidental
Total			20.0				

T. Transformador

A18-OC17 Bugambillas Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Bugambillas Banco 2	1	T	40.0	69/23	nov-22	nov-22	Occidental
Total			40.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Bugambillas MVar	Capacitor	23	2.4	nov-22	nov-22	Occidental
Total			2.4			

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	69	1	1.4	may-22	may-22	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-22	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-22	Occidental
Total			2.4			

A18-OC29 Acaponeta Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Acaponeta Banco 1 (sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	dic-22	dic-22	Occidental
Total			20.0				

T. Transformador

A18-OC91 Abastos Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Abastos Banco 2	1	T	20.0	115/13.8	abr-22	abr-22	Occidental
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Abastos MVAr	Capacitor	13.8	1.2	abr-22	abr-22	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-22	dic-22	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-22	dic-22	Occidental
Total			1.8			

A19-OC16 Apaseo Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Apaseo Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	dic-22	dic-22	Occidental
Total			30.0				

T. Transformador

A19-OC17 Apaseo Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Apaseo Banco 2	1	T	30.0	115/13.8	dic-22	dic-22	Occidental
Total			30.0				

T. Transformador

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-22	nov-22	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-22	nov-22	Occidental
Total			1.8			

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-22	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-22	Occidental
Total			1.8			

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	30.0	115/34.5	sep-22	sep-22	Occidental
Total			30.0				

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-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-22	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-22	Occidental
Total			1.8			

A18-NO1 Roca Fuerte Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Roca Fuerte entronque Subestación Guaymas - Guaymas Cereso	115	2	1.6	may-19	may-19	Noroeste
Total			1.6			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Roca Fuerte Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	may-19	may-19	Noroeste
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Roca Fuerte MVar	Capacitor	13.8	1.8	may-19	may-19	Noroeste
Total			1.8			

A19-NO1 Intercambio de Bancos en Zona Los Mochis

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ahome Banco 1 (sustitución)	1	T	40.0	115/13.8	may-19	may-19	Noroeste
Carrizo Banco 1 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	may-19	may-19	Noroeste
Los Mochis I Banco 3 (sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	may-19	may-19	Noroeste
Total			90.0				

T. Transformador

A19-NO3 Ímuris Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Ímuris Banco 1 (sustitución)	1	T	12.5	115/34.5	may-19	may-19	Noroeste
Total			12.5				

T. Transformador

A19-NO2 Intercambio de Bancos en Zona 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 Zona Hermosillo

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Hermosillo III 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-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-19	Norte
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Vado Santa María MVA	Capacitor	34.5	1.8	may-19	may-19	Norte
Total			1.8			

A18-NT41 Menonita Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Menonita Banco 2 (sustitución)	1	T	20.0	115/34.5	abr-19	abr-19	Norte
Total			20.0				

T. Transformador

A18-NT51 Juárez Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Juárez entronque Reforma - Aeropuerto	115	2	12.0	abr-19	abr-19	Norte
Total			12.0			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Juárez Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-19	abr-19	Norte
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Juárez MVA	Capacitor	13.8	1.8	abr-19	abr-19	Norte
Total			1.8			

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-19	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-19	Norte
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Felipe Pescador MVA	Capacitor	13.8	1.8	abr-19	abr-19	Norte
Total			1.8			

A19-NT3 Guanaceví Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Guanaceví entronque Santa María del Oro - Refinadora de Plata Guanaceví	115	2	0.5	sep-19	sep-19	Norte
Total			0.5			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Guanaceví Banco 1	1	T	9.4	115/34.5	sep-19	sep-19	Norte
Total			9.4				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Guanaceví MVA	Capacitor	34.5	0.6	sep-19	sep-19	Norte
Total			0.6			

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-19	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-19	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-19	Norte
Total			1.8			

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-20	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-20	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-20	Norte
Total			1.2			

A18-NT37 Tinajas Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tinajas entronque La Palma - Valle Esperanza	115	2	1.0	abr-20	abr-20	Norte
Total			1.0			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tinajas Banco 1	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
Tinajas MVAr	Capacitor	34.5	1.8	abr-20	abr-20	Norte
Total			1.8			

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	abr-20	abr-20	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	1.8	abr-20	abr-20	Norte
Total			1.8			

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-20	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-20	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-20	Norte
Total			1.2			

A18-NT8 Parras Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Parras Banco 2	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			

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-20	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-20	Norte
Total			1.8			

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

A18-NT13 El Mimbres Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
El Mimbres - 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 Mimbres 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-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-21	Norte
Total			30.0				

T. Transformador

A18-NT7 Mitla Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mitla entronque Terranova - Patria	115	2	0.5	abr-20	abr-21	Norte
Total			0.5			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mitla Banco 1	1	T	30.0	115/13.8	abr-20	abr-21	Norte
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mitla MVar	Capacitor	13.8	1.8	abr-20	abr-21	Norte
Total			1.8			

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-22	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-22	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-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			

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-22	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-22	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-22	Norte
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-19	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-19	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-19	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-19	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-19	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-19	Noreste
Total			1.8			

A18-NE17 Valles Banco 3 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Valles Banco 3 (sustitución)	1	T	20.0	115/34.5	dic-19	dic-19	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-19	Noreste
Total			1.2			

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-19	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-19	Noreste
Total			1.8			

A18-NE21 Citrofrut Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Citrofrut entronque Manuel - Altamira	115	2	0.2	ene-18	feb-19	Noreste
Total			0.2			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Citrofrut Banco 1	1	T	9.4	115/34.5	ene-18	feb-19	Noreste
Total			9.4				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Citrofrut MVAr	Capacitor	34.5	0.6	ene-18	feb-19	Noreste
Total			0.6			

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-19	Noreste
Total			30.0				

T. Transformador

A18-NE9 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 Jarachina - Pemex	138	2	0.4	nov-19	nov-19	Noreste
Total			0.4			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Cristóbal Banco 1	1	T	30.0	138/13.8	nov-19	nov-19	Noreste
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Cristóbal MVAr	Capacitor	13.8	1.8	nov-19	nov-19	Noreste
Total			1.8			

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-19	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-19	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-19	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 2 (sustitución)	1	T	30.0	115/13.8	nov-19	nov-19	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-19	Noreste
Total			1.8			

A19-NE4 Aztlán Prov. Banco 1 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Aztlán Prov. Banco 1 (sustitución)	1	T	40.0	138/13.8	nov-19	nov-19	Noreste
Total			40.0				

T. Transformador

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	30.0	138/13.8	nov-19	nov-19	Noreste
Total			30.0				

T. Transformador

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-19	Noreste
Total			20.0				

T. Transformador

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	1	T	40.0	138/13.8	nov-19	nov-19	Noreste
Total			40.0				

T. Transformador

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-20	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-20	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	138	1.8	abr-20	abr-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	138/138	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	138	1.8	abr-20	abr-20	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 - Pánuco	115	2	0.4	abr-20	abr-20	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	115/138	abr-20	abr-20	Noreste
Total			12.5				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Tamalín MVar	Capacitor	138	0.6	abr-20	abr-20	Noreste
Total			0.6			

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-20	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	138/138	abr-20	abr-20	Noreste
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Las Lomas MVar	Capacitor	138	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 1 (sustitución)	1	T	40.0	138/138	abr-19	abr-20	Noreste
Total			40.0				

T. Transformador

A19-NE11 Huejutla II Banco 2 (sustitución)

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Huejutla II Banco 2 (sustitución)	1	T	20.0	115/13.8	abr-21	abr-21	Noreste
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Huejutla II MVar	Capacitor	13.8	1.2	abr-21	abr-21	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-21	Noreste
Total			40.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Granjas MVar	Capacitor	13.8	2.4	abr-21	abr-21	Noreste
Total			2.4			

A19-NE10 Santa Elena Banco 1

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santa Elena Banco 1	1	T	30.0	115/34.5	abr-22	abr-22	Noreste
Total			30.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Santa Elena MVar	Capacitor	34.5	1.8	abr-22	abr-22	Noreste
Total			1.8			

A18-PE1 Candelaria II Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Escárcega Potencia - Candelaria II	115	1	60.0	dic-19	dic-19	Peninsular
Total			60.0			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Candelaria II Banco 1	1	T	20.0	115/34.5	dic-19	dic-19	Peninsular
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Candelaria II MVar	Capacitor	34.5	1.2	dic-19	dic-19	Peninsular
Total			1.2			

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-19	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-19	Peninsular
Total			1.2			

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	dic-19	dic-19	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	dic-19	dic-19	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			

A19-PE3 Mérida Country Club Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mérida Country Club entronque Norte - San Ignacio	115	2	0.2	dic-20	dic-20	Peninsular
Total			4.4			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Mérida Country Club 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
Mérida Country MVar	Capacitor	13.8	2.4	dic-20	dic-20	Peninsular
Total			2.4			

A19-PE2 Campeche Playa Banco 1

Líneas de Transmisión	Tensión (kV)	Núm. de Circuitos	Longitud (km-c)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Campeche Playa entronque Champotón - Sabancuy	115	2	4.4	dic-22	dic-22	Peninsular
Total			4.4			

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Campeche Playa Banco 1	1	T	20.0	115/13.8	dic-22	dic-22	Peninsular
Total			20.0				

T. Transformador

Compensación	Equipo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAr)	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
Campeche Playa MVAr	Capacitor	13.8	1.2	dic-22	dic-22	Peninsular
Total			1.2			

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

A19-BC1 San Simón Banco 2

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad (MVA)	Relación de Transformación	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Gerencia de Control Regional
San Simón Banco 2	1	T	30.0	115/34.5	abr-22	abr-22	Baja California
Total			30.0				

T. Transformador

X. Modernización de la RNT y las RGD del MEM

Proyectos de Modernización de la RNT instruidos por la SENER hasta 2018

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.

