



SENER

SECRETARÍA DE ENERGÍA

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL
**SISTEMA ELÉCTRICO
NACIONAL**

2020-2034



Fotografía 1. Hidroeléctrica “El Cajón”, Santa María del Oro, Nayarit. Central Nucleoeléctrica “Laguna Verde”, Alto Lucero, Veracruz. Torres de transmisión, La Venta, Oaxaca. Central Geotérmica “Los Humeros”, Puebla. | Comisión Federal de Electricidad.

ÍNDICE GENERAL

1. PRESENTACIÓN	7
2. MARCO CONSTITUCIONAL	9
3. TRANSICIÓN ENERGÉTICA	17
4. INFRAESTRUCTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	21
4.1 Conformación actual del Sistema Eléctrico por Gerencias de Control Regional	23
4.2 Capacidad de transmisión y transformación en el Sistema Eléctrico Nacional	23
4.3 Principales enlaces internacionales	25
4.4 Capacidad instalada a la red por las Centrales Eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista	25
4.5 Evolución de la Capacidad Instalada a la red de las Centrales Eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista 2017-2020	27
4.6 Principales Centrales Eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista	27
4.7 Evolución de la producción de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Eléctrico Nacional	28
5. DEMANDA Y CONSUMO 2020-2034	31
5.1 Industria Eléctrica	34
5.2 Consumo bruto 2019	34
5.2.1 Consumo final y usuarios 2019	36
5.2.2 Eficiencia Energética	36
5.2.3 Movilidad y transporte eléctrico	37
5.2.4 Generación distribuida	37
5.2.5 Demanda máxima 2019	38
5.2.6 Demanda máxima integrada del SIN 2019	39
5.3 Entorno económico 2019	39
5.4 Pronóstico de demanda y de consumo 2020-2034	40
5.5 Escenario macroeconómico 2020- 2034	41
5.6 Consumo bruto 2020-2034	42
5.6.1 Consumo final 2020-2034	43
5.6.2 Pérdidas de energía eléctrica 2020-2034	43
5.6.3 Movilidad eléctrica	44
5.7 Demanda máxima 2020- 2034	45
5.8 Análisis del Impacto de la Contingencia Sanitaria 2020-2034	46
5.8.1 Sectores económicos, consumo bruto, y demanda máxima 2020	47
5.8.2 Escenario macroeconómico con contingencia sanitaria 2020-2034	51
5.8.3 Consumo bruto con contingencia sanitaria 2020-2034	51
5.8.4 Demanda máxima con contingencia sanitaria 2020-2034	52
5.9 Matriz Energética 2035-2050	54

6. PROGRAMA INDICATIVO PARA LA INSTALACIÓN Y RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS (PIIRCE)	57
6.1 Programa de Centrales Eléctricas de proyectos estratégicos de infraestructura	59
6.2 Generación Distribuida	62
6.3 Programa indicativo de incorporación de centrales eléctricas	64
6.4 Evolución de precios de combustibles	67
6.5 Margen de reserva	68
6.6 Emisiones de CO ₂	69
7. PROGRAMA DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN Y LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (PAMRNT)	71
7.1 Objetivo de los Proyectos de Ampliación y Modernización	73
7.2 Proceso de Ampliación de la RNT y las RGD del MEM	74
7.3 Proceso de Modernización de la RNT y las RGD del MEM	75
7.4 Proyectos instruidos por SENER de 2015 a 2019	76
7.5 Proyectos identificados en el Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD del MEM	78
7.6 Propuesta de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	80
7.7 Proyectos en estudio en la Red Nacional de Transmisión	144
7.8 Obras de interconexión y obras de refuerzo asociadas a las Centrales Eléctricas del Plan de Fortalecimiento de la Industria Eléctrica	149
7.9 Alcance en metas físicas para las Obras de Interconexión y de Refuerzo asociadas al Plan de Fortalecimiento de la Industria Eléctrica	162
8. PROGRAMA DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN NO CORRESPONDIENTES AL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA	163
8.1 Satisfacer la demanda de energía eléctrica en las Redes Generales de Distribución	167
8.1.1 Atender la demanda de usuarios actuales y nuevos usuarios	167
8.1.2 Garantizar el acceso abierto a la Generación Distribuida	168
8.1.3 Electrificación de comunidades rurales y zonas urbanas marginadas	169
8.2 Incrementar la eficiencia en la distribución de la energía eléctrica	169
8.2.1 Reducir las pérdidas técnicas y no técnicas	170
8.3 Incrementar la Calidad, Confiabilidad y seguridad en las Redes Generales de Distribución y en el suministro eléctrico	170
8.3.1 Modernizar y ampliar la infraestructura de las RGD	170
8.4 Cumplir con los requisitos del Mercado Eléctrico Mayorista para las Redes Generales de Distribución	172
8.4.1 Construir la infraestructura para participar en el mercado eléctrico	172
8.5 Transitar hacia una Red Eléctrica Inteligente (REI)	172
8.5.1 Desarrollar e incorporar sistemas y equipos que permitan una transición a una REI	173
ANEXO I.- INFRAESTRUCTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	175
ANEXO II.- MARCO JURÍDICO DEL REPORTE DE AVANCE DE ENERGÍAS LIMPIAS	199
ANEXOIII. - REPORTE ANUAL DE POTENCIAL DE MITIGACIÓN DE GEI DEL SECTOR ELÉCTRICO (RAP)	211

1

Presentación



Fotografía 2. Aisladores. Parque Solar Villahermosa, Tabasco. Hidroeléctrica “El Cajón”, Santa María del Oro, Nayarit. 2019. Central Geotérmica “Los Humeros”, Puebla. Central Nucleoeléctrica “Laguna Verde”, Alto Lucero, Veracruz. | Comisión Federal de Electricidad.

PRESENTACIÓN

El Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) es un programa que detalla la planeación anual, con un horizonte de quince años, alineado a la política energética nacional en materia de electricidad.

En el PRODESEN se define la planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en el cual se incluyen los elementos relevantes del Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE), así como los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión (PAMRNT) y de las Redes Generales de Distribución (PAMRGD).

El Sistema Eléctrico Nacional es un sistema integrado que da servicio a 128 millones de mexicanas y mexicanos que habitan en dos millones de kilómetros cuadrados, uno de los mayores del mundo en una sola red.

La ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y los elementos de la Redes Generales de Distribución (RGD) requieren de una rigurosa planeación, cuya base legal se establece bajo el mandato constitucional y diversas disposiciones legales de nuestro país, a fin de continuar satisfaciendo la demanda de energía eléctrica, reducir los costos del suministro eléctrico, preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Bajo este contexto, este documento presenta aquellas propuestas de proyectos de ampliación de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), cumpliendo con los criterios establecidos en la Ley de la Industria Eléctrica y la Ley de Transición Energética en relación con la RNT y las RGD.

De acuerdo al Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, el cual tiene como propósito estratégico del Gobierno de México, garantizar el suministro básico de electricidad para toda la población, campo e industria, es necesario contemplar también la recuperación de la capacidad de generación de la Comisión Federal de Electricidad, a fin de que se la empresa del estado genere y respalde el SEN.

Así, la Secretaría de Energía determinó proyectos estratégicos de infraestructura en el Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas, para fortalecer la política energética nacional, propiciar el desarrollo y operación eficiente de la industria eléctrica y asegurar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.



Bajo esta premisa y de conformidad con la política energética del Gobierno de México, se propone la reactivación del desarrollo de centrales eléctricas de la Comisión Federal de Electricidad, para lo cual se plantea en el mediano plazo la incorporación de centrales de ciclo combinado, la rehabilitación y modernización de algunas hidroeléctricas en operación, así como el equipamiento de otras en instalaciones hidráulicas existentes.

Con los proyectos que se plantean en el presente documento, la SENER dirige la planeación del Sistema Eléctrico Nacional, garantizando el suministro de energía eléctrica conforme a los requerimientos del desarrollo nacional, coordinando las diferentes fuentes de generación de la CFE y los privados.

Comprender que la electricidad es un servicio público necesario, y que el Gobierno de México debe garantizar el acceso universal para las y los mexicanos, contribuyendo de esta forma al crecimiento económico del país en condiciones de calidad y mejor precio para el consumidor, todo ello bajo los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del sistema eléctrico.

Los retos que enfrenta el país requieren la recuperación de las capacidades en materia de transmisión y distribución de electricidad. Es necesario también hacer un uso óptimo de la infraestructura ya instalada de la Empresa Productiva del Estado, especialmente para abastecer al Suministro Básico.

Además, uno de los propósitos también es cumplir con los compromisos internacionales en relación con el cambio climático y reducción de emisiones, se propone el incremento ordenado de la generación eléctrica con energías limpias y renovables. El futuro nos demanda hoy que se haga un uso racional y sostenible de todos los recursos energéticos y tecnologías disponibles, para el desarrollo nacional e integrar de manera ordenada, sostenible y confiable, las energías limpias y renovables en la matriz energética nacional.



2

Marco constitucional



Fotografía 3. Verificación de potencial en baja tensión. Central Termoeléctrica "Valle de México", Tepexpan, Estado de México. 2019. Torres de transmisión. | Comisión Federal de Electricidad.

El Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN), establece los objetivos, metas, estrategias y prioridades que deberán adoptarse para satisfacer la demanda en el Sistema Eléctrico Nacional, garantizando que su operación se realice en condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad; para lo cual, deberá dar cumplimiento a los objetivos de las diferentes fuentes de generación eléctrica, considerando la inversión necesaria para los proyectos.

Con base en los artículos 25, párrafo quinto, 26, 27, párrafo sexto y 28, cuarto párrafo de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, que establecen los principios de rectoría económica del Estado; planeación del desarrollo nacional; actividades estratégicas y la regulación de actividades económicas no reservadas al Estado.

En materia de energía eléctrica, los artículos 25, párrafo quinto y 27 párrafo sexto de la Carta Magna disponen que la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica corresponden exclusivamente a la Nación.

Además, en el artículo 26 constitucional en su apartado A, se sientan las bases para la organización de un sistema de planeación del desarrollo nacional a través de un Plan Nacional de Desarrollo (PND) al que se sujetarán los programas de la Administración Pública Federal. Asimismo, señala que corresponde al Poder Ejecutivo establecer los procedimientos de participación y consulta popular en el sistema nacional de planeación democrática y los criterios para la formulación, instrumentación, control y evaluación del plan y los programas de desarrollo, así como los órganos responsables del proceso de planeación.

Por su parte, el artículo 28, párrafo cuarto constitucional, prevé que la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, la generación de energía nuclear y el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica son áreas estratégicas, cuyas funciones le corresponden a la

Nación, de manera exclusiva sin que ello constituya monopolios.

Adicionalmente, deben destacarse las siguientes disposiciones que rigen las actividades que se encuentran sujetas a la planeación del Sistema Eléctrico Nacional y que constituyen la materia objeto del PRODESEN:

- La Ley Orgánica de la Administración Pública Federal (LOAPF) en su artículo 9 confiere a las dependencias y entidades de la Administración Pública Centralizada y Paraestatal la facultad de conducir sus actividades en forma programada, con base en las políticas que establezca el Ejecutivo Federal para el logro de los objetivos y prioridades de la planeación nacional del desarrollo. Asimismo, su artículo 33, fracciones I, y V faculta a la Secretaría de Energía para establecer, conducir y coordinar la política energética del país, para lo cual podrá realizar y promover programas, proyectos, estudios e investigaciones sobre las materias de su competencia; así como para llevar a cabo la planeación energética a mediano y largo plazos y fijar las directrices económicas y sociales para el sector energético nacional.
- Ley de Planeación (LP), en su artículo 4, señala que es responsabilidad del Ejecutivo Federal conducir la planeación nacional del desarrollo con la participación democrática de la sociedad. Asimismo, su artículo 16, fracción VIII confiere a las dependencias de la Administración Pública Federal la facultad para coordinar la elaboración y ejecución de los programas especiales y regionales que correspondan conforme a su ámbito de atribuciones.
- La Ley de la Industria Eléctrica (LIE) contiene, entre otras disposiciones, lo siguiente:
 - a) Define en su artículo 3, fracción XXXII al PRODESEN como el documento expedido por la Secretaría de Energía que contiene la planeación del Sistema Eléctrico Nacional y que reúne los elementos relevantes de los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas, así como los

programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución;

- b) Faculta en su artículo 11, fracción III, a la Secretaría de Energía para dirigir el proceso de planeación y elaboración del PRODESEN; como un instrumento de planeación a largo plazo que contemple los requerimientos de infraestructura necesaria para satisfacer el consumo y demanda de energía eléctrica del país, así como las estrategias que permitirán incrementar la confiabilidad y el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, a efecto de satisfacer las necesidades de energía eléctrica para el desarrollo social y económico del país, garantizando el acceso universal a precios asequibles para la población y buscar disminuir la dependencia energética.
- c) Señala en sus artículos 14 y 68 los principios que rigen el PRODESEN, en los que se considera procurar la operación del Sistema Eléctrico Nacional en condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad; incluir los elementos de la Red Eléctrica Inteligente; coordinarse con el Fondo de Servicio Universal Eléctrico; incorporar mecanismos para conocer la opinión de los Participantes del Mercado y de los interesados en desarrollar proyectos de infraestructura eléctrica, y considerar la expansión y modernización de las Redes Generales de Distribución que se requieran para interconectar la Generación Distribuida.
- d) La Ley de Transición Energética (LTE), en su artículo 14, fracción XVI, faculta a la Secretaría de Energía para promover la construcción de las obras de infraestructura eléctrica que faciliten la interconexión de Energías Limpias al Sistema Eléctrico Nacional. Asimismo, señala en su artículo 29, fracciones II y V, que la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios debe establecer un análisis exhaustivo de la

evolución tecnológica en materia de generación eléctrica y reducción de costos, así como otros elementos que puedan aportar un valor añadido al Sistema Eléctrico Nacional; por otra parte, establece que la Estrategia mencionada deberá expresar mediante indicadores, la situación de las Energías Limpias y su penetración en el Sistema Eléctrico Nacional.

- La Ley de Energía Geotérmica (LEG) en su artículo 7, fracción II, establece que la Secretaría de Energía está facultada para elaborar y dar seguimiento a los programas institucionales, de fomento a la industria geotérmica.
- La Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en Materia Nuclear (LRMN) en su artículo 12, señala que las actividades que conforman la industria nuclear, entre las que se encuentra el aprovechamiento de los combustibles nucleares con fines energéticos como lo es la generación de electricidad, se llevarán a cabo en los términos de los programas que apruebe el Ejecutivo Federal por conducto de la Secretaría de Energía.
- La Ley General de Cambio Climático (LGCC) en su artículo 7, fracción XXIII, faculta a la federación para desarrollar programas y proyectos integrales de mitigación y adaptación al cambio climático en materia de energía eléctrica, para lograr el uso eficiente y sustentable de los recursos energéticos fósiles y renovables del país. Asimismo, en su artículo 45 dispone que la Secretaría de Energía establecerá políticas e incentivos para promover la utilización de tecnologías de bajas emisiones de carbono, con el objetivo de impulsar la transición a modelos de generación de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles a tecnologías que generen menores emisiones.
- Por último, el Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica (RLIE) establece en su artículo 5, que para la elaboración del PRODESEN deberán considerarse los pronósticos de la demanda eléctrica y los precios de los insumos primarios de la Industria Eléctrica; la coordinación de los programas para la

instalación y retiro de Centrales Eléctricas con el desarrollo de los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución; la política de Confiabilidad; los programas para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas que prevea la infraestructura necesaria para asegurar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional; la coordinación con el programa de expansión de la red nacional de gasoductos y los mecanismos de promoción de las Energías Limpias, así como el análisis costo beneficio integral de las distintas alternativas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución. Asimismo, en su artículo 9 destaca que en el mes de mayo de cada año la Secretaría de Energía publicará el PRODESEN, una vez autorizados los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución.

Alcance

De acuerdo con el artículo 5 del RLIE, para la elaboración del PRODESEN, se deberá considerar:

- Los aspectos más relevantes del Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE), de los que se desprenda la infraestructura necesaria para asegurar la confiabilidad del SEN, de acuerdo con la Política de Confiabilidad establecida por la SENER, y
- Los aspectos más relevantes de los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución que pertenecen al Mercado Eléctrico Mayorista (PAMRNT) y las Redes Generales de Distribución que no pertenecen al Mercado Eléctrico Mayorista (PAMRGD), tomando en cuenta el análisis costo beneficio integral de las distintas alternativas de ampliación y modernización previstos en dichos programas.

Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas

Se desarrolla anualmente en el que se consideran, los proyectos de Centrales Eléctricas que se incorporarían al Sistema Eléctrico Nacional en los próximos 15 años que minimicen el valor presente neto de los costos totales del mismo, especificando su capacidad, tipo de tecnología y ubicación; de igual forma; así como el retiro indicativo de las unidades de generación o Centrales Eléctricas que los generadores están obligados a notificar, en términos del artículo 18, fracción IV de la LIE.

De acuerdo con lo previsto en el artículo 13 de la LIE, el objetivo de éste Programa es, promover la instalación de los recursos suficientes para satisfacer la demanda del Sistema Eléctrico Nacional y cumplir con los objetivos de Energías Limpias, tomando en consideración las metas previstas en el artículo Tercero Transitorio de la LTE, en el que se instruyó a la SENER fijar como meta una participación mínima en la generación de energía eléctrica del 25% para el ejercicio 2018, del 30% para el 2021 y del 35% para el ejercicio 2024.

El PIIRCE, sirve de base para que el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) esté en posibilidad de integrar los casos base, a partir de los cuales modelará la expansión óptima para la Red Nacional de Transmisión.

Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución.

Se elaboran anualmente, mediante los cuales se deben cubrir los costos de prestación del servicio, los costos de congestión, cuidando una expansión eficiente de la generación, y considerando los criterios de calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad de la red; durante su elaboración, se deben tomar en cuenta los programas previos y las obras e inversiones que se encuentren en ejecución, en términos del artículo 9 del RLIE.

En el desarrollo de dichos programas se incluyen elementos de la Red Eléctrica Inteligente y se busca



una coordinación con los programas promovidos por el Fondo de Servicio Universal Eléctrico, tal y como se encuentra previsto en el artículo 39 de la LTE.

Durante su proceso de elaboración se prevén mecanismos de participación para que los participantes del mercado e interesados en desarrollar proyectos de infraestructura eléctrica puedan emitir su opinión sobre los mismos.

Acuerdos y Tratados Internacionales

Como parte de los compromisos asumidos por el Estado Mexicano, plasmado en Acuerdos y Tratados Internacionales, el PRODESEN tiene sustento en los instrumentos siguientes:

- La Declaración Universal de los Derechos Humanos en su artículo 25, estipula que toda persona tiene derecho a un nivel de vida adecuado que le asegure, así como a su familia, la salud y el bienestar, y en especial la alimentación, el vestido, la vivienda, la asistencia médica y los servicios sociales necesarios; lo que guarda relación con el objetivos del PRODESEN, que es procurar la operación del Sistema Eléctrico Nacional en condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad, de forma tal que la población pueda tener acceso a la energía eléctrica, y que debe entenderse como condición indispensable para tener un nivel de vida adecuado.
- En el mismo sentido, el Pacto Internacional de Derechos Económicos, Sociales y Culturales en su artículo 11, párrafo 1, reconoce el derecho de toda persona a un nivel de vida adecuado para sí y su familia, incluso alimentación, vestido y vivienda adecuados y a una mejora continua de las condiciones de existencia.
- De manera complementaria a lo anterior, la Convención sobre la Eliminación de todas las formas de Discriminación contra la Mujer, en su artículo 14, párrafo segundo, inciso h), mandata a los Estados Parte a, adoptar todas las medidas

apropiadas para eliminar la discriminación contra la mujer en las zonas rurales a fin de asegurar en condiciones de igualdad entre hombres y mujeres, asegurando el derecho a gozar de condiciones de vida adecuadas, particularmente en las esferas de la vivienda, los servicios sanitarios, la electricidad y el abastecimiento de agua, el transporte y las comunicaciones.

Compromisos internacionales adquiridos por México para el cambio de la matriz energética y la reducción de gases de efecto invernadero

La política energética en materia de electricidad establecida en el PRODESEN 2019-2033, adopta las obligaciones y compromisos de los programas y demás instrumentos de mitigación que se han desarrollado a partir de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, el Protocolo de Kioto, el Acuerdo de París y la Agenda 2030 para el desarrollo sostenible que han sido ratificados por nuestro país.

Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC)

La CMNUCC fue firmada por el Gobierno de México el 13 de junio de 1992 y aprobada de manera unánime por la Cámara de Senadores del H. Congreso de la Unión el 3 de diciembre del mismo año.

La Convención entró en vigor en 1994 y ha sido ratificada por 195 países (Partes de la Convención), que han establecido el objetivo último de lograr la estabilización de las concentraciones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en la atmósfera con el fin de impedir interferencias antropogénicas peligrosas en el sistema climático. Además, este nivel debe lograrse en un plazo suficiente para permitir que los ecosistemas se adapten naturalmente al cambio climático, asegurar que la producción de alimentos no se vea amenazada y permitir que el desarrollo económico prosiga de manera sostenible.

Para que la aplicación de la Convención sea efectiva, se elaboran propuestas que son aprobadas por



todas las Partes por consenso en las Conferencias de las Partes (COP), órgano supremo en el que se reúnen las Partes de la Convención para la adopción de decisiones. La COP se reúne una vez al año desde 1995 y tienen el mandato de revisar la implementación de la Convención y negociar nuevos compromisos.

Protocolo de Kioto

El Protocolo es un instrumento jurídicamente vinculante que compromete a los países industrializados a reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI): dióxido de carbono, gas metano y óxido nitroso. Además de tres gases industriales fluorados: hidrofluorocarbonos, perfluorocarbonos y hexafluoruro de azufre.

Asimismo, el Protocolo decretó una serie de mecanismos de mercado para facilitar el cumplimiento de los compromisos de mitigación de los países industrializados y promover el desarrollo sustentable en los países en vías de industrialización. Estos mecanismos son: Comercio de Derecho de Emisiones, Implementación Conjunta y Mecanismos para un Desarrollo Limpio.

Acuerdo de París

Este acuerdo compromete a las naciones, tanto desarrolladas como en vía de desarrollo, a trabajar unidas, de manera ambiciosa, progresiva, equitativa y transparente, para limitar el incremento de la temperatura global por debajo de 1.5°C.

Este instrumento dispone en su artículo 7, párrafo 9, que cada una de las Partes deberá emprender procesos de planificación de la adaptación al cambio climático y adoptar medidas, como la formulación o mejora de los planes, políticas y/o contribuciones pertinentes, podrán incluir la formulación y ejecución de los planes nacionales de adaptación, además la vigilancia y evaluación de dichos planes, así como de los programas y medidas de adaptación.

Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible

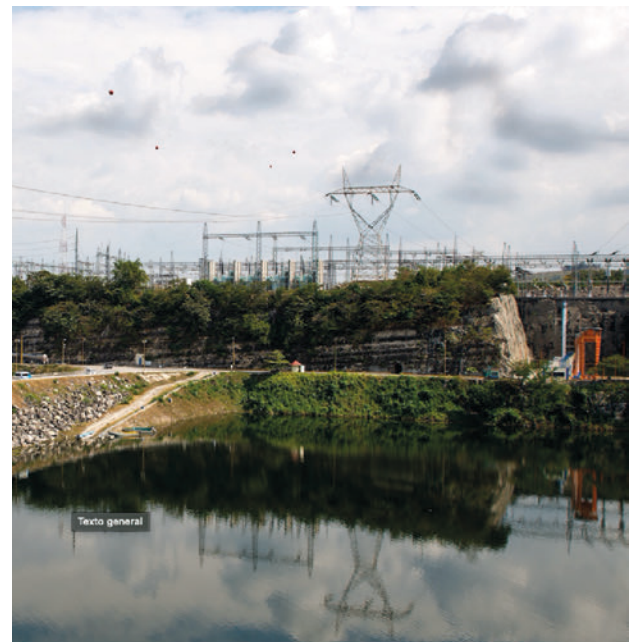
La Agenda plantea 17 objetivos con 169 metas de carácter integrado e indivisible que abarcan las esferas económica, social y ambiental.

Además de poner fin a la pobreza en el mundo, los objetivos incluyen, entre otros: asegurar el acceso al agua y la energía; promover el crecimiento económico sostenido; adoptar medidas urgentes contra el cambio climático; promover la paz; y facilitar el acceso a la justicia.

Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático

El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) es el organismo internacional encargado de evaluar la información científica en materia de cambio climático y de sus potenciales impactos ambientales y socioeconómicos.

Los trabajos del Panel se realizan a través de un proceso de revisión de las contribuciones voluntarias de investigación de miles de científicos de todo el mundo que, de manera periódica, se constituyen en reportes de evaluación que consolidan la información científica más actualizada y se presentan como insumos para quienes toman las decisiones.



Fotografía 4. Central hidroeléctrica "La Angostura", Venustiano Carranza, Chiapas | Comisión Federal de Electricidad.



Fotografía 5. Torre de transmisión | Comisión Federal de Electricidad.

3

Transición Energética



Fotografía 6. Central Nucleoeléctrica "Laguna Verde", Alto Lucero, Veracruz. Central Hidroeléctrica "Aguamilpa Solidaridad". Río Grande De Santiago, Nayarit. Central Geotérmica "Los Humeros", Puebla. | Comisión Federal de Electricidad.

La importancia de contar con definiciones claras

Una transición energética es el cambio ordenado y programado de la generación de electricidad para migrar de fuentes convencionales hacia Energías Limpias con sustentabilidad. Y se busca que este modelo sea ambientalmente más sustentable, con disminución en carbono y socialmente más incluyente. Es decir, la transición es el impulso hacia nuevas fuentes de generación, donde se realizarán los procesos necesarios para incrementar el uso actual de Energías Limpias y renovables como insumo en los diferentes sectores productivos, sobre todo los relacionados con la generación eléctrica y el desarrollo socioeconómico del país que coadyuven a realizarla de manera eficaz, eficiente, justa, innovadora y sustentable.

No debe incluir solo la mayor utilización de Energías Limpias, aunque esto es fundamental, sino también, cambios culturales y educativos profundos en el uso de la energía en la sociedad.