En el cuadro 10.1 se presenta un resumen de todos los proyectos instruidos en cada año por la SENER, en donde se incluye el avance constructivo reportado por CFE Transmisión.

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, como se muestra en el cuadro 10.1.

Cuadro 10.1. Proyectos de modernización de la RNT instruidos por la SENER

Proyecto	Fecha Necesaria	Reporte de Comisión Federal de Electricidad		Año de instrucción de la SENER a la CFE para su construcción	
		Fecha Factible de Término	Avance constructivo (%)	2017	2018
Sistema de Medición del MEM	ene-19	dic-20	0	X	
Red Eléctrica Inteligente (REI)	ene-19	dic-21	0	X	
Elevación de Buses de 115 kV en la SE Nizuc	ene-19	ago-20	0		X
Modernización de las Líneas de Transmisión Chinameca Potencia-A3260-Temascal II y Minatitlán II-A3360-Temascal II	abr-19	ago-21	0		X
Sustitución de equipos de protección limitados por capacidad de cortocircuito en la GRT Noroeste	abr-19	dic-21	0		X
Construcción de una bahía en la SE Culiacán I	abr-19	abr-21	0		X
Modernización de la subestación Cuadro de Maniobras Cerro del Mercado	abr-18	oct-20	0		X
Proyecto de Inversión de CEV's para CFE Transmisión 2018 - 2021	dic-19	dic-22	0		X

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 siguiente se muestran los proyectos de modernización propuestos por CFE Transmisión.

Cuadro 10.2. Proyectos de modernización propuestos por CFE Transmisión en PAMRNT 2019 – 2033

Nombre del Proyecto	Gerencia Regional de Transmisión CFE	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Criterio Aplicable	Descripción del proyecto
Sustitución de Transformadores de Potencia en la SE Poza Rica	Oriente	dic-18	dic-22	b	Reemplazo de transformadores de Potencia debido a su condición de antigüedad
Modernización de tres cuadros de Maniobras para incorporar interruptores	Norte	abr-19	dic-20	d	Instalación de 5 interruptores en 115 kV en subestaciones operadas con cuchillas
Reemplazo de equipo con baja capacidad de corto circuito (KA) (en zonas Juárez y Torreón)	Norte	ene-19	dic-21	a	Sustitución de equipo eléctrico primario, el cual rebasó su capacidad de corto circuito en las subestaciones Valle de Juárez, Francke, Torreón Sur, Laguna, Laguna Dos y Sacramento
Modernización de Arreglo de Barras en 230 kV de la SE Tecnológico	Baja California	ene-19	abr-21	d	Se propone la modernización del arreglo en 230 kV en la SE Tecnológico para operar a Barra Principal y Barra Auxiliar, para dar mayor confiabilidad al área oriente de la Ciudad de Mexicali.
Modernización de enlaces de transmisión requeridos para incrementar capacidad de líneas de transmisión limitadas por equipo serie	Varias	Varias	Varias	f	Reemplazo de equipo eléctrico para eliminar restricciones de capacidad en líneas transmisión por equipo serie.
Modernización de red eléctrica asociada a Humeros	Oriente	jun-22	jun-22	b	Reemplazo de 16 km de línea de transmisión en 115 kV debido a su antigüedad

Categorías aplicables

- Proyectos motivados por la Violación de Capacidades Interruptivas de Interruptores en AT y/o Equipamiento serie asociado.
- Equipo Obsoleto (por vida útil o refaccionamiento).
- Equipo con Daño.
- Cambio de arreglo de SE o reconfiguración de la topología.
- Cambio de Equipo por imposibilidad tecnológica.
- Escalar especificaciones no acordes a su entorno.

Modernización de enlaces de transmisión requeridos para incrementar capacidad de líneas de transmisión limitadas por equipo serie

Para el análisis técnico del comportamiento de la red eléctrica existente para los próximos años, se contempla la información de capacidad de transmisión de todos los enlaces del Sistema Eléctrico Nacional.

La información de límites térmicos de líneas de transmisión, empleada en la base de datos de simulación, ha sido la proporcionada por el Transportista (Dirección de Transmisión de la CFE). Como resultado del presente análisis se han detectado requerimientos de

modernización de equipo en subestaciones que permitan unificar la capacidad del corredor de transmisión con respecto al límite del conductor instalado en la línea.

En el listado siguiente se describen a detalle los requerimientos de sustitución de equipo en las subestaciones que presentan sobrecargas como son: Transformador de Corriente (TC), Trampa de Onda (TO), Remates (RE), Puentes (PU), Cuchillas (CU) o Bus (BU), dada la importancia de aumentar las capacidades de transmisión para evitar congestiones en la red.

Cuadro 10.3. Modernización requerida para la Gerencia de Control Regional Central

Línea de transmisión	Calibre del conductor (MCM) / Capacidad (MVA)	Límite declarado por el Transportista (MVA)	Carga detectada (% del límite actual)	Equipo(s) que limita(n) su capacidad MVA	Fecha necesaria	Descripción del proyecto
Envío Clave Recepción						
Jilotepec 73680 San Sebastián	477 / 132	40	180	TC	2019	Reemplazo de TC en la SE Jilotepec
Zapata Envases 73K60 Cuautitlán	795 / 266	133	134	TC y RE	2019	Reemplazo TC en ambas subestaciones eléctricas, además de la repotenciación de RE en la SE Cuautitlán
Zapata Envases 73K80 Trimex	795 / 266	177	111	TC	2019	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Victoria 73K20 Trimex	795 / 266	177	143	TC y CU	2019	Reemplazo de TC y CU en ambas subestaciones eléctricas
Becton Dickinson 73K50 Cuautitlán	795 / 266	133	132	TC y RE	2019	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas, además de la repotenciación de RE en la SE Cuautitlán
Victoria 73K10	795 / 266	177	145	CU	2019	Reemplazo de CU en ambas subestaciones eléctricas
Ford Motor Company Ford Motor Company 73K30 Alpura	795 / 266	177	112	TC y CU	2019	Reemplazo de TC y CU en ambas subestaciones eléctricas
Cementera Cruz Azul 93390 Tula	2x1113 / 837	319	111	TC	2019	Reemplazo de TC en la SE Cementera Cruz Azul
Cementera Cruz Azul 93450 Planta de Aguas Residuales Atotonilco	2x1113 / 837	319	103.7	TC	2019	Reemplazo de TC en la SE Cementera Cruz Azul
La Paz 93D70 Ayotla	1113 / 418	319	111	TC	2019	Reemplazo de TC en la SE Ayotla
Atenco 93490 San Bernabé	1113 / 418	319	105	TC	2022	Reemplazo de TC en la SE San Bernabé
Atlacomulco Potencia 73620 Ixtlahuaca II	795 / 180	120	103	TC	2024	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Atlacomulco Potencia 73630 Atlacomulco	795 / 180	120	101	TC	2024	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas

TC. Transformador de Corriente, TO. Trampa de Onda, CU. Cuchillas, BU. Barra de SE, RE. Remate de línea a barra de SE

Cuadro 10.4. Modernización requerida para la Gerencia de Control Regional Oriental