En México, las Energías Limpias son aquellas fuentes y procesos de generación de electricidad cuyas emisiones o residuos, cuando los haya, no rebasen los umbrales establecidos en las disposiciones reglamentarias que para tal efecto se expidan. Entre las Energías Limpias se consideran las siguientes: el agua (proveniente de centrales hidroeléctricas); la energía nucleoelectrica; el viento; la radiación solar (en todas sus formas); la energía oceánica (en sus distintas formas); el calor de los yacimientos geotérmicos; los bioenergéticas que determine la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos; la energía generada por el aprovechamiento del poder calorífico del metano y otros gases asociados en los sitios de disposición de residuos, granjas pecuarias y en las plantas de tratamiento de aguas residuales; la energía generada por el aprovechamiento del hidrógeno mediante su combustión o su uso en celdas de combustible; la energía generada con los productos del procesamiento de esquilmos agrícolas o residuos urbanos sólidos cuando dichos procesos no generen dioxinas; la energía generada por centrales de cogeneración eficiente; la generada por ingenios azucareros que cumplan criterios de

eficiencia; la que se genera por centrales térmicas con procesos de captura y almacenamiento geológico o biosecuestro de bióxido de carbono; tecnologías consideradas de bajas emisiones de carbono conforme a estándares internacionales; y otras tecnologías que determinen la Secretaría de Energía y la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

En adición a lo anterior, en la definición de Energías Limpias se observan dos elementos relevantes: que la energía eléctrica mediante ciclos combinados no podrá considerarse como cogeneración eficiente y que la eficiencia mínima para que cualquier otra tecnología se considere de bajas emisiones de carbono conforme a estándares internacionales, o bien, para que la secretarías de Energía y la de Medio Ambiente y Recursos Naturales determinen que sean Energías Limpias, se basará en una tasa de emisiones no mayor a 100kg/MWh.

Debido a la posición geográfica de México, y a las condiciones hidrológicas, meteorológicas y topográficas del territorio, el país cuenta con gran potencial para generar Energías Renovables; estas deberán promocionarse para su uso y desarrollo en forma ordenada con el sistema eléctrico nacional, ya que debido a su intermitencia deberán estar programadas para no afectar la Confiabilidad del sistema y asegurar el respaldo respectivo mediante la generación convencional.

En México, se tiene calculado un potencial de 5.5 kWh/m² para la energía solar, lo que hace factible su generación directa en los hogares, y de energía eólica que ha dado lugar a la instalación de grandes parques principalmente en la zona del Istmo de Tehuantepec y el estado de Tamaulipas; así como el desarrollo de la producción de litio para el almacenamiento de energía eléctrica.

En energía geotérmica, México es actualmente el 4º país en el mundo con mayor potencial y los estudios más recientes estiman un potencial de alta entalpía de cerca de 10,000 MW probables y posibles.

La biomasa es otra fuente energética, que, aunque es difícil de calcular su potencia, debido a la gran



variedad de fuentes que permitirían su explotación, como es el caso de residuos se estima un potencial de generación de 3,642 MW. Este factor debe reservarse para que en el sector agropecuario se priorice el alimento como consumo humano antes de su desarrollo industrial energético.

La energía hidroeléctrica debe aumentar su participación con una adecuada administración de las presas, repotenciando las turbinas existentes e incrementando el número de plantas.

En el Reporte Anual de Energías Limpias (RAEL) puede consultarse la contribución de cada energía limpia en la generación eléctrica.

La Política Pública en la Transición Energética

La SENER regula el aprovechamiento sustentable de la energía, así como las obligaciones en materia de Energías Limpias, la seguridad y diversificación energéticas, el ahorro de energía, asimismo establece los requerimientos obligatorios en materia de Energías Limpias para la generación eléctrica, promoviendo una transición energética gradual y ordenada en México y colabora para dar cumplimiento a los compromisos internacionales.

En nuestro país se estableció una meta del 35% de participación mínima de Energías Limpias en la generación de energía eléctrica para el 2024, con metas intermedias para el 2018 de 25%, y para el 2021 de 30%, dichas metas son la base de la planeación energética. La generación hidroeléctrica a gran escala y la generación nuclear, hacen posible una mayor producción con Energías Limpias.

Dentro de las actividades que conforman la industria nuclear se encuentra el aprovechamiento de los combustibles nucleares con fines energéticos como lo es la generación de electricidad.

La Secretaría de Energía establece las políticas para promover la utilización de tecnologías de bajas emisiones de carbono, con el objetivo de impulsar la transición ordenada.

Compromisos Internacionales

Para avanzar en la transición energética, la Comisión Nacional de Uso Eficiente de la Energía y el Fideicomiso para Ahorro de Energía Eléctrica están desarrollando planes y programas en todos los sectores sociales y productivos, para que el beneficio económico y ambiental se refleje directamente en los usuarios y no solo en un sector comercial, que en base a las condiciones del mercado se benefician en la rentabilidad del medio ambiente y no se refleja ningún beneficio económico en el usuario final.

La generación distribuida en áreas rurales; casa habitación; micro y pequeñas empresas o comercios es una excelente opción para caminar rumbo a la transición energética con sentido social.

Conclusiones

Mediante un nuevo modelo energético, la SENER conduce y coordina la transición energética en el país de forma gradual y sistemática para llegar al 35% de generación con Energías Limpias en el año 2024.

Si bien México cuenta con un gran potencial para la instalación de capacidad basada en Energías Renovables, es importante procurar un balance entre la generación eléctrica, su conducción y otras operaciones que permita la Confiabilidad, seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional, considerando las características intrínsecas de cada energía primaria.

La SENER conforme a la nueva política pública está comprometida con una transición energética con inclusión social que proteja el medio ambiente y cumpla con los compromisos de mitigación del cambio climático.



4

Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional



Fotografía 7. Torre de transmisión. Generador eólico. Subestación de Distribución, Saltillo, Coahuila.
| Comisión Federal de Electricidad.

4.1 Conformación actual del Sistema Eléctrico por Gerencias de Control Regional

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

Figura 4.1 Regiones del Sistema Eléctrico Nacional



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

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

El sistema de Baja California, opera interconectado a la red eléctrica de la región Oeste de EUA -Western

Electricity Coordinating Council (WECC, por sus siglas en inglés) por medio de dos líneas de transmisión conectadas a un nivel de tensión de 230 kV en corriente alterna.

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

4.2 Capacidad de transmisión y transformación en el Sistema Eléctrico Nacional

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

La expansión de la red se ha llevado a cabo, considerando la magnitud y dispersión geográfica de la demanda, así como la ubicación de las Centrales Eléctricas. En el futuro, la construcción de las redes de transmisión se llevará a cabo para continuar atendiendo el suministro de energía eléctrica en el país y promover el aprovechamiento de los recursos energéticos del país, así como para garantizar los flujos de energía requeridos por el MEM, considerando la Confiabilidad del SEN.

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

- **Red Nacional de Transmisión (RNT):** Sistema integrado por las redes eléctricas que se utilizan para transportar energía a las Redes Generales de Distribución y a los usuarios que por las características de sus instalaciones lo requieran, así como las interconexiones a los sistemas eléctricos extranjeros que determine la Secretaría de Energía. Incluye las tensiones iguales o mayores a 69 kV.
- **Redes Generales de Distribución (RGD):** Redes eléctricas que se utilizan para distribuir energía eléctrica al público en general; están integradas por las redes en media tensión, cuyo suministro eléctrico ocurre a niveles mayores a 1 kV y menores o iguales a 35 kV, así como las redes en



baja tensión en las cuales el suministro eléctrico es igual o menor a 1 kV.

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

Al 31 de diciembre de 2019, en la RNT se tenían 108,908 km de líneas, 0.8% más que en 2018; el mayor crecimiento se dio en líneas de transmisión en 400 kV (1.8%), seguido por las líneas de transmisión en 230 kV (1.1%), como se muestra en el cuadro 4.1. Al 31 de agosto de 2020, se registró un crecimiento de 94.5 km de líneas de transmisión con respecto al 2019 (60.6 km en 230 kV, 32.7 km en 115 kV y 1.2 km en 400 kV). El cuadro 4.1 muestra, los km de líneas de transmisión de 2018 a agosto de 2020.

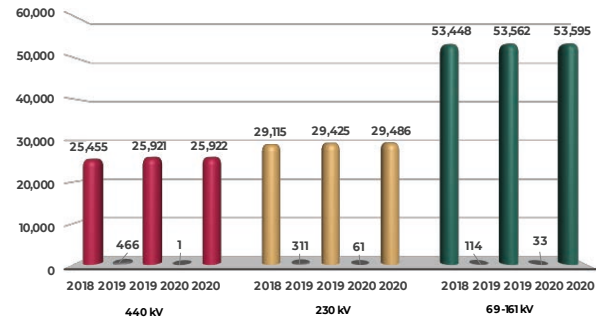
Cuadro 4.1 Infraestructura de líneas de transmisión por nivel de tensión

Nivel de tensión	Longitud (km) 2018	Longitud (km) 2019	TCA 2018-2019 (%)	Longitud (km) agosto 2020	TCA 2019 - 2020 (%)
Transmisión 161 a 400 kV	55,088	55,865	1.4%	55,927	0.1%
400 kV	25,455	25,921	1.8%	25,922	0.0%
230 kV	29,115	29,425	1.1%	29,486	0.2%
161 kV	519	519	0.0%	519	0.0%
Transmisión 69 a 138 kV	52,929	53,043	0.2%	53,076	0.1%
138 kV	1,779	1,779	0.0%	1,779	0.0%
115 kV	48,013	48,127	0.2%	48,159	0.1%
85 kV	795	795	0.0%	795	0.0%
69 kV	2,343	2,343	0.0%	2,343	0.0%
Total	108,018	108,908	0.8%	109,002	0.1%

FUENTE: SENER con información de CFE y CENACE

En la figura 4.2, muestra las adiciones de km de líneas de transmisión por nivel de tensión de 2018 a agosto de 2020.

Figura 4.2. Adiciones en infraestructura de transmisión de la RNT en 2019-2020 (km) 1/



FUENTE: SENER con información de CFE y CENACE

En Subestaciones Eléctricas de la RNT y RGD del MEM, hubo un crecimiento de 3,582 MVA en bancos de transformación del año 2018 al mes de agosto del 2020, de los cuales 1,564 MVA corresponden a transformación de la RNT y 2,018 MVA corresponde a transformación de la RGD del MEM.

En el cuadro 4.2 muestra un resumen de las adiciones por año y en el cuadro 4.3 la infraestructura de la RGD no del MEM al cierre de 2019. 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 tiene tres sistemas eléctricos aislados eléctricamente del SIN.

Cuadro 4.2 Adiciones en infraestructura de subestaciones eléctricas de la RNT y RGD.

Nivel de tensión	Capacidad de transformación (MVA) 2018	Capacidad de transformación (MVA) 2019	TCA 2018-2019 (%)	Capacidad de transformación (MVA) agosto 2020	TCA 2019-2020 (%)
RNT	113,143	114,707	1.4%	114,707	0.0%
RGD del MEM	72,662	74,007	1.9%	74,680	0.9%
Total	185,805	188,714	1.6%	189,387	0.4%

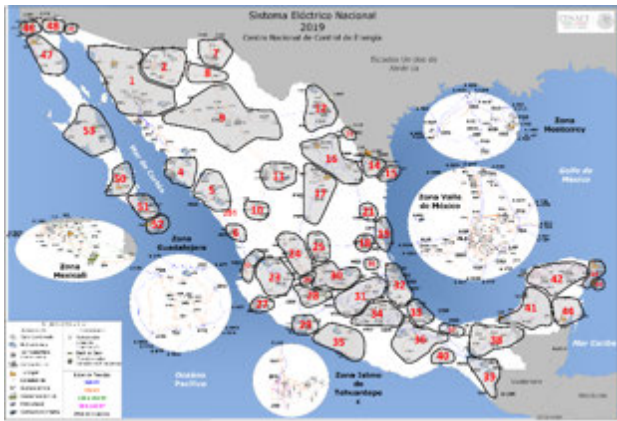
FUENTE: SENER con información de CFE y CENACE

Cuadro 4.3 Infraestructura de la RGD no del MEM.

Infraestructura de Distribución	2019
Cantidad de Circuitos Media Tensión	11,645
Longitud de líneas de media tensión en distribución (km) 2.4 a 34 kV	520,385.53
Longitud de líneas de baja tensión en distribución (km) menor a 2.4 kV	331,539.20
Capacidad instalada en redes de distribución (MVA)	56,039.52
Transformadores en Redes de distribución de media a baja tensión	1,513,132

FUENTE: SENER con información de CFE

Figura 4.3 Sistema Eléctrico Nacional – Red Troncal de Transmisión 2019



4.3 Principales enlaces internacionales

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

Durante 2017, se inició oficialmente la operación comercial de una Central Eléctrica de generación instalada en Texas, EUA, con una capacidad de 540 MW y operando radialmente al SIN. Aunque en un principio, operó con permiso como importador, actualmente entrega el total de su energía al MEM con permiso como Generador al amparo de la LIE. La aportación de esta Central Eléctrica en 2019 fue de 3,460.41 GWh, y de enero-septiembre de 2020 fue de 2,637.61 GWh.

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

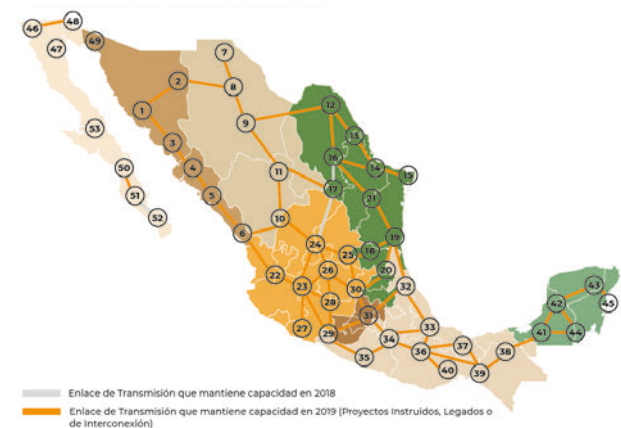
Figura 4.4. Sistema Eléctrico Nacional Capacidad de las Interconexiones Internacionales 2019



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

En la figura 4.5 se presentan los elementos de los enlaces entre regiones en 2019, para más información ver Anexo 4.1.

Figura 4.5. Enlaces entre regiones al 31 de diciembre de 2019



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

A continuación, se presenta la capacidad instalada a la red de las Centrales Eléctricas pertenecientes a la CFE, Productores Independientes de Energía Eléctrica (PIE), Autoabastecimiento (AU), Cogeneración (COG), Pequeña Producción (PP), Importación (IMP), Exportación (EXP) y Usos Propios Continuos (UPC) del SEN a octubre de 2020, cuya infraestructura fue construida al amparo de la anterior LSPEE. Así como, la capacidad instalada bajo el amparo de la LIE, relacionada con los Participantes del Mercado y Centrales Eléctricas con permiso como Generación.

Al cierre del 2019 la capacidad entregada en operación comercial a la red de Centrales Eléctricas de la CFE, los PIE y del resto de los permisionarios fue de 78,447 MW, mientras que a octubre de 2020 se incrementó hasta 86,034 MW considerando las unidades de Central Eléctrica en periodo de pruebas, lo cual refleja un incremento de 9.67% con respecto al 2019. Este incremento se debe principalmente a adiciones y en periodo de pruebas; como Centrales Eléctricas de ciclo combinado (3,344 MW), eólicas (927 MW) y fotovoltaicas (2,149 MW).

En el cuadro 4.4 se presenta la capacidad instalada en el SEN por los principales tipos de tecnologías para el 2019 y a octubre de 2020. En la figura 4.6 presenta las adiciones de capacidad instalada y en pruebas de enero a octubre de 2020.

Cuadro 4.4. Capacidad instalada de la CFE y del resto de los permisionarios (MW)

Tecnología	2019	2020 ^{1/}
Hidroeléctrica	12,612	12,612
Geotermoelectrica	899	951
Eoloelectrica ^{5/}	6,050	6,977
Fotovoltaica ^{5/}	3,646	5,795
Bioenergía ^{2/}	375	408
Suma limpia renovable	23,582	26,743
Nucleoelectrica	1,608	1,608
Cogeneración Eficiente	1,710	1,906
Frenos Regenerativos		

Suma limpia no renovable	3,318	3,514
Total energía limpia	26,900	30,257
%	34.29	38.57
Ciclo combinado ^{5/}	30,402	33,746
Térmica convencional ^{3/}	11,831	11,831
Turbogás ^{4/}	2,960	3,793
Combustión interna	891	943
Carboeléctrica	5,463	5,463
Total	78,447	86,034

1/ Capacidad instalada de la CFE y del resto de los permisionarios del 01 de enero de 2014 a octubre de 2020, incluye centrales en pruebas

2/ incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos

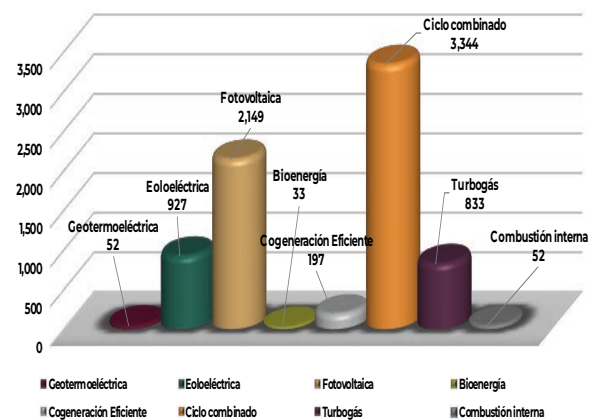
3/ incluye Lecho Fluidizado

4/ incluye plantas móviles

5/ incluye centrales en operación y en pruebas

FUENTE: SENER con información CENACE

Figura 4.6. Adiciones de capacidad instalada, enero - octubre de 2020 (MW)



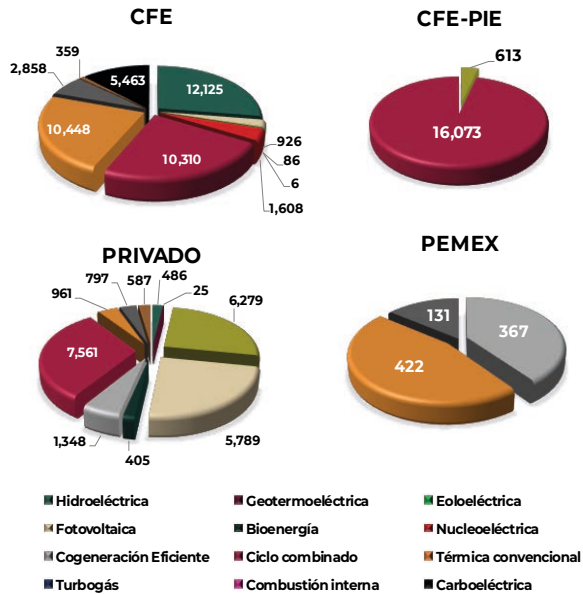
FUENTE: SENER con información de CENACE

En el año 2019, la capacidad instalada de las centrales de Energía Limpia tales como, hidroeléctricas, geotermoelectricas, eoloelectricas, fotovoltaicas y de bioenergía, fue de 23,582 MW, y a octubre de 2020 se tiene 26,743 MW; un incremento del 13.40% con respecto al 2019. Siendo las centrales eólicas y fotovoltaicas las principales fuentes de tal incremento.

En la figura 4.7, presenta la capacidad instalada por modalidad a octubre de 2020. Para más detalle, ver Anexo 4.2.

A octubre de 2020, la CFE tiene 44,189 MW y 16,686 MW para los PIEs; mientras que el sector Privado tiene una capacidad instalada de 24,238 y PEMEX 921 MW.

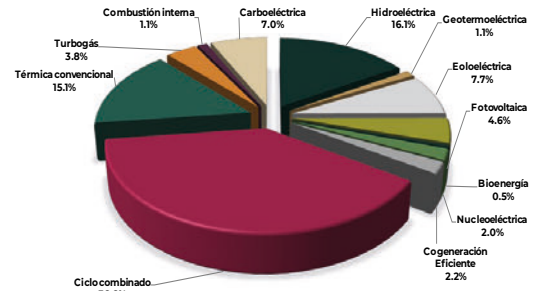
Figura 4.7. Capacidad instalada de la CFE y del resto de los permisionarios (MW)



FUENTE: SENER con información de CENACE

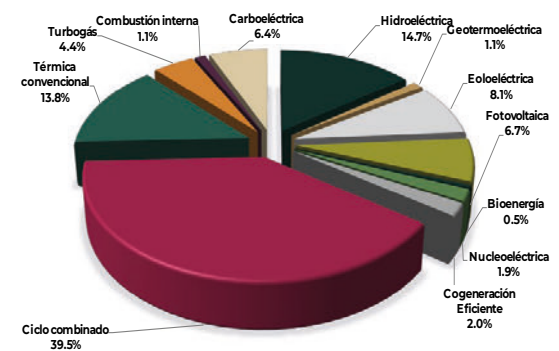
Las figuras 4.8 y 4.9, muestran el porcentaje de la capacidad instalada por tipo de tecnología al 31 de diciembre de 2019 y a octubre de 2020, respectivamente.

Figura 4.8. Capacidad instalada por tipo de tecnología al 31 de diciembre de 2019



FUENTE: SENER con información de CENACE

Figura 4.9. Capacidad instalada por tipo de tecnología a octubre de 2020 (incluye unidades en prueba)



FUENTE: SENER con información de CENACE



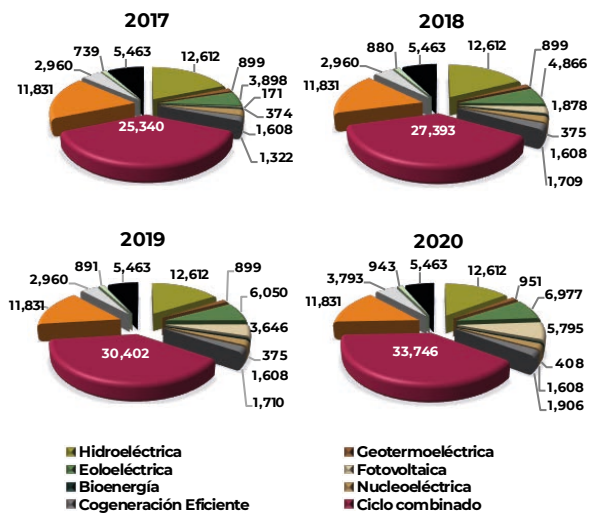
Fotografía 8. Restablecimiento de líneas de transmisión | Comisión Federal de Electricidad

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

En la figura 4.10, se presenta la evolución de la capacidad instalada por tipo de tecnología para el periodo 2017 – 2020 (enero-octubre) de las Centrales Eléctricas de la CFE y del resto de los permisionarios que participan en el MEM; no se considera la capacidad instalada de las Centrales Eléctricas de Frenos Regenerativos, la Generación Distribuida y Fideicomiso de Riesgo Compartido.

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

Figura 4.10. Evolución de la Capacidad instalada (MW) de la CFE y del resto de los permisionarios 2017 – octubre de 2020



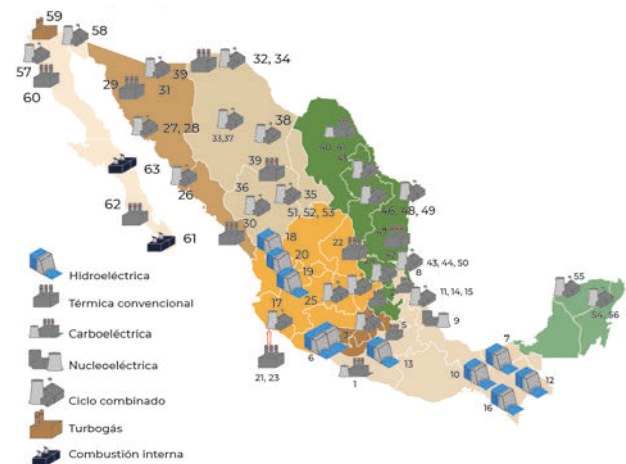
FUENTE: SENER con información de CENACE

4.6 Principales Centrales Eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista

La figura 4.11 muestra la ubicación de las Centrales Eléctricas de la CFE y los Productores

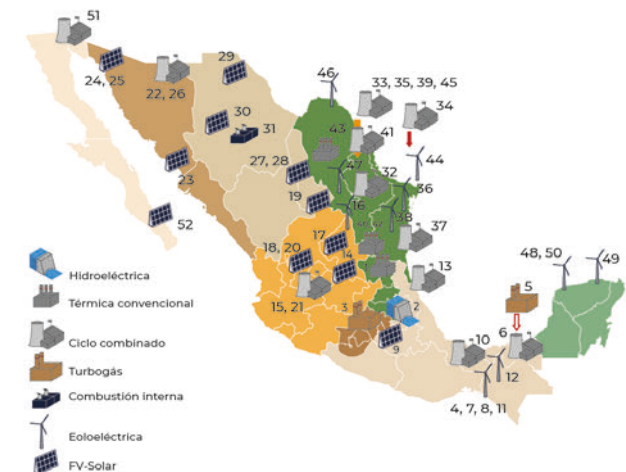
Independientes de Energía que destacan por su capacidad, tecnología o importancia regional. Ir al Anexo 4.4 para más información.

Figura 4.11. Principales Centrales Eléctricas de la CFE y PIE, al 31 de diciembre de 2019



En la figura 4.12 muestra la ubicación de las Centrales Eléctricas del sector privado. Las principales características de operación, así como su entidad y municipio de dichas centrales aparecen en el Anexo 4.5.