Línea de transmisión	Calibre del conductor (MCM) / Capacidad (MVA)	Límite declarado por el Transportista (MVA)	Carga detectada (% del límite actual)	Equipo(s) que limita(n) su capacidad MVA	Fecha necesaria	Descripción del proyecto
Envío Clave Recepción						
Comalcalco 73050 Jaipa	477 / 131	60	128	TC	2019	Modificar relación del TC en ambas subestaciones eléctricas (equipos con posibilidad de cambio de relación de transformación)
Comalcalco 73880 Comalcalco Oriente	477 / 131	80	116	TC	2019	Reemplazo TC en ambas subestaciones eléctricas
Cárdenas 73620 Cárdenas II	477 / 131	105	109	TC	2019	Reemplazo de TC en la SE Cárdenas. Se encuentra en proceso de repotenciación BU la misma subestación
Tamulté 73480 Tamulté Maniobras	795 / 179	120	127	TC	2019	Reemplazo de TC en la SE Tamulté
Villahermosa Poniente 73160 La Choca	477 / 131	60	104	TC	2019	Reemplazo TC en ambas subestaciones eléctricas
Teziutlán 73080 Jalacingo	795 / 180	80	131	BU	2019	Cambio de BU en SE Teziutlán
Pochutla 73480 Huatulco	477 / 131	40	180	TC	2019	Reemplazo TC en ambas subestaciones eléctricas
Huatulco 73750 Conejos	795 / 180	60	154	TC	2019	Reemplazo TC en ambas subestaciones eléctricas
Conejos 73740 Juchitán II	795 / 180	40	256	TC	2019	Reemplazo TC en ambas subestaciones eléctricas
Ejutla 73180 San Jacinto Tlacotepec	795 / 180	60	111	TC	2019	Reemplazo TC en ambas subestaciones eléctricas
Acatlán 73520 Huajuapán	477 / 131	40	130	TC	2019	Reemplazo de TC en la SE Acatlán
Oaxaca 73340 La Ciénega	477 / 131	20	300	BU	2019	Cambio de BU en la SE Oaxaca
Oaxaca Poniente 73320 Oaxaca	477 / 131	20	133	BU y TC	2019	Cambio de BU en la SE Oaxaca
Huixtla 73V00 Belisario Domínguez	336 / 106	60	103	TC	2019	Reemplazo TC en ambas subestaciones eléctricas
San Cristóbal 73380 San Cristóbal Oriente	477 / 131	40	117	TC	2019	Reemplazo de TC en la SE San Cristóbal
Malpaso 73930 Mezcalapa	477 / 131	40	125	TC	2019	Reemplazo TC en ambas subestaciones eléctricas
La Choca 73720 Tamulté	477 / 131	120	110	BU y TC	2021	Reemplazo TC en ambas subestaciones eléctricas
Zapata 63060 Temixco	795 / 133	44	132	TC	2022	Reemplazo TC en ambas subestaciones eléctricas
Zapata 63080 Tlaltizapán	795 / 133	44	132	TC	2022	Reemplazo TC en ambas subestaciones eléctricas

TC. Transformador de Corriente, TO. Trampa de Onda, CU. Cuchillas, BU. Barra de SE, RE. Remate de línea a barra de SE

Cuadro 10.5. Modernización requerida para la Gerencia de Control Regional Occidental

Línea de transmisión	Calibre del conductor (MCM) / Capacidad (MVA)	Límite declarado por el Transportista (MVA)	Carga detectada (% del límite actual)	Equipo(s) que limita(n) su capacidad MVA	Fecha necesaria	Descripción del proyecto
Envío Clave Recepción						
El Marqués 73700 Conín	795/179	119	129	TC y CS	2019	Reemplazo de TC y llegada del cable subterráneo en la SE El Marqués
Tapeixtles 73C40 Arrayanal	477/133	60	120	TC y BU	2019	Reemplazo de TC y BU en ambas subestaciones
Guadalajara I 63130 El Sol	2 x 477/158	72	120	TC, BU y RE	2019	Reemplazo de RE en SE El Sol, además del reemplazo de TC y BU en ambas subestaciones eléctricas
Penal 63340 Guadalajara Oriente	795/108	51	134	BU y RE	2019	Reemplazo de BU y RE en la SEs Penal
Conín 73680 Cimatario	795/179	84	131	TC	2019	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
San Juan de los Lagos 73450 La Cueva	477/133	60	129	TC	2019	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Colomo 73230 Tapeixtles	477/133	80	129	TC	2019	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
El Salto 63690 Guadalajara II	795/108	72	127	TC	2019	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Parque Industrial 63770 Guadalajara II	2x477/158	65	158	BU y RE	2019	Reemplazo de BU en ambas subestaciones eléctricas, además de reemplazo de RE en la SE Parque Industrial
Azufres Switchco 73590 Azufres Generación	477/133	60	124	TC y BU	2019	Reemplazo de TC en la SE Azufres Switchco, además de reemplazo de BU en ambas subestaciones eléctricas
Morelia Industrial 73090 Abastos	477/133	60	122	TC y BU	2019	Reemplazo de TC y BU en ambas subestaciones eléctricas
San Juan de los Lagos 73400 San Juan de los Lagos II	477/133	60	121	TC	2019	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Ocotlán 73540 Tepatitlán	795/179	60	118	TC, BU y RE	2019	Reemplazo de TC, BU y RE en ambas subestaciones eléctricas
Cóbano 63610 Nueva Italia	4/0/40	18	116	TC	2019	Reemplazo de TC en la SE Cóbano
Tapeixtles Potencia 73C30 Apasco	477/133	60	114	TC y BU	2019	Reemplazo de TC en la SE Apasco, además del reemplazo de BU en ambas subestaciones eléctricas
Silao 73530 Romita	795/179	107	113	TC y BU	2019	Reemplazo de TC y BU en ambas subestaciones eléctricas
Gran Jardín 73940 Lagos Galera	795/179	86	111	TC, BU y RE	2019	Reemplazo de BU y RE en la SE Lagos Galera, además del reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Tapeixtles Potencia 73C20 Armería	900/192	60	110	TC	2019	Reemplazo de TC en la SE Armería
Tepic II 93930 Nuevo Vallarta Potencia	900/386	239	109	TO	2019	Reemplazo de TO en ambas subestaciones eléctricas
Álamos 63350 Miravalle	477/80	65	108	TC, BU y RE	2019	Reemplazo de BU y RE en la SE Miravalle, además del reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Guadalajara I 63170 Miravalle	477/80	65	108	TC, BU y RE	2019	Reemplazo de BU y RE en la SE Miravalle, además del reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Tepic II 93950 Vallarta Potencia	1113/418	239	108	TC y TO	2019	Reemplazo de TC en la SE Vallarta Potencia, además del reemplazo de TO

... Continuación

Cuadro 10.5. Modernización requerida para la Gerencia de Control Regional Occidental

Línea de transmisión	Calibre del conductor (MCM) / Capacidad (MVA)	Límite declarado por el Transportista (MVA)	Carga detectada (% del límite actual)	Equipo(s) que limita(n) su capacidad MVA	Fecha necesaria	Descripción del proyecto
Envío Clave Recepción						
Guadalajara I 63420 El Sol	2x477 / 158	72	107	TC, BU y RE	2019	Reemplazo de RE en SE El Sol, además del reemplazo de TC y BU en ambas subestaciones
Ocotlán 73570 Atotonilco	477 / 133	60	107	TC	2019	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Yurécuaro 73910 Atotonilco	795 / 179	60	106	TC y BU	2019	Reemplazo de TC y BU en ambas subestaciones eléctricas
Ojo Caliente 73510 Zacatecas II	477 / 133	60	105	TC	2019	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
San Luis Potosí 73860 Barracuda	795 / 179	80	105	TC	2019	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Santiago Ixcuintla 73750 Tepic II	795 / 179	60	104	TC, BU y RE	2019	Reemplazo de TC, BU y RE en ambas subestaciones eléctricas
Minatitlán 73270 Arrayanal	477 / 133	60	103	TC y BU	2019	Reemplazo de TC y BU en ambas subestaciones eléctricas
Santiago Ixcuintla 73840 Tepic II	477 / 133	60	102	TC, BU y RE	2019	Reemplazo de TC, BU y RE en ambas subestaciones eléctricas
Campestre 73350 Abastos	477 / 133	60	101	TC y BU	2019	Reemplazo de TC y BU en ambas subestaciones eléctricas
Zapopan 63190 México	477 / 80	65	101	TC, BU y RE	2019	Reemplazo de BU y RE en la SE México, además del reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Zapopan 63620 México	477 / 80	65	101	TC, BU y RE	2019	Reemplazo de BU y RE en la SE México, además del reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Colima II 73100 Bicentenario	336 / 105	80	118	TC	2019	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Tala 63980 C. H. Santa Rosa	477 / 80	36	147	TC, BU y RE	2020	Reemplazo de TC, BU y RE en ambas subestaciones eléctricas
Guadalajara Oriente 63330 Zalatitán	795 / 108	65	136	TC y BU	2020	Reemplazo de TC y BU en la SE Zalatitán
Buenavista 73F30 Santa Fe	795 / 179	119	110	TC	2020	Reemplazo de TC en la SE Buenavista
Zapopan 63560 Andares	795 / 108	72	109	TC	2020	Reemplazo de TC en la SE Zapopan
Fresnillo Norte 73320 Fresnillo	795 / 179	86	109	BU, RE y TC	2020	Reemplazo de BU, RE y TC en ambas subestaciones eléctricas
Fresnillo Norte 73580 Fresnillo	795 / 179	86	109	BU, RE y TC	2020	Reemplazo de BU, RE y TC en ambas subestaciones eléctricas
La Esperanza 73390 Uruapan III	477 / 133	60	108	TC y BU	2020	Reemplazo de TC y BU en ambas subestaciones eléctricas
Acueducto 63930 Tesislán	795 / 108	72	107	TC	2020	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas

... Continuación

Cuadro 10.5. Modernización requerida para la Gerencia de Control Regional Occidental

Línea de transmisión	Calibre del conductor (MCM) / Capacidad (MVA)	Límite declarado por el Transportista (MVA)	Carga detectada (% del límite actual)	Equipo(s) que limita(n) su capacidad MVA	Fecha necesaria	Descripción del proyecto
Envío Clave Recepción						
Aguascalientes Potencia A3J10 Cañada	2x1113/1455	1109	104	TC	2020	Reemplazo de TC en la SE Aguascalientes Potencia
Aguascalientes Potencia A3K90 Cañada	2x1113/1455	1109	104	TC	2020	Reemplazo de TC en la SE Aguascalientes Potencia
Yurécuaro 73920 Vista Hermosa	477/133	60	103	TC y BU	2020	Reemplazo de TC y BU en ambas subestaciones eléctricas
Aguascalientes I 73930 El Taray	477/133	60	103	TC	2020	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Higuerillas 63160 Alamos	477/133	65	102	BU y RE	2020	Reemplazo de BU y RE en ambas subestaciones eléctricas
El Mirador 73710 Uruapan Potencia	477/133	60	101	TC y BU	2020	Reemplazo de TC y BU en ambas subestaciones eléctricas
Fresnillo Sur 73290 Fresnillo Norte	336/105	80	103	TC	2020	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Tuxpan 73030 Zitácuaro	477/133	80	108	TC y RE	2021	Reemplazo de TC en Zitácuaro, además del reemplazo del RE en ambas subestaciones eléctricas
Estancia de Animas 73370 Villa Hidalgo	336/105	60	151	TC y CU	2021	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas, además del reemplazo de la CU en la SE Villa Hidalgo
Loreto 73830 Villa Hidalgo	336/105	60	115	TC	2021	Reemplazo de TC en la SE Villa Hidalgo
Cóbano 63620 Nueva Italia	4/0/40	18	112	TC	2021	Reemplazo TC en la SE Cóbano
Zapopan 63180 El Sol	477/80	65	107	BU, RE y TC	2021	Reemplazo de BU, RE y TC en la SE El Sol
La Soledad 73450 San Luis de la Paz II	477/133	86	107	BU, RE y TC	2021	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas, además del reemplazo de BU y RE en la SE La Soledad
La Venta 63900 Tesistán	795/108	65	107	BU, RE y TC	2021	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas, además del reemplazo de BU y RE en la SE La Venta
León I 93310 Potrerillos	1113/418	239	103	TC	2021	Reemplazo de TC en la SE León I
Zapopan 63140 Mojonera	795/108	72	103	TC	2021	Reemplazo de TC en la SE Zapopan
León III 73810 Lagos de Moreno	477/133	105	103	TC	2021	Reemplazo de TC en la SE León III
Margaritas 73780 Asunción	795/179	107	110	BU y RE	2022	Reemplazo de BU y RE en la SE Margaritas
Zapopan 63110 El Sol	477/79	65	107	BU, RE y TC	2022	Reemplazo de BU, RE y TC en la SE El Sol
Conín 73820 Estadio Corregidora	795/179	119	105	TC	2022	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas

... Continuación

Cuadro 10.5. Modernización requerida para la Gerencia de Control Regional Occidental

Línea de transmisión	Calibre del conductor (MCM) / Capacidad (MVA)	Límite declarado por el Transportista (MVA)	Carga detectada (% del límite actual)	Equipo(s) que limita(n) su capacidad MVA	Fecha necesaria	Descripción del proyecto
Envío Clave Recepción						
Fresno 63210 Guadalajara I	795 / 179	65	117	BU y RE	2023	Reemplazo de BU y RE en la SE Fresno
Celaya II 73410 Celaya Industrial	336 / 105	72	111	BU	2023	Reemplazo de BU en la SE Celaya Industrial
León III 73L40 León Norte	795 / 179	119	103	CU y TC	2023	Reemplazo de CU y TC en ambas subestaciones eléctricas
Zoquipan 63260 Guadalajara Norte	1500-XLPE-CU / 139	100	100	BU y RE	2023	Reemplazo de BU y RE en la SE Zoquipan
Higuerillas 63150 Guadalajara I	477 / 80	65	115	RE	2023	Reemplazo de RE en la SE Higuerillas
Sayula 73230 Centro Logístico Jalisco	477 / 133	60	167	TC	2023	Reemplazo de TC en la SE Sayula
Triara 73760 Querétaro Oriente	795 / 179	86	123	BU, RE y TC	2023	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas, además del reemplazo de BU y RE en la subestación Querétaro Oriente
Cañada 73880 Margaritas	795 / 179	107	123	BU y RE	2023	Reemplazo de BU y RE en la SE Margaritas
Querétaro Norte 73010 Querétaro	795 / 179	119	118	TC	2023	Reemplazo de TC en la SE Querétaro Norte
Aguascalientes Oriente 73130 Asunción	795 / 179	150	112	TC	2023	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Guadalajara Oriente 63490 Oblatos	795 / 108	72	102	TC	2023	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Querétaro Poniente 73090 Querétaro Sur	795 / 179	86	101	BU, RE y TC	2023	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas, además del reemplazo de BU y RE en la SE Querétaro Poniente
La Loma 73110 Satélite	795 / 179	105	109	RE	2024	Reemplazo de RE en ambas subestaciones eléctricas

TC. Transformador de Corriente, TO. Trampa de Onda, CU. Cuchillas, BU. Barra de SE, RE. Remate de línea a barra de SE, CS. Cable Subterráneo

Cuadro 10.6. Modernización requerida para la Gerencia de Control Regional Noroeste

Línea de transmisión	Calibre del conductor (MCM) / Capacidad (MVA)	Límite declarado por el Transportista (MVA)	Carga detectada (% del límite actual)	Equipo(s) que limita(n) su capacidad MVA	Fecha necesaria	Descripción del proyecto
Envío Clave Recepción						
Guamúchil II 93620 Los Mochis II	900 / 386	319	107	TC	2022	Reemplazo de TC en la SE Guamúchil II
Guamúchil II 93640 Los Mochis II	900 / 386	319	107	TC	2022	Reemplazo de TC en la SE Guamúchil II
El Habal 73510 Mazatlán Norte	795 / 180	108	105	RE	2022	Reemplazo del RE en la SE Mazatlán Norte
Louisiana 73180 Mochis Las Villas	795 / 180	120	125	TC	2022	Reemplazo de TC en la SE Mochis Las Villas
Louisiana 73180 Mochis Las Villas	795 / 180	120	125	RE	2022	Reemplazo del RE en la SE Mochis Las Villas
Los Mochis Industrial 73790 Juan José Ríos	795 / 180	120	101	TC	2022	Reemplazo de TC en la SE Juan José Ríos
Ruiz Cortines 73H20 Guasave	108 / 180	108	101	RE	2022	Reemplazo del RE en la SE Guasave

TC. Transformador de Corriente, TO. Trampa de Onda, CU. Cuchillas, BU. Barra de SE, RE. Remate de línea a barra de SE