Figura 4.12. Principales Centrales Eléctricas privadas al 31 de diciembre de 2019

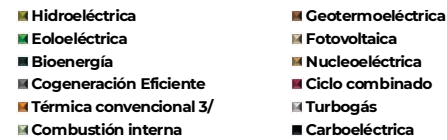
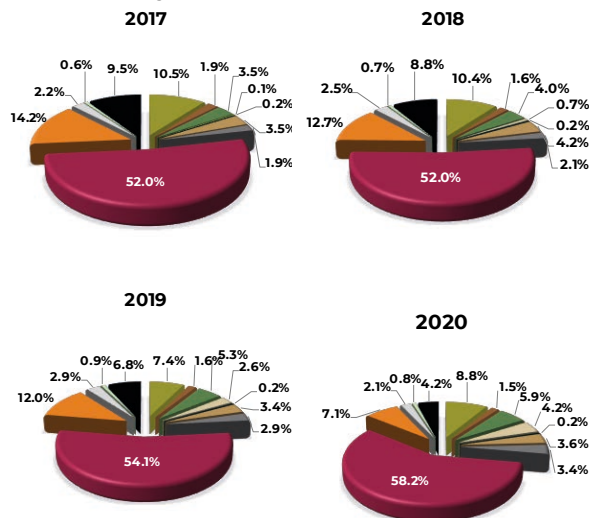


4.7 Evolución de la producción de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Eléctrico Nacional

La producción de energía eléctrica considerando la generación neta de la CFE y de los diferentes permisionarios durante 2019 fue de 317,820 GWh, de los cuales 74,573 GWh es Energía Limpia (23.46%), proveniente de generación: Eoloeléctrica, FV-Solar, Bioenergía, Cogeneración Eficiente (se considera el 100% como Energía Limpia), Geotérmica, Hidroeléctrica y Nucleoeléctrica.

Mientras que la producción de energía eléctrica al 30 de septiembre de 2020 fue 236,628 GWh, con 65,401 GWh de Energía Limpia (27.64%) se considera el 100% de la cogeneración eficiente como Energía Limpia como se venía considerando en los anteriores Programas de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional de 2015-2029 a 2019-2033. La figura 4.13 presenta la evolución de la generación neta por tipo de tecnología para el periodo 2017 a 2020 (periodo enero-septiembre); ver Anexo 4.6 del documento.

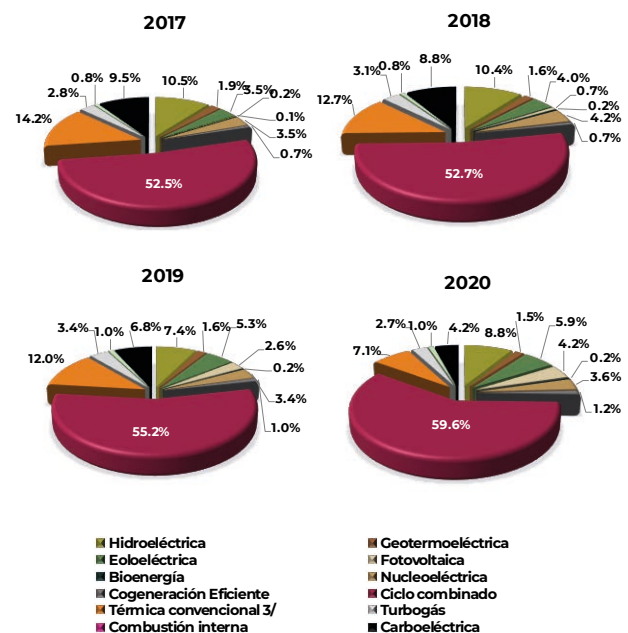
Figura 4.13. Evolución de la Energía producida (%) 2017-2020 (enero-septiembre) por tipo de tecnología, considerando como limpia el 100% la generación de Centrales de Cogeneración eficiente.



FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE y CRE.

En la figura 4.14, se muestra la evolución de la generación neta por tipo de tecnología, considerando los factores de acreditación de Energía Limpia para las Centrales Eléctricas con un sistema de Cogeneración eficiente¹; teniendo una producción de Energía Limpia de 68,618 GWh para el 2019 (18.94%) y 60,180 GWh para el 2020 (25.43%) en el SEN del periodo enero-septiembre. Para más información ir al Anexo 4.7 del documento.

Figura 4.14. Evolución de la Energía producida (MWh) 2017 – 2020 (enero-septiembre) por tipo de tecnología, aplicando su factor de acreditación de Energía Limpia a las Centrales Eléctricas de Cogeneración eficiente.



FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE y CRE

¹ Comisión Reguladora de Energía



Fotografía 9. Simulacro de mantenimiento a torre de transmisión, Reunión Nacional de Huracanes | Comisión Federal de Electricidad.

5

Demanda y consumo
2020 - 2034



Fotografía 10. Diagnóstico de equipo eléctrico. Mantenimiento trabajador de la Comisión Federal de Electricidad. Sala de control del Centro Nacional de Control de Energía. Trabajador en canastilla de mantenimiento. | Comisión Federal de Electricidad.

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

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

Es así como, el Pronóstico de la Demanda y Consumo de energía eléctrica 2020—2034 detalla la situación actual y tendencia a 15 años de este energético secundario. El pronóstico es un instrumento fundamental para la planeación y toma de decisiones en la elaboración de los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD) y del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional.

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

Crecimiento económico. En términos generales, se refiere a la evolución de ciertos indicadores en un periodo de tiempo, Producto Interno Bruto (PIB), el ahorro, la inversión, una balanza comercial favorable. Si el PIB es relacionado con la población, se determina el PIB per cápita de un país. Toda sociedad tiene como meta, lograr un incremento de los ingresos y de la forma de vida de las personas. Si el crecimiento de la economía de una localidad o región aumenta, en consecuencia, también lo hace el consumo y la demanda de electricidad. Cuando la población tiene una mejora en su ingreso económico, las ventas de servicios y productos —aparatos electrodomésticos como: televisores, refrigeradores y aire acondicionado— se dinamiza. La estructura económica se desagrega en tres sectores: industrial, servicios y agrícola.

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

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

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

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

Pérdidas de energía eléctrica (I^2R). En un sistema eléctrico, las pérdidas técnicas ocurren por varios factores, como puede ser por el efecto de calentamiento de los conductores eléctricos y elementos de transformación; se acentúa más cuando la infraestructura eléctrica no está modernizada, y cuando se opera con los Corredores de Transmisión cercano a sus límites operativos. También, están presentes las pérdidas no técnicas, asociadas en mayor medida a usos ilícitos, y en menor medida a fallas en la medición y errores de facturación, las cuales impactan en decremento o aumento del consumo de electricidad.

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



Generación distribuida. El uso de tecnologías de generación de energía eléctrica en pequeña escala (< 500 kW) —instalados en un hogar, comercio, edificio o conjunto de cargas—, impactan el consumo de energía eléctrica y el perfil de la demanda, del circuito de distribución, la subestación eléctrica, zona de carga del Mercado Eléctrico Mayorista, Gerencia de Control Regional y el Sistema Eléctrico Nacional.

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

Estructura de consumo final eléctrico. Se divide en suministro básico, suministro calificado, suministro de último recurso y autoabastecimiento remoto. Estos a su vez, se desagregan en seis sectores por el uso final de la energía eléctrica que son: residencial, comercial, servicios, agrícola, empresa mediana y gran industria, con diferente participación en el consumo eléctrico nacional. El aumento en cualquier sector implica un dinamismo diferenciado en el crecimiento del consumo de electricidad.

5.1 Industria Eléctrica

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía², el consumo mundial de electricidad per cápita en 2018 fue de 3,260 KWh por habitante, presentando un crecimiento del 3.4% en relación con 2017. En el mismo año, México se ubicó en el lugar 76—28.6% por debajo del promedio mundial—; con un consumo anual de 2,329 KWh por habitante.

En 2018 el consumo anual mundial de electricidad alcanzó los 24.7 millones de GWh. Por su parte, México consumió 290,100 GWh ocupando la posición 14. La intensidad energética mundial para la industria eléctrica fue de 1,086 kJ/2015USD en 2018. Para México fue de 831 kJ/2015USD, lo que indica que la industria eléctrica mexicana requiere menos electricidad para generar una unidad de riqueza en comparación con la media internacional.

De acuerdo con proyecciones de la Administración Energética de los Estados Unidos³ de su caso base, para el periodo 2020 — 2034, la media internacional de consumo per cápita de electricidad tendrá una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 1.0%, la generación neta tendrá una tmca de 1.9% y se espera que para el 2034 la generación de electricidad limpia sea de 42.4%, aumentando en promedio 4.2% por año.

Apoyado por las mejoras tecnológicas y los incentivos gubernamentales de diferentes países que promueven su mayor uso. La intensidad energética internacional tendrá un decremento promedio de 2.0% en el horizonte.

5.2 Consumo bruto 2019

El consumo bruto se refiere a la integración de la energía eléctrica de ventas del Suministro Básico, Suministro Calificado y Suministro Último Recurso, autoabastecimiento remoto, la importación, la exportación, las pérdidas de energía eléctrica, los usos propios del Distribuidor, Transportista y Generadores —usos propios autoabastecidos de generación de la Comisión Federal de Electricidad—.

En 2019, el consumo bruto nacional del SEN ascendió a 324,927 GWh, lo que significa un incremento de 2.1% respecto al consumo de 2018.

² Key World Energy Statistics, IEA 2020.

³ International Energy Outlook 2019, with projections to 2050, U.S. Energy Information Administration, September 2019.



Las Gerencias de Control Regional (GCR) del Norte del país (Noroeste, Norte, y Noreste) en conjunto crecieron 2.9%, ocasionado por las altas temperaturas de verano.

La tabla 5.1 muestra la distribución de consumo bruto en el Sistema Eléctrico Nacional por GCR, en donde se observa que la GCR Occidental tiene la mayor participación con 69,697 GWh lo que equivale a 21.4% del total nacional, 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.

Las GCR que menor crecimiento presentó fue la Central con -0.7%, y el Sistema Mulegú con 0.1%; las GCR que mayor dinamismo presentaron son la Norte, Peninsular y Oriental con crecimientos de 6.9%, 6.8% y 2.7% respectivamente; en lo que refiere a los Sistemas Aislados, el de Baja California tuvo un crecimiento de 0.6% y el de Baja California Sur de 2.3%.

TABLA 5.1 Consumo bruto de Energía Eléctrica 2018 y 2019

CONSUMO BRUTO				
	2018		2019	
	GWh	% Inc.	GWh	% Inc.
SISTEMA				
Eléctrico Nacional (SEN)	318,236	2.7	324,927	2.1
Interconectado Nacional (SIN)	300,787	2.6	307,327	2.2
Baja California (BCN)	14,536	5.1	14,621	0.6
Baja California Sur (BCS)	2,759	5.2	2,823	2.3
Mulegú (MUL)	155	1.8	155	0.1
GERENCIAS DE CONTROL REGIONAL				
Central (CEL)	61,293	1.0	60,853	-0.7
Oriental (ORI)	50,285	3.5	51,655	2.7
Occidental (OCC)	68,107	2.1	69,697	2.3
Noroeste (NOR)	24,684	1.6	24,966	1.1
Norte (NTE)	27,000	4.0	28,868	6.9
Noreste (NES)	56,430	3.7	57,418	1.8
Peninsular (PEN)	12,989	3.9	13,872	6.8

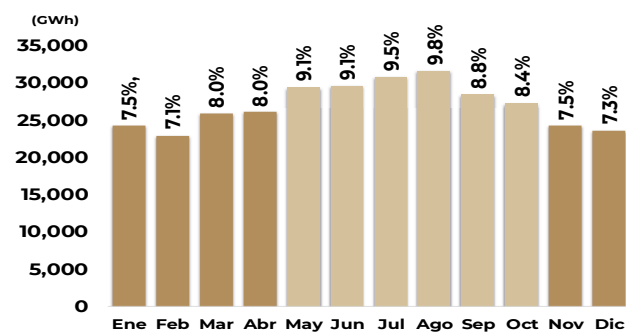
FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

Durante el año en los meses de mayo a octubre se presentó el 54.6% del consumo bruto, mientras que en los meses restantes el 45.4% como se muestra en el gráfico 5.1.

Dicho comportamiento es parecido al PIB del Sector Eléctrico, (Generación, transmisión y distribución de

energía eléctrica), para los trimestres abril-junio y julio-septiembre; donde se presenta mayor crecimiento económico y en los trimestres restantes el crecimiento es menor.

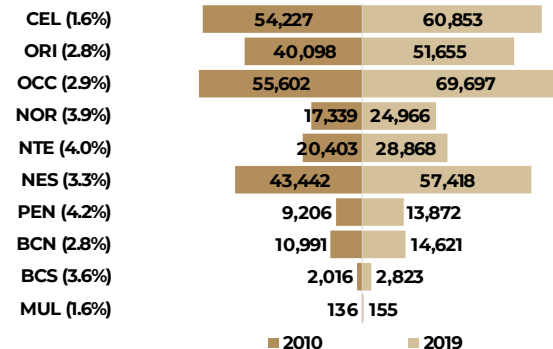
GRÁFICO 5.1 Consumo bruto mensual del SEN 2019



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

En los últimos 10 años (2010 — 2019) el consumo bruto del SEN tuvo una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 2.9%.

GRÁFICO 5.2 Consumo bruto del SEN 2010 y 2019 (GWh y TCMA1/)



1/ TMCA referida a 2009

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

De acuerdo con el gráfico 5.2 las regiones que presentaron mayor crecimiento durante 2010 — 2019 fueron el Peninsular, el Norte y Noroeste con tmca de 4.2%, 4.0% y 3.9%, respectivamente; la región que tuvo menor crecimiento fue la Central 1.6%, sin embargo, en esta región se registró el 18.7% del consumo bruto nacional en 2019, ubicándose como la segunda región con mayor consumo solo por debajo del Occidental con 21.4%.