Cuadro 10.7. Modernización requerida para la Gerencia de Control Regional Norte

Línea de transmisión	Calibre del conductor (MCM) / Capacidad (MVA)	Límite declarado por el Transportista (MVA)	Carga detectada (% del límite actual)	Equipo(s) que limita(n) su capacidad MVA	Fecha necesaria	Descripción del proyecto
Envío Clave Recepción						
División del Norte 73770 Maniobras Santa Rosa	477 / 131	40	138	TC	2019	Reemplazo de TC en la SE Maniobras Santa Rosa
Ascensión 73750 Janos	477 / 131	60	109	TC	2019	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Ascensión 73800 Janos	795 / 180	60	109	TC	2019	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
López Mateos 73320 Maniobras Treinta y Cuatro	477 / 131	60	170	TC	2019	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Ascensión 73760 Ascensión II	477 / 131	60	144	TC	2019	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Casas Grandes 73660 San Buenaventura	477 / 131	60	132	TC	2019	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Casas Grandes 73740 Janos	477 / 131	60	117	TC	2019	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Casas Grandes 73780 Nuevo Casas Grandes	795 / 180	60	185	TC	2019	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Janos 73790 Nuevo Casas Grandes	795 / 180	60	116	TC	2019	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Casas Grandes 73820 Nuevo Casas Grandes	795 / 180	60	130	TC	2019	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
John Deere 73540 Torreón Sur	477 / 131	120	105	TC	2019	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Torreón Sur 73560 Maniobras Mieleras	477 / 131	120	116	TC	2019	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
California 73280 Valle Verde	477 / 131	120	134	TC	2019	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Torreón 73180 Nazas	1113 / 217	80	117	TC	2019	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Gómez Palacio 73140 Phillips	1600 / 262	120	119	TC	2019	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Gómez Palacio 73150 Phillips	795 / 180	120	118	TC	2019	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Cuauhtémoc II 93340 El Encino	1113 / 418	159	138	TO	2019	Reemplazo de TO en la SE Cuauhtémoc
Cuauhtémoc II 93350 Encino	900 / 386	159	129	TO	2019	Reemplazo de TO en la SE Cuauhtémoc
Jerónimo Ortiz Martínez 93600 Fresnillo	900 / 386	319	107	TO	2019	Reemplazo de TC en la SE Jerónimo Ortiz Martínez
Cuauhtémoc 73350 Maniobras Santa Rosa	477 / 131	40	112	TC	2020	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Canatlán II 73450 Durango II	477 / 131	80	132	TC	2021	Reemplazo de TC en la SE Durango II

... Continuación

Cuadro 10.7. Modernización requerida para la Gerencia de Control Regional Norte

Línea de transmisión	Calibre del conductor (MCM) / Capacidad (MVA)	Límite declarado por el Transportista (MVA)	Carga detectada (% del límite actual)	Equipo(s) que limita(n) su capacidad MVA	Fecha necesaria	Descripción del proyecto
Envío Clave Recepción						
Jerónimo Ortiz Martínez 73980 Quince de Octubre	477 / 131	120	114	TC	2022	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Durango II 73430 Clid	336 / 104	80	126	TC	2022	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Torreón Oriente 73320 Valle Verde	477 / 131	120	150	TC	2022	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Ocampo 73100 Fuentes Mares	477 / 131	120	110	TC	2022	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
El Encino 93380 División del Norte	900 / 386	319	109	TO	2022	Reemplazo de TO en la SE División del Norte
Valle de Juárez 73050 Zaragoza	477 / 131	120	103	TC	2023	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Chihuahua Planta 73270 Complejo Industrial	477 / 131	80	138	TC	2023	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Chihuahua Planta 73360 Nombre de Dios	477 / 131	80	126	TC	2023	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Reforma 93150 Norte Cereso	900 / 386	319	104	TO	2023	Reemplazo de TO en la SE Reforma
Reforma 93280 Norte Cereso	900 / 386	319	104	TO	2023	Reemplazo de TO en la SE Reforma
El Encino 93360 División del Norte	900 / 386	319	103	TO	2023	Reemplazo de TO en la SE División del Norte
Parque 73010 Valle de Juárez	477 / 131	80	116	TC	2023	Reemplazo de TC en la SE Parque
Parque 73020 Valle de Juárez	477 / 131	80	116	TC	2023	Reemplazo de TC en la SE Parque
Durango II 73420 Cerro del Mercado	477 / 131	120	110	TC	2023	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Durango II 73940 CM International Wire	477 / 131	120	119	TC	2023	Reemplazo de TC en la SE Durango II

TC. Transformador de Corriente, TO. Trampa de Onda, CU. Cuchillas, BU. Barra de SE, RE. Remate de línea a barra de SE

Cuadro 10.8. Modernización requerida para la Gerencia de Control Regional Noreste

Línea de transmisión	Calibre del conductor (MCM) / Capacidad (MVA)	Límite declarado por el Transportista (MVA)	Carga detectada (% del límite actual)	Equipo(s) que limita(n) su capacidad MVA	Fecha necesaria	Descripción del proyecto
Envío Clave Recepción						
Nicolás 73M80 Maniobras Promax	795/179	120	110	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Villa de García 73F00 Fomerrey	795/179	120	102	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Nogalar 73940 Pemex	795/179	120	105	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Matamoros Potencia 83680 Matamoros	477/130	96	104	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Maniobras Dulces Nombres 73N60 Santa Cruz	ND	120	103	TC	2018	Reemplazo de TC en la SE Santa Cruz
Maniobras Promax 73630 San Jerónimo	795/179	120	112	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Finsa Guadalupe 73N90 Maniobras Dulces Nombres	ND	120	108	TC	2018	Reemplazo de TC en la SE Finsa Guadalupe
Plaza 73710 Valles	795/179	120	116	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Plaza 73400 Valle Oriente	1000/214	120	107	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Monterrey Potencia 73000 Pemex	795/179	120	127	TC	2018	Reemplazo de TC en la SE Monterrey Potencia
Escobedo 73F60 Estrella	1113/217	120	102	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
América 73H60 Escobedo	1113/217	120	102	TC	2018	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Monterrey Potencia 73820 La Fe	795/179	120	106	TC	2018	Reemplazo de TC en la SE Monterrey Potencia
Monterrey Potencia 73660 Pemex	795/179	120	106	TC	2018	Reemplazo de TC en la SE Monterrey Potencia
Monterrey Potencia 73430 Huinalá	795/180	120	101	TC	2019	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
San Nicolás 73890 Topo Chico	795/179	120	102	TC	2021	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Mitras 73D70 San Bernabé	1113/217	120	102	TC	2021	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Cumbres Frontera 83400 Jarachina	1113/261	143	100	TC	2021	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Cuadro de Maniobras Eólica de Coahuila 93050 Andalucía	900/386	319	103	TC	2022	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Nicolás 73890 Celulosa	1113	120	107	TC	2022	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Derramadero 73320 Saltillo	477/133	120	100	TC	2022	Reemplazo de TC en la SE Saltillo

... Continuación

Cuadro 10.8. Modernización requerida para la Gerencia de Control Regional Noreste

Línea de transmisión	Calibre del conductor (MCM) / Capacidad (MVA)	Límite declarado por el Transportista (MVA)	Carga detectada (% del límite actual)	Equipo(s) que limita(n) su capacidad MVA	Fecha necesaria	Descripción del proyecto
Envío Clave Recepción						
Matamoros Potencia 83680 Matamoros	477	120	95	TC	2022	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Villa de García 73E70 Lechugal	795	120	102	TC	2023	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Cumbres Frontera 83390 Villa Florida	1113 / 261	143	102	TC	2023	Reemplazo de TC en la SE Villa Florida
Cedros 73E30 Capellania	1113 / 217	120	109	TC	2023	Reemplazo de TC en la SE Cedros
Ramos Arizpe 73460 Parque Industrial Santa María	1113	120	100	TC	2024	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas
Monterrey Potencia 73950 Pemex	795	120	100	TC	2025	Reemplazo de TC en ambas subestaciones eléctricas

TC. Transformador de Corriente, TO. Trampa de Onda, CU. Cuchillas, BU. Barra de SE, RE. Remate de línea a barra de SE

Cuadro 10.9. Modernización requerida para la Gerencia de Control Regional Baja California

Línea de transmisión	Calibre del conductor (MCM) / Capacidad (MVA)	Límite declarado por el Transportista (MVA)	Carga detectada (% del límite actual)	Equipo(s) que limita(n) su capacidad MVA	Fecha necesaria	Descripción del proyecto
Envío Clave Recepción						
Herradura 63730 Tecate II	795 / 108	72	110	TC	2022	Reemplazo TC en ambas subestaciones eléctricas
Parque Industrial 93470 Chapultepec	1113 / 388	319	120	TC	2023	Reemplazo TC en ambas subestaciones eléctricas

TC. Transformador de Corriente, TO. Trampa de Onda, CU. Cuchillas, BU. Barra de SE, RE. Remate de línea a barra de SE

XI. Impacto económico por el diferimiento de proyectos de la RNT

La entrada en operación de obras de la Red Nacional de Transmisión (RNT) de acuerdo con su fecha programada, puede verse afectada por alguna de las condiciones siguientes: oportunidad de su aprobación e instrucción a la empresa transportista, problemas de índole social y ambiental, así como restricciones financieras de la empresa transportista responsable de la ejecución de proyectos de la RNT, entre otros.