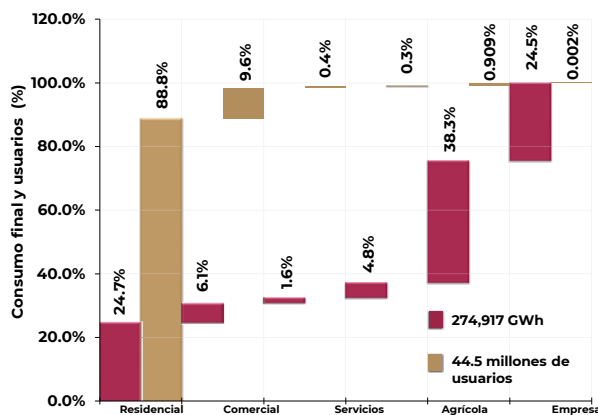
El Sistema Interconectado Nacional (SIN) pasó de 240,317 GWh en 2010 a un consumo bruto de 307,327 GWh en 2019, lo que significa un crecimiento (tmca) de 2.9%, la energía eléctrica del último año equivale a 94.6% del consumo bruto del SEN y el 5.4% restante se consumió en los sistemas aislados de la península de Baja California.

5.2.1 Consumo final y usuarios 2019

El consumo final de energía eléctrica se refiere a la energía utilizada por los diferentes usuarios de la industria eléctrica —usuarios del Suministro Básico, usuarios del Suministro Calificado y autoabastecimiento remoto—.

La información se agrupa en seis sectores de consumo de los cuales el sector que presentó mayor crecimiento es el Agrícola, seguido del Residencial. El consumo final del SEN se ubicó en 274,917 GWh, lo que representó un crecimiento de 2.3% respecto al año anterior. En el gráfico 5.3 se presenta la participación en porcentaje de cada sector de consumo con relación al consumo final nacional.

GRÁFICO 5.3 Consumo final y número de usuarios por sector del SEN 2019



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

El número de usuarios que tuvieron energía eléctrica en 2019 ascendió a 44.5 millones,

incrementándose en 2.7% respecto de los 43.4 millones de clientes del año anterior. El sector que tuvo mayor crecimiento de usuarios, en relación con el mismo periodo, es la Empresa Mediana con 3.2%, seguido del sector Residencial y Agrícola con crecimientos de 2.8% cada uno. En el gráfico 5.3 se observa la distribución de usuarios por sector de consumo, siendo el Residencial el que concentra el 88.8% del número de usuarios del total nacional —su consumo final es del 24.7%—. La Empresa Mediana y la Gran Industria solo representan el 0.91% de los usuarios —con un consumo final del 62.8% del total nacional—.

5.2.2 Eficiencia Energética

La eficiencia energética tiene como propósito reducir la cantidad de energía empleada en la producción de bienes y servicios que se ve reflejada en un ahorro.

El Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía y en la actualización de la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios⁴, publicadas por la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía y la Secretaría de Energía son políticas en materia de eficiencia energética.

La Estrategia plantea el comportamiento posible del consumo final de energía o bien los requerimientos de energía en sus distintas fuentes. Es un Escenario de Línea Base, que representa las condiciones inerciales de las actuales políticas públicas de eficiencia energética.

Se estima que el consumo final energético en el Escenario de Línea Base aumentará a una tasa anual de 1.9% hasta el año 2035. En cuanto a la intensidad energética de consumo final se prevé que disminuya a menos de 1.0% por año entre 2019 y 2050 en el escenario de línea base.

⁴ DOF, 07/02/200. ACUERDO por el que la Secretaría de Energía aprueba y publica la actualización de la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y

Combustibles más Limpios, en términos de la Ley de Transición Energética

5.2.3 Movilidad y transporte eléctrico

México ha desarrollado una fuerte capacidad de manufactura y logística en la industria automotriz que puede ser factor relevante para alcanzar los objetivos de la Estrategia Nacional de Movilidad, en donde se establecen las bases y pautas para promover el uso de tecnologías y combustibles limpios que permitan impulsar y posicionar a nivel nacional la movilidad eléctrica como una alternativa viable y sostenible. Considerando la aplicación de políticas públicas ambientales, tecnológicas, financieras, legales, institucionales y administrativas.

México está orientando sus esfuerzos paulatinamente hacia una movilidad eléctrica, en 2019 se vendieron 25,608⁵ unidades, de los cuales 305 fueron vehículos eléctricos (VE), 23,964 vehículos híbridos (VH) y 1,339 vehículos híbridos enchufables (VHE), que representaron el 1.9% del total de vehículos automotores comercializados en México. Las entidades federativas con mayor concentración de vehículos eléctricos son: Ciudad de México y Estado de México con el 35.1% y el 17.4% respectivamente (13,424 unidades), seguidos por Jalisco y Nuevo León con el 9.3% y el 5.1% cada una.

Algunos de los beneficios observados por el uso de los VE, VHE y VH es el ahorro de energía que es en promedio de 58.9% así como una disminución en las emisiones de CO₂.

Referente al transporte público de pasajeros en ciudades, se presentan para un año los consumos energéticos y las emisiones GEI generadas, de Autobuses Eléctricos (AE) y Autobuses de Combustión Interna (ACI) a diésel —Metrobús, RTP y microbuses de la Ciudad de México—, para un recorrido de 250 km/día por un año. Se observan algunos beneficios del autobús eléctrico al presentar ahorros de energía de hasta 80.0% (ahorro en diésel por 66,911 litros/año por autobús), lo que significaría

dejar de emitir al ambiente 105,564 kg CO₂e en comparación con un autobús de combustión interna a diésel. Lo anterior, indica que el transporte eléctrico de pasajeros requiere solo el 20% de la energía que un transporte convencional utiliza para recorrer la misma distancia.

Actualmente México cuenta con algunos Sistemas de Transporte Colectivos Eléctricos en la Ciudad de México, Guadalajara y Monterrey, los cuales dan servicio a millones de personas diariamente y que utiliza para su funcionamiento 0.2% del consumo bruto del SEN de 2019, estos sistemas de transporte permiten una mejor calidad en la movilidad de personas en las ciudades mencionadas.

5.2.4 Generación distribuida

La generación distribuida (GD)⁶ se refiere a la generación de energía eléctrica de forma local en pequeñas cantidades para autoconsumo generalmente de Centros de Carga en los sectores residencial, comercial, agrícola y pequeña industria, es decir, en circuitos de baja y media tensión de las Redes Generales de Distribución; dicha GD a través del uso de tecnologías de generación que aprovechan el agua, el viento, materia orgánica y el calor del sol.

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

⁵ Registro Administrativo de la Industria Automotriz de Vehículos Ligeros, Venta de vehículos híbridos y eléctricos por entidad federativa, agosto de 2020. INEGI.

⁶ Ley de la Industria Eléctrica, artículo 3, fracción XXIII, Generación Distribuida: Generación de energía eléctrica que cumple con las siguientes características: a) Se realiza

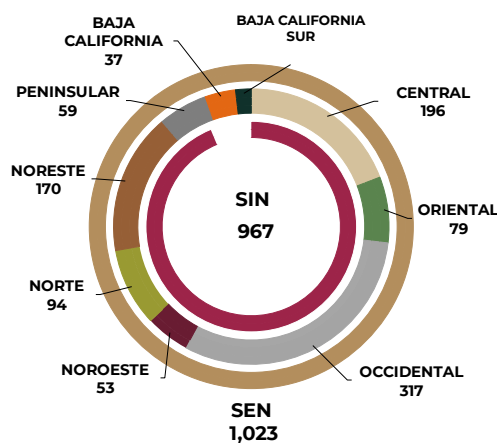
por un Generador Exento en los términos de esta Ley, y b) Se realiza en una Central Eléctrica que se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de Centros de Carga, en los términos de las Reglas del Mercado.



finalmente ser utilizada por los Centros de Carga locales.

Una de las prioridades de este gobierno es impulsar y apor la generación distribuida, para que el usuario final sea beneficiado directamente y con ello también avanzar puntualmente hacia la transición energética.

GRÁFICO 5.4 Generación Distribuida (MW) Fotovoltaica Acumulada del SIN y SEN 2019



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

En 2019 el 99.4% de la GD instalada es de sistemas fotovoltaicos, de los cuales se tiene registro de más de 145 mil contratos que ascienden a una capacidad instalada acumulada del orden de 1,023 MW⁷ en el SEN, en 2019 fue instalada una capacidad de 334 MW que generaron un valor estimado de 337 GWh de energía eléctrica, en el gráfico 5.4 se muestra la distribución de la capacidad instalada acumulada por GCR, siendo el Occidental la que mayor concentración tiene con 31.0% y en menor porcentaje se encuentran Baja California y Baja California Sur con 3.6% y 1.8%, respectivamente.

5.2.5 Demanda máxima 2019

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 2019, la demanda máxima integrada del SIN registró un valor de 45,946 MWh/h, lo que equivale a un crecimiento de 1.7% respecto a los 45,167 MWh/h de 2018.

La demanda máxima no coincidente integrada del SIN se refiere al valor máximo en MWh/h que presentan todas y cada una de las GCR en una hora durante un año y que no necesariamente es la misma hora. En la tabla 5.2 se presentan las demandas máximas integradas de los Sistemas: SIN, Baja California, Baja California Sur, Mulegé y de las GCR. Así como, las demandas coincidentes por GCR referidas al SIN y el SEN.

TABLA 5.2 Distribución de la demanda máxima integrada y coincidentes con el SIN y SEN 2019

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

^{1/} Demandas máximas, se presentan en fechas y horas diferentes.

^{2/} Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR, demandas referidas a la hora del Centro.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

⁷ CFE Distribuidor, estadísticas generación distribuida agosto 2020.

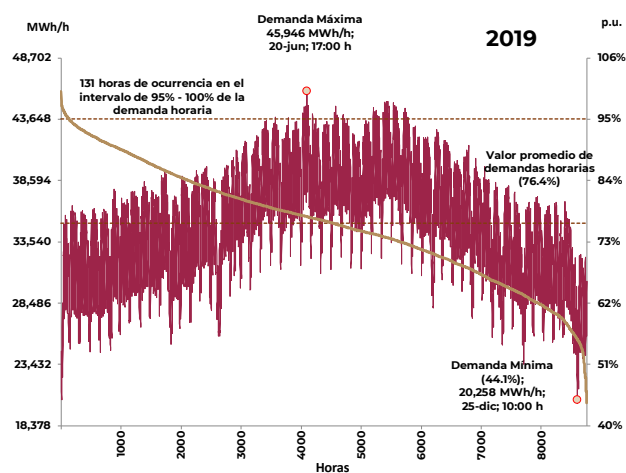
5.2.6 Demanda máxima integrada del SIN 2019

Se mencionan algunas de las características de la demanda máxima integrada.

Las características de la curva de carga de referencia del SIN 2019 son las siguientes: se concentran 131 horas del año en el intervalo de 95% — 100% de la demanda máxima; la demanda mínima integrada se presenta al 44.1% de la máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicó en 76.4% —factor de carga—.

La demanda presentó un comportamiento diferenciado a lo largo del año, mostrando una estacionalidad entre los meses de verano donde se presentan las demandas más altas del año y en sentido contrario los meses con temperaturas bajas —invierno—, se registraron las demandas mínimas del sistema, a excepción de la demanda en la GCR Central, como se muestra en el gráfico 5.5. Este comportamiento es característico de la región norte del país; en el centro del país dicho comportamiento es menos marcado.

GRÁFICO 5.5 Curva de carga de referencia del SIN 2019



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

⁸ Banco de México. 1) Tipo de cambio pesos por dólar E.U.A., para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera, fecha de publicación en el DOF. 2) Tasa Objetivo.

⁹ INEGI. Índice Nacional de Precios al Consumidor.

¹⁰ SENER. Sistema de Información Energética.

5.3 Entorno económico 2019

Se presentan algunos indicadores que explican el desempeño económico del país en 2019, el tipo de cambio promedio para solventar obligaciones se cotizó en 19.3 MXN/USD; la tasa de interés de referencia cerró en 7.3%⁸, 100 puntos base menos en comparación con el año anterior; la inflación se ubicó en 2.8%⁹, dos puntos porcentuales menos con respecto al cierre de 2018 y, el precio de la mezcla de petróleo crudo¹⁰ se vendió en promedio en 55.5 dólares por barril, es decir, tuvo un decremento de 9.8% con respecto al año anterior.

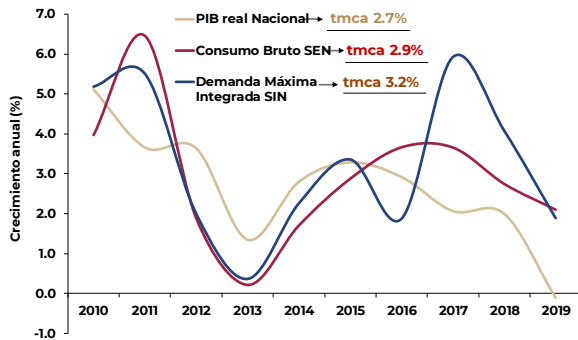
Se considera al PIB como uno de los mejores indicadores del comportamiento de la economía de un país. Al aumentar la demanda de bienes y servicios se incrementa el consumo, crece el PIB, se generan nuevos empleos y la economía se expande. Es por ello, que el consumo de energía eléctrica está altamente correlacionado con el PIB pues, la electricidad, es un insumo importante para llevar a cabo gran parte de las actividades productivas. Esto también se refleja en el caso de los hogares, pues las familias tienen acceso a mayor cantidad de satisfactores muchos de los cuales funcionan a base de electricidad.