Con base en el Programa Indicativo de Instalación y Retiro de Centrales Generadoras (PIIRCE) y el Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD del MEM, se realizaron simulaciones de la operación futura del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), para evaluar el impacto económico que se ocasionaría, por el diferimiento de algunos proyectos de la RNT que se presentan en este documento.

El impacto económico por el diferimiento de las obras de la RNT, se manifiesta en el costo de operación del SEN como:

- Sobrecostos en la generación de la electricidad, debido al mayor uso de Centrales Eléctricas de baja eficiencia que utilizan combustibles fósiles;
- Sobrecostos por congestiones en la RNT;
- Sobrecostos por energía eléctrica no suministrada;
- Mayores costos asociados a emisiones contaminantes (Externalidades).

Se analizan 3 proyectos propuestos en el PAMRNT 2019-2033:

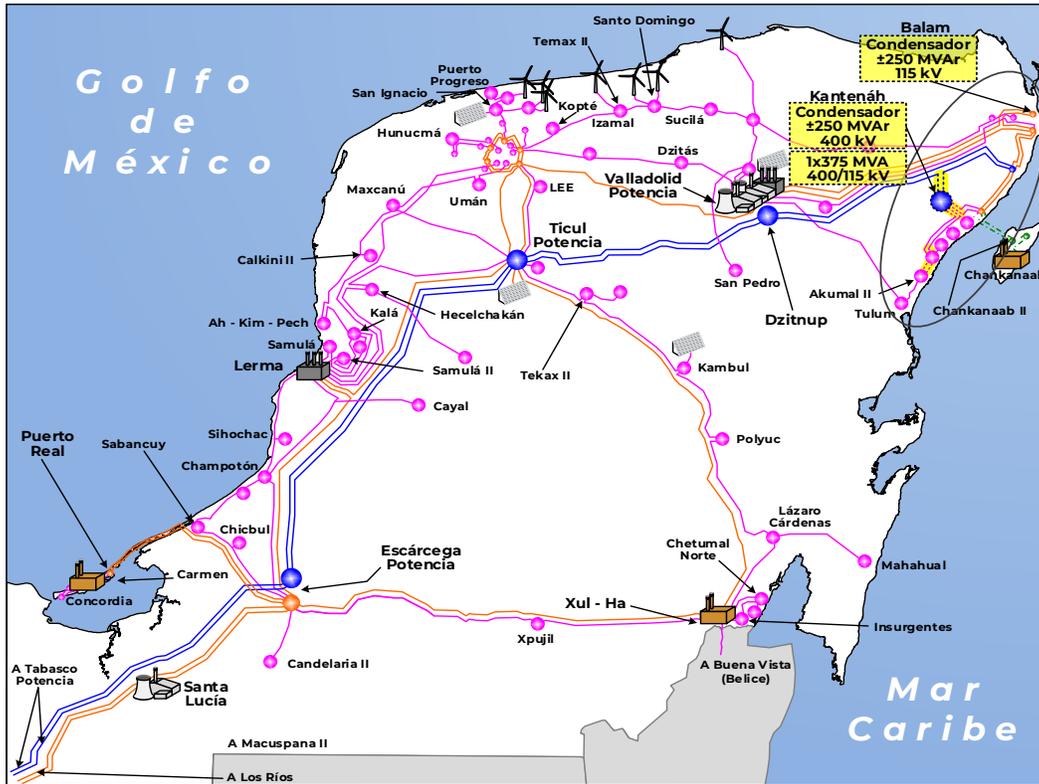
- Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de la zona Cancún-Riviera Maya. Enlace Valladolid – Cancún;
- Interconexión Sureste – Peninsular;
- Red de transmisión en 400 kV de Tamazunchale -Jilotepec- Central;

Impacto económico y de confiabilidad por retraso a inicios de 2025 del proyecto de Aumento de la Capacidad de Transmisión de Valladolid-Cancún

Se analiza el escenario del posible atraso en la entrada en operación de este proyecto entre las regiones: Valladolid, Cancún y Riviera Maya, programado para inicios de 2023; en la Figura 11.1, se muestra el diagrama unifilar-geográfico del proyecto. Si la entrada en operación del proyecto se pospusiera, se tendrían problemas de congestión en la red de transmisión Valladolid-Cancún, lo cual obligaría a despachar en la región, unidades turbogás de baja eficiencia con altos costos de producción de energía; insuficiencia de capacidad de generación local para abastecer la demanda; congestión de la red de transmisión local, que impedirían el aprovechamiento de los recursos de generación de menor costo de producción del resto del Sistema Interconectado Nacional.

En algunos puntos de operación de mayor demanda, aun recurriendo a la generación con unidades turbogás, la capacidad de generación en la zona Cancún-Riviera Maya será insuficiente para atender la totalidad de la demanda.

Figura 11.1. Aumento de la capacidad de transmisión Valladolid – Cancún



Los resultados de la operación del Sistema muestran que, de no llevarse a cabo este proyecto en su fecha programada (inicios de 2023 y diferirse para inicios de 2025, se tendrían sobrecostos por costos de producción y por energía no suministrada de 547.4 y 732.6 millones de USA \$ de 2018, en 2023 y 2024, respectivamente. Véase el cuadro 11.1.

Cuadro 11.1. Impacto económico por el diferimiento del proyecto de aumento de la capacidad de transmisión Valladolid - Cancún

Sobrecostos por Diferimiento en millones de dólares de 2018				
Año	Externalidades	Costos de Producción	ENS	Total
2023	-0.17	239.3	308.3	547.4
2024	-0.37	279.1	453.9	732.6
Total	-0.5	518.4	762.2	1,280.1

Los sobrecostos por el diferimiento que se muestran en el cuadro 11.1, indican

que tan solo el correspondiente al 2023, sería suficiente para pagar los costos de inversión del proyecto.

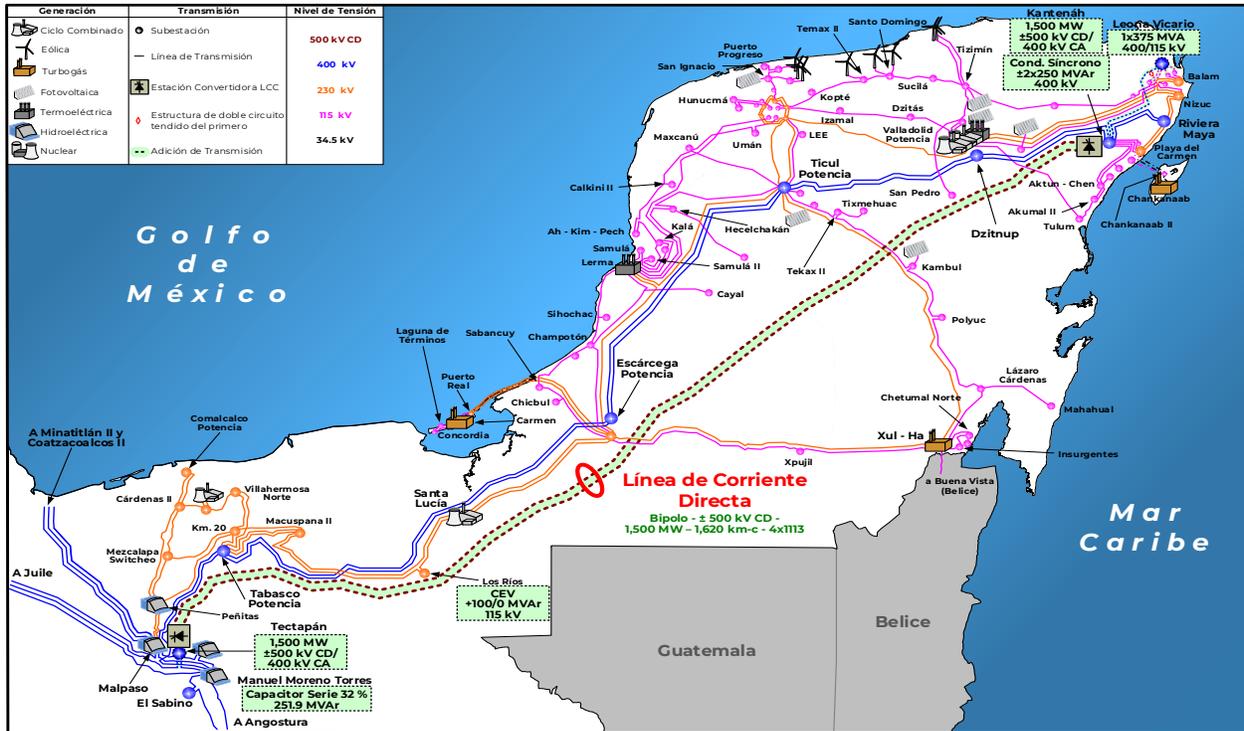
Impacto económico y de confiabilidad por retraso de la interconexión Sureste-Peninsular a inicios de 2028