El PIB en 2019 presentó una variación interanual menor al año anterior¹¹, diversos factores coyunturales de índole nacional como internacional influyeron en el desempeño económico del país¹². La industria eléctrica en su consumo bruto registró un incremento de 2.1%, tasa inferior a la registrada en 2018 de 2.7%. Este comportamiento, guarda una correlación directa de crecimiento o decremento entre el PIB, el consumo bruto y la demanda máxima. En el gráfico 5.6 se aprecia la evolución histórica de estos tres indicadores en los últimos 10 años.

¹¹ INEGI. Estimación Oportuna del Producto Interno Bruto en México, cifras originales durante el cuarto trimestre de 2019.

¹² Banco de México. Resumen Ejecutivo del Informe Trimestral julio – septiembre 2019.

GRÁFICO 5.6 Evolución del crecimiento del PIB Nacional, Consumo Bruto SEN y Demanda Máxima SIN 2010 – 2019



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

5.4 Pronóstico de demanda y de consumo 2020-2034

En el gráfico 5.7 se muestra el proceso para la elaboración del pronóstico anual de la demanda en potencia máxima integrada y consumo bruto. Se inicia con el balance de energía de las GCR y del Sistema —consumo final, usos propios, pérdidas totales de energía eléctrica, 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 —aplicado a la energía bruta regional de las GCR y los factores de carga correspondiente—.

La GD a partir del 2019 se observa un crecimiento acelerado, ver sección VI.2.4, el cual tiene un impacto en la demanda y consumo. El crecimiento de GD se ve reflejado en los pronósticos de demanda y consumo para los años futuros, impactando principalmente en las horas de irradiación solar.

Finalmente, la demanda máxima integrada anual del SIN—GCR Central, Oriental, Occidental, Noroeste, Norte, Noreste y Peninsular— se refiere al valor máximo en una hora específica del año, se obtiene con las demandas coincidentes de las GCR en esa misma hora. Esta demanda es menor que la suma de las demandas máximas anuales de cada una de las GCR, por ocurrir dichas demandas en fechas y horas diferentes.



GRÁFICO 5.7 Proceso de pronóstico de demanda y consumo de energía.



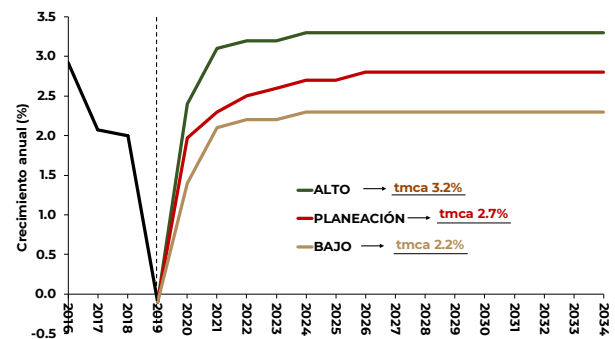
FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

5.5 Escenario macroeconómico 2020- 2034

El pronóstico del PIB por escenarios se presenta en el gráfico 5.8 en tasas de crecimiento anual para los próximos 15 años. El PIB global contempla una tmca de 2.7% en el escenario de Planeación, y para los escenarios Alto y Bajo de 3.2% y 2.2%, respectivamente. Dichas proyecciones son menores a las estimadas en el ejercicio 2019 — 2033 para los escenarios de Planeación y Bajo, se consideraba un crecimiento promedio de 2.8% y 2.4%, respectivamente y para el escenario Alto la tmca presenta la misma previsión de 3.2%.

En el periodo 2020 — 2034, se estima que el PIB del sector Agrícola crecerá en promedio 2.4%, el sector Industrial 2.7% y el sector Servicios lo hará en 2.6%. En la composición sectorial del PIB, se prevé que, en 2034, el sector Agrícola represente el 3.3% del PIB Nacional, mientras que, el Industrial y los Servicios integrarán el 30.2% y 66.5%, respectivamente.

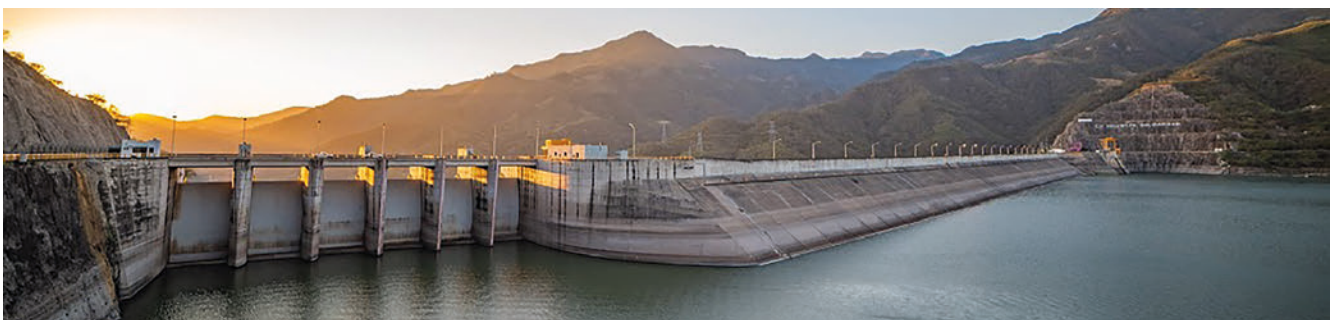
GRÁFICO 5.8 Escenarios del PIB Nacional, 2010 – 2019



FUENTE: Elaborado por SENER con información propia.

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

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



Fotografía 11. Central hidroeléctrica | Comisión Federal de Electricidad.

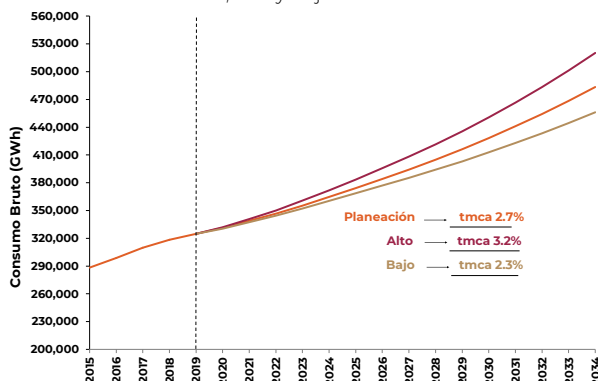
5.6 Consumo bruto 2020-2034

En esta sección se mencionan algunas de las características del consumo y las proyecciones de los tres escenarios de crecimiento para los próximos 15 años. Para este ejercicio, las estimaciones de consumo consideran los escenarios macroeconómicos 2020 — 2034, las metas relativas a disminuir las pérdidas de energía eléctrica en el SEN, el ahorro y uso eficiente de energía eléctrica, electromovilidad y GD.

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 energía eléctrica, los usos propios de los Transportistas, Distribuidores y Generadores (Centrales Eléctricas de Comisión Federal de Electricidad). El consumo bruto del SEN presenta un comportamiento diferenciado a lo largo del año, mostrando una estacionalidad entre verano —en seis meses del año se presenta el 54.3% del consumo anual—, y los meses fuera de verano —se tiene el 45.7% restante—.

En el gráfico 5.9 se presenta la evolución para los próximos 15 años del consumo bruto del SEN de los escenarios de Planeación, Alto y Bajo. Se estima que el escenario de Planeación tenga una tmca del 2.7%, para el escenario Alto de 3.2% y el escenario Bajo 2.3%, en el mismo sentido, en la tabla 5.3 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.

GRÁFICO 5.9 Pronóstico del Consumo Bruto del SEN 2020 – 2034, escenarios de Planeación, Alto y Bajo



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

TABLA 5.3 Pronóstico del Consumo Bruto por GCR 2020 – 2034, escenarios de Planeación, Alto y Bajo

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

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

Tomando como base el escenario de Planeación, en la tabla 5.4 se presentan los pronósticos de consumo por GCR y SIN.

TABLA 5.4 Pronóstico regional del Consumo Bruto 2020 – 2034 escenario de planeación

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

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

Dentro del proceso de planeación se realiza la predicción del consumo a mediano (n+5) y largo plazo (n+14) donde n es el año en curso. Tomando como base el escenario de Planeación, se prevé que para largo plazo se presente un mayor dinamismo en el crecimiento del consumo bruto en el sistema Mulegé y en la GCR Peninsular con 3.7% cada uno, mientras que, la Gerencia con menor incremento será la Central con una tmca de 1.6%.

De igual forma, para el mediano plazo (periodo 2020 —2025) se pronostica que el sistema Mulegé crecerá 4.1% y la GCR Central con 1.3% serán las regiones con la tmca de mayor y de menor crecimiento (ver gráfico 5.10).

GRÁFICO 5.10 Pronóstico regional del Consumo Bruto del SEN 2020-2025 y 2020 - 2034, escenarios de Planeación, Alto y Bajo



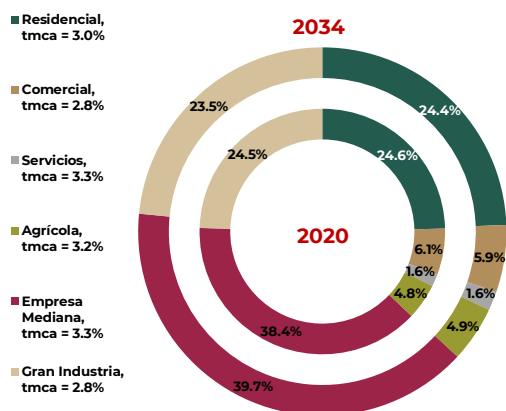
^{1/}tmca, año de referencia 2019.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

5.6.1 Consumo final 2020-2034

Se estima para el periodo un crecimiento de 3.1% en el consumo final, este valor es superior al 2.7% que se estimó para el PIB y el consumo bruto. El sector que supone un mayor incremento es la Empresa Mediana y Servicios con 3.3%, seguido del Agrícola y Residencial, con 3.2% y 3.0%, respectivamente.

GRÁFICO 5.11 Consumo final del SEN 2020 y 2034, escenario de Planeación



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

Para 2034, el sector predominante será la empresa mediana con 39.7% del total de consumo final del SEN, en segundo lugar, el residencial con 24.4%, seguido de la gran industria con 23.5% y el resto 12.4% —comercial, agrícola y servicios—, como se observa en el gráfico 5.11.

5.6.2 Pérdidas de energía eléctrica 2020-2034

Las pérdidas de energía eléctrica en las redes de transmisión y distribución es uno de los mayores desafíos al que se enfrentan los suministradores, distribuidores y operadores de un sistema eléctrico. Actualmente continúa la implementación del programa de reducción de pérdidas técnicas y no técnicas. Fundamentalmente las pérdidas técnicas se conocen como la energía calorífica que se desprende del paso de la electricidad a través de las líneas de transmisión y distribución, así como en los transformadores, mientras que las pérdidas no técnicas son aquellas cuando la energía se toma del sistema sin que el medidor de energía registre el consumo, ya sea por un uso ilícito o por manipulación de los equipos de medición.

El programa de reducción de pérdidas pone un mayor énfasis en las zonas que presentan una fuerte problemática en este aspecto, a través de una mayor inversión en la infraestructura, la detección y eliminación de usos ilícitos y la modernización de sistemas de medición, se espera alcanzar estándares internacionales al final del periodo de las pérdidas de energía eléctrica con un 8.0%. En la tabla 5.5 se muestra el pronóstico de pérdidas en donde se espera que en el SEN las pérdidas de transmisión y distribución representen el 12.0% de la energía neta del sistema en el 2020, para el final del horizonte de estudio, se prevé que las pérdidas sean el 8.0% de la energía neta del sistema.