La entrada en operación de este proyecto se ha programado para inicios de 2025. Este proyecto permitirá interconectar las regiones Grijalva y Cancún; En la Figura 11.2, se muestra el diagrama unifilar-geográfico del proyecto. Ante el diferimiento del proyecto, para los periodos de demanda máxima, se requeriría la operación de unidades de Centrales Eléctricas térmicas convencionales que operan con combustóleo, ciclos combinados a base de diésel y gas natural, además de unidades turbogás y combustión

interna, en el sistema peninsular, que operan con diésel, estas últimas de baja eficiencia y con altos costos de

operación con relación a los recursos de generación de menor costo en el resto del Sistema Interconectado Nacional.

Figura 11.2 Interconexión Sureste – Peninsular en corriente directa



En los puntos de operación de mayores demandas, aun recurriendo a toda la generación del sistema peninsular, esta será insuficiente para atender la totalidad de la demanda de la Península de Yucatán, por lo que se tendrían congestiones en los corredores de transmisión desde la Cuenca del Grijalva hasta Cancún y por consiguiente costos de operación muy altos.

Las restricciones en la capacidad de la red de transmisión no permitirían aprovechar la generación renovable del Sistema Interconectado Nacional, en particular del Sistema Oriental, con el consiguiente aumento en los costos de producción.

Los resultados muestran que, al diferir la entrada en operación de la interconexión Sureste-Peninsular, se

tendrían sobrecostos de 49.3, 65.6 y 93.2 millones de USA \$ de 2018, en 2025, 2026 y 2027, respectivamente. Ver cuadro 11.2.

Cuadro 11.2. Impacto económico por el diferimiento de la interconexión Sureste – Peninsular

Sobrecostos por Diferimiento en millones de dólares de 2018				
Año	Externalidades	Costos de Producción	ENS	Total
2025	0.41	48.85	0.00	49.3
2026	0.22	65.42	0.00	65.6
2027	0.25	90.02	2.97	93.2
Total	0.9	204.3	3.0	208.1

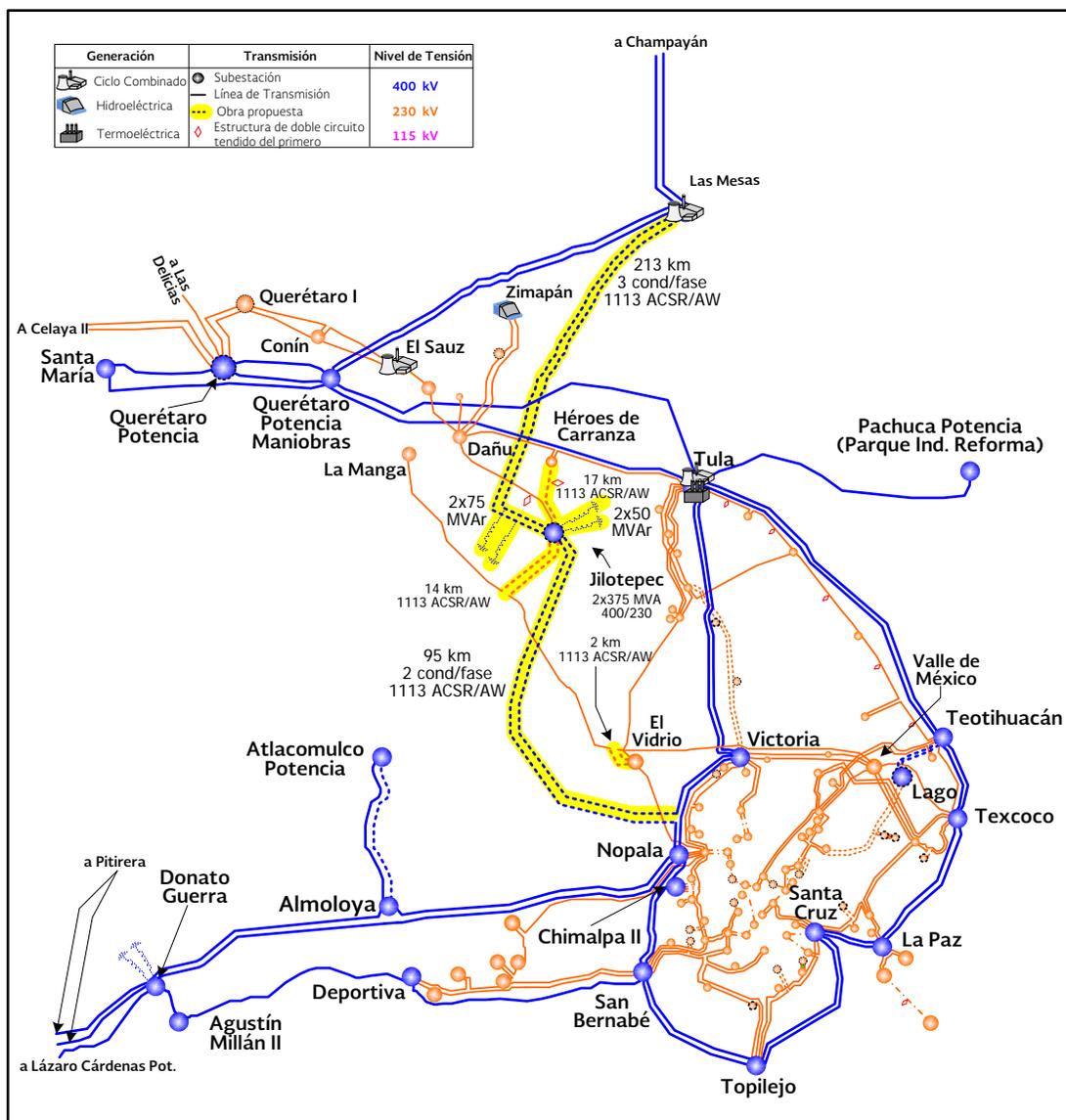
Los sobrecostos en la operación del sistema por el diferimiento del proyecto en 3 años, pagaría cerca del 20% del costo de inversión del proyecto.

Impacto económico y de confiabilidad por retraso a inicios de 2028 de la Red de Transmisión en 400 kV de Tamazunchale-Jilotepec-Central

Ante la posibilidad de atraso en la entrada en operación del proyecto de interconexión entre las regiones Tamazunchale-Central, para los periodos de mayores demandas, se

requeriría la operación de unidades de centrales térmicas convencionales y turbogás ubicadas en el sistema Central. Este tipo de unidades son de baja eficiencia y altos costos de operación, con relación a los recursos de generación de menor costo en el noreste del país. El diagrama unifilar de la figura 11.3, muestra en trazo punteado color amarillo las obras de este proyecto.

Figura 11.3. Red de transmisión en 400 kV de Tamazunchale – Jilotepec – Central



El diferimiento de este proyecto ocasionaría congestión de la red de transmisión de Tamazunchale a Querétaro Potencia Maniobras, situación que imposibilitaría el aprovechamiento de los recursos de generación con menores costos de producción, del Norte Centro y Noreste del país.

Las obras propuestas en este proyecto de transmisión también darán notables beneficios en el margen de estabilidad de voltaje del corredor de transmisión de León-Silao-Irapuato-Salamanca-Celaya-Querétaro-San Juan del Río, ya que se evitará la sobrecarga en la SE Querétaro Potencia Maniobras y reforzará la transmisión hacia Tula, en la región central. Es decir, el flujo de potencia entre el noreste y central se transmitirá sin tener que apoyarse en la capacidad de transformación de la subestación Querétaro Potencia Maniobras.

En caso de no llevarse a cabo este proyecto en su fecha programada, a inicios de 2025, se tendrían sobrecostos en la operación del sistema eléctrico de: 15.3, 21.1 y 47 millones de USA \$ de 2018, en 2025, 2026 y 2027, respectivamente. Ver cuadro 11.3.

Cuadro 11.3. Impacto económico por el diferimiento de la red Tamazunchale – Jilotepec – Central

Sobrecostos por Diferimiento en millones de dólares de 2018				
Año	Externalidades	Costos de Producción	ENS	Total
2025	0.0	15.3	0.0	15.3
2026	0.4	20.7	0.0	21.1
2027	6.7	38.6	1.7	47.0
Total	7.1	74.6	1.7	83.4

Si bien, los sobrecostos por el posible diferimiento de este proyecto son moderados, éste tiene un gran impacto en el beneficio sobre la confiabilidad del suministro de energía eléctrica y estabilidad del Sistema por:

- Permitirá en el futuro suministrar la energía eléctrica a los desarrollos industriales, comerciales, residenciales de las zonas: Noroeste de la Ciudad de México, Tula, Jilotepec, San Juan del Río, Atlacomulco y Toluca.
- Se incrementará el margen de estabilidad de voltaje del Sistema en la red eléctrica de los estados de Guanajuato y Querétaro al evitar que el flujo de la energía eléctrica pase por la red de la región Querétaro para después transmitirse hacia Tula.
- Incrementará el límite de transmisión en la red eléctrica de Champayán-Tamazunchale-Central (Jilotepec) en el orden de 1,300 MW. Con la nueva capacidad de transmisión, el aprovechamiento de recursos de generación económicos y renovables del Norte Centro y Noreste del país, con un impacto benéfico en el costo de suministro de la energía eléctrica.

XII. Seguimiento de proyectos en el “PRODESEN” 2020 – 2034

De los análisis realizados para el PRODESEN 2019 – 2033 se han detectado algunos campos que requieren un seguimiento y actualizaciones correspondientes dependiendo del cumplimiento de las fechas de entrada en operación de nuevas instalaciones, firmeza de entrada en operación de nuevos generadores, evolución del crecimiento en demanda y consumo del SEN, arranque y maduración del Mercado Eléctrico Mayorista:

1. Incremento en la capacidad de transformación en la Zona San Luis Potosí

Para resolver a largo plazo la problemática de saturación de transformación en la zona San Luis y tomando en cuenta las posibles complicaciones para la adquisición de terreno y derechos de paso de la zona.

El proyecto se encuentra en fase de estudio debido a las señales de crecimiento de la zona San Luis y la factibilidad de construcción de otros proyectos en la región para el desarrollo de nueva infraestructura tienen cierto grado de incertidumbre que motivan a realizar un estudio más detallado de la zona

2. La Jovita entronque Presidente Juárez – Lomas

Este proyecto se encuentra en fase de estudio debido a la complejidad para la adquisición de los derechos Inmobiliarios y compra de terrenos, así como la manifestación de impacto ambiental en la región de Ensenada.

Con la entrada en operación del proyecto mejora la Confiabilidad del suministro de la demanda a la región de Ensenada. Asimismo, se tendrá mayor flexibilidad operativa para mantenimiento y ante disturbios de la red eléctrica.

3. Conversión a 400 kV de la red de transmisión entre las GCR Noroeste y Norte

Este proyecto se encuentra en fase de estudio, en los PAMRNT 2017-2031 y 2018-2032 se incorporó con una sección de la Macro Red.

4. Corredor de transmisión a lo largo de la frontera con los Estados Unidos de América.

Para mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, un aprovechamiento compartido de las fuentes de generación renovables, oportunidad para la integración del Mercado Eléctrico de México y el de los Estados Unidos de América, flexibilidad operativa de la red Nacional al expandir los enlaces asíncronos y síncronos de México – Estados Unidos de América, se realizarán los estudios de la red eléctrica en el campo de la confiabilidad y los beneficios socio económicos que se deriven de la factibilidad de construcción y operación de un corredor de transmisión paralelo a la franja fronteriza con los Estados Unidos de América.

5. Enlace asíncrono Back to Back, Ciudad Juárez (México) – El Paso (Texas).

Para mejorar la confiabilidad del suministro de energía en la región fronteriza y específicamente en el

estado de Chihuahua, apoyos en emergencias, ante colapsos e iniciar la apertura del Mercado Eléctrico Mayorista con el Mercado de los Estados Unidos de América, se estudiará, el comportamiento del sistema eléctrico y los beneficios socio económicos que represente la interconexión asíncrona en Ciudad Juárez. En la medida que se construyan más enlaces asíncronos con la red eléctrica de los Estados Unidos de América, se estará transitando hacia una red eléctrica de mayor flexibilidad operativa.

6. Enlace asíncrono Back to Back, México – Guatemala.

Actualmente se opera una interconexión síncrona a través de una línea de 400 kV entre México – Guatemala. Por las características de debilidad topológica de la red de América Central y ajustes en los sistemas de control de los turbogeneradores de esa zona, se han presentado oscilaciones electromecánicas no amortiguadas entre ambas redes eléctricas que implicaron el diseño de un esquema de protecciones para la separación de los sistemas eléctricos ante la presencia de este fenómeno eléctrico. Con la aplicación de un enlace asíncrono se tendría la solución definitiva a esta problemática, se aprovecharía la capacidad de transformación en la subestación Los Brillantes (Guatemala) para las transacciones de energía y se facilitaría la integración del Mercado Eléctrico de México con el de América Central.

7. Enlace síncrono entre la red eléctrica de Mexicali – Imperial Irrigation District (USA).

Se firmó el acuerdo de entendimiento para un primer enlace entre estas dos redes eléctricas que estaría en operación en el primer trimestre de 2019. Por los retrasos en los estudios por Imperial Irrigation District, se hará una reevaluación del proyecto para determinar su viabilidad técnica y financiera para el 2021 con una capacidad tentativa de ± 200 MW.

8. Enlace síncrono entre la red eléctrica de San Luis Río Colorado – Arizona Public Service (USA).

Se firmó el acuerdo de entendimiento para realizar estudios y determinar la viabilidad de una interconexión síncrona en 230 kV entre el Sistema Baja California por San Luis Río Colorado con la empresa Eléctrica Arizona Public Service (APS).

9. Cambio de tensión en la red de suministro de la Ciudad de Tijuana.

En los estudios de planeación elaborados no se han detectado necesidades del cambio de tensión en la red de Tijuana. Se revisará el comportamiento de la red eléctrica de esa ciudad para determinar la factibilidad de hacer el cambio a 115 kV o la programación de los proyectos necesarios para reforzar la red en 69 kV, así como, la modernización de la misma.

10. Aplicaciones de Redes Eléctricas Inteligentes en el Programa de Ampliación y Modernización.

En el PRODESEN 2019 – 2033, se incluyen líneas de tecnología de corriente directa y equipo de tecnologías que se ubican en el campo

de las Redes Eléctricas Inteligentes. Se estudiarán aplicaciones adicionales para mejorar la confiabilidad, el costo y calidad en el suministro de energía eléctrica. La aplicación de fuentes de almacenamiento de energía para el control de la calidad de la frecuencia, control de flujos de potencia, para producción de energía eléctrica durante las horas de la demanda máxima, picos nocturnos y ante situaciones de emergencia. Aplicaciones de generación termosolar para prolongar las horas de generación con fuentes solares, asimismo, tecnologías FACTS para optimizar el uso de la Red Nacional de Transmisión.

11. Se evaluarán nuevamente proyectos de transmisión de alta capacidad para modernizar y fortalecer la Red Nacional de Transmisión.

Dependiendo de las actualizaciones en las políticas públicas del sector energía, se revisarán algunos proyectos de transmisión de alta capacidad para minimizar la congestión de enlaces del Sistema Eléctrico Nacional, incentivar la integración de generación renovable y convencional, modernizar el Sistema Eléctrico de México y fortalecer la estructura de la Red Nacional de Transmisión.

12. Interconexiones internacionales para el MEM.

Considerando que pudiera haber avances en los marcos regulatorios de los Mercados Eléctricos de México y USA, se explorarán factibilidades de enlaces asíncronos de alta capacidad de intercambio de energía para aprovechar las potencialidades de energías renovables y mejorar la flexibilidad operativa del SEN.