TABLA 5.5 Pronóstico regional de pérdidas 2020 – 2034, escenario de Planeación

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

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

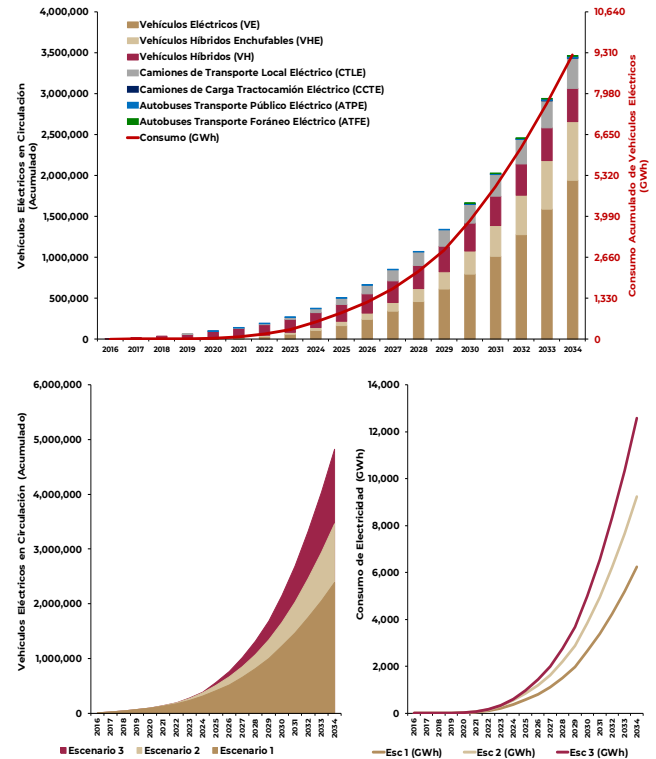
5.6.3 Movilidad eléctrica

Con el propósito de contribuir con el cumplimiento de las metas de reducción de emisiones contaminantes, así como el establecimiento de un marco regulatorio en México, la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales se encuentra desarrollando la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica, dentro de sus objetivos se encuentra la disminución de la contaminación proveniente de vehículos de combustión interna y cuyas metas prevén la reducción entre 3.5 y 5.0 millones de tCO₂e (toneladas de bióxido de carbono) , así como el programa de Alianza de Ciudades para la Red de Movilidad Eléctrica, en donde se busca incentivar el desarrollo conjunto de habilidades y mecanismos que promuevan la movilidad eléctrica en México en las 10 ciudades con peor calidad del aire¹³.

Para el 2034, se plantean tres escenarios de vehículos eléctricos ligeros, de carga y autobuses. El escenario contempla la integración de alrededor de 3.46 millones de vehículos eléctricos¹⁴, lo que significaría el 28.1% de los vehículos automotores que se estima se comercializarán en 2034. Se contempla un escenario de menor impacto de electromovilidad, el cual contempla la incorporación de 2.39 millones de vehículos eléctricos y el escenario con mayor impulso de electromovilidad el cual

asciende a 4.81 millones de vehículos eléctricos, como se muestra en el gráfico 5.12.

GRÁFICO 5.12 Evolución de Vehículos Eléctricos 2016 – 2034



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

En lo que se refiere al consumo de energía eléctrica de este tipo de transporte VE, VH y VHE, requieren 34.0% de la energía que ocupa un vehículo a combustión interna para recorrer la misma distancia.

En el gráfico 5.12 en el Escenario 1 se estima que para el 2034 el parque vehicular ascienda a 2.4 millones de unidades, si el incremento de unidades eléctricas en circulación se dispara en 2034 un 20.0% adicional como se muestra en el Escenario 2 (previendo la implementación de políticas que impulsen un mayor incentivo para la utilización de este tipo de vehículos) el número de vehículos eléctricos para el

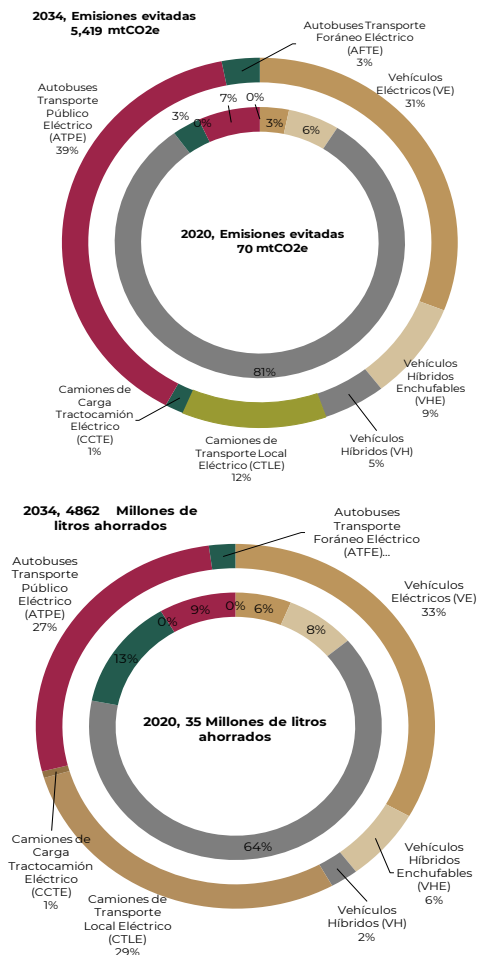
¹³ Dirección General de Políticas de Mitigación al Cambio Climático, SEMARNAT.

¹⁴ Estimaciones con información de INEGI, SENER, CONUEE y Bloomberg.

2034 ascendería a 3.5 millones, mientras el Escenario 3 se prevé que al final del horizonte el número de vehículos en circulación sea el doble de lo pronosticado en el Escenario 1.

El impacto previsto por la movilidad eléctrica para el periodo 2020-2034 con relación a las emisiones evitadas es que éstas pasen de 70 mtCO₂e a 5,419 mtCO₂e, mientras que, para el rubro de combustibles, se valora que de 35 millones de litros ahorrados pasen a 4,862 millones como se muestra en el gráfico 5.13. Para los escenarios de menor y mayor electromovilidad en 2034 las emisiones evitadas acumuladas ascienden a 3,851 mtCO₂e y 7,166 mtCO₂e cada uno respectivamente, en lo que se refiere al ahorro de combustibles este se ubica en 3,418 y 6,324 millones de litros de combustible.

GRÁFICO 5.13 Emisiones evitadas y ahorro de combustible 2020 y 2034



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

5.7 Demanda máxima 2020- 2034

Históricamente la demanda máxima coincidente del SIN se registra entre los meses de junio a agosto, con mayor ocurrencia en el mes de junio. En los últimos años la hora de ocurrencia ha sido en la tarde entre las 16:00 y 17:00 horas. En la tabla 5.6 se enuncian los crecimientos posibles para los sistemas y GCR en los tres escenarios.

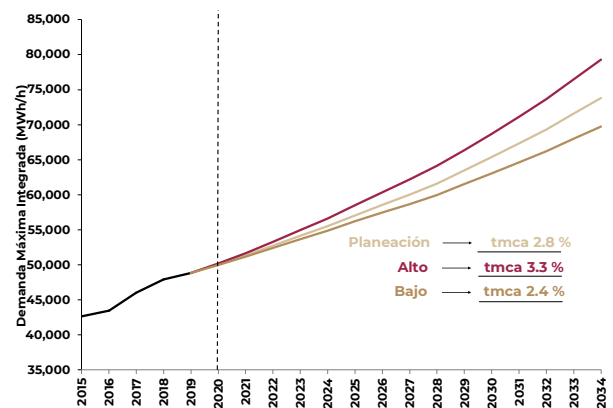
TABLA 5.6 Demanda Integrada por GCR 2020—2034, escenarios de Planeación, Alto y Bajo.

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

1/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

GRÁFICO 5.14 Pronóstico de la Demanda Máxima Integrada del SEN 1/ 2020—2034, escenarios de Planeación, Alto y Bajo.



1/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

De acuerdo con las estimaciones de la demanda máxima integrada para el SEN se proyectó una tmca del 2.8% para el horizonte de Planeación, 3.3% para el escenario Alto y 2.4% para el escenario Bajo. En el gráfico 5.14 se presentan los crecimientos del SEN para el escenario alto, planeación y bajo.

Tomando como base el escenario de Planeación, en la tabla 5.7 se presentan los pronósticos de demanda máxima integrada por GCR y SIN.

TABLA 5.7 Pronóstico regional de la Demanda Máxima Integrada 2020 – 2034, escenario de Planeación

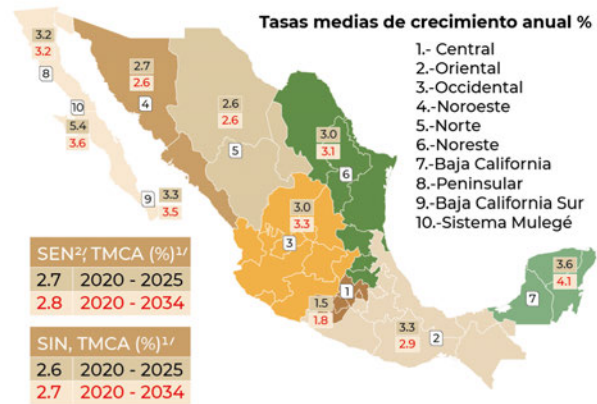
Año / MWh/h	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	Baja California	Baja California Sur	Mulegé	SIN	SEN
2020	8,850	8,191	10,377	5,475	5,004	10,023	2,326	2,997	558	34	47,114	50,075
2021	8,986	8,458	10,717	5,633	5,122	10,264	2,409	3,107	581	35	48,323	51,383
2022	9,129	8,740	11,044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

1/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

En el gráfico 5.15 se muestra de forma geográfica y porcentual, el pronóstico para dos horizontes, 2020 — 2025 y 2020 — 2034 para cada GCR y SIN. Para el largo plazo, se prevé un dinamismo mayor para la GCR Peninsular con una tmca de 4.1%, seguido del Sistema Mulegé con 3.6%, y la GCR con menor crecimiento es el Central con 1.8%. Para el mediano plazo 2020 — 2025 el sistema Mulegé, GCR Peninsular, Baja California Sur, Baja California y Occidental en promedio crecerán por arriba de 3.0%, mientras el Central crecerá al 1.5%.

GRÁFICO 5.15 Pronóstico regional de la Demanda Máxima 2020 – 2025 y 2020 – 2034, escenario de Planeación



1/ tmca, año de referencia 2019

2/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

5.8 Análisis del Impacto de la Contingencia Sanitaria 2020-2034

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

El 29 de febrero de 2020, la Secretaría de Salud informó los primeros cuatro casos confirmados de COVID-19 en México¹⁵, el 23 de marzo de 2020 comenzó la Jornada Nacional de Sana Distancia que contempla la suspensión de actividades no esenciales de los sectores público, social y privado y la reprogramación de eventos masivos.

El 24 de marzo, México entró en la Fase 2 de la pandemia, esto implica la existencia de casos cuyo origen no pudo ser rastreado. Dos días después, el 26 de marzo, el Gobierno de México suspendió las actividades no esenciales en la Administración

¹⁵ Conferencia de Prensa Fase 1 – 29 febrero, 2020, Secretaría de Salud.

Pública Federal y el 30 de marzo se declaró Emergencia Sanitaria por el COVID-19 y se extendió la Jornada Nacional de Sana Distancia.

El 21 de abril de 2020, el subsecretario de Prevención y Promoción de la Salud, anunció el inicio de la Fase 3 por la epidemia de COVID-19 en México¹⁶, entre las medidas aprobadas destaca: la extensión de la Jornada Nacional de Sana Distancia hasta el 30 de mayo, y ampliación hasta esa fecha de la suspensión de actividades no esenciales, con la finalidad de mitigar la dispersión y transmisión del virus SARS-COV2 en la comunidad, para disminuir la carga de enfermedad, sus complicaciones y la muerte por COVID-19 en la población residente en el territorio nacional. Esto ocasionó que el consumo de electricidad bajara considerablemente y el histórico registrado saliera del contexto y proyecciones planeadas.

5.8.1 Sectores económicos, consumo bruto, y demanda máxima 2020

La pandemia por COVID-19 representa un desequilibrio sin precedentes de la economía y el comercio mundial, ya que provoca una contracción de la producción y el consumo a nivel global. De acuerdo con la Comisión Económica para América Latina y el Caribe, hay tres grupos de sectores con pesos muy diferentes en el PIB que se verían afectados por las medidas de contención¹⁷.

- i) Los menos afectados: agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca.
- ii) Los medianamente afectados: explotación de minas y canteras, industrias manufactureras, suministro de energía eléctrica, gas y agua, construcción, intermediación financiera, inmobiliarias, servicios empresariales y de alquiler, administración pública, servicios sociales y personales.
- iii) Los más afectados: comercio al por mayor y al por menor, reparación de bienes, hoteles de negocio y turismo, restaurantes, transporte, almacenamiento y comunicaciones, servicios en general.

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

El índice de actividad empresarial de servicios globales de JP Morgan registró que la actividad comercial, los nuevos pedidos y nuevos pedidos de exportación en la economía global de servicios se contrajeron a tasas récord. En marzo, este índice cayó a 37 por debajo del 41.7 registrado en febrero, para mantenerse por debajo de la marca neutral de 50.0 puntos por segundo mes consecutivo, lo que indica una recesión grave¹⁸. Sin embargo, en el mes de junio, el índice se ubicó en 48 y en julio en 50.5 lo que se interpreta como un signo de recuperación derivado de una mejora en la producción.

En algunos países se trabajaron hasta 10 veces menos horas, en comparación con los primeros meses de la crisis financiera de 2008.

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

Países como Italia, España y Alemania registraron una reducción de su consumo eléctrico acumulado hasta la semana 32 de 8.8%, 7.7% y 6.1% con respecto al mismo periodo del año anterior, mientras que, en grandes ciudades como Nueva York, se presentó una disminución en su consumo del 4.7%¹⁹. En el caso particular de México, el SEN hasta la semana 32 registró una reducción acumulada del 4.3% en su consumo eléctrico, con respecto al mismo periodo del año anterior.

¹⁶ Comunicados Secretaría de Salud – 21 abril, 2020.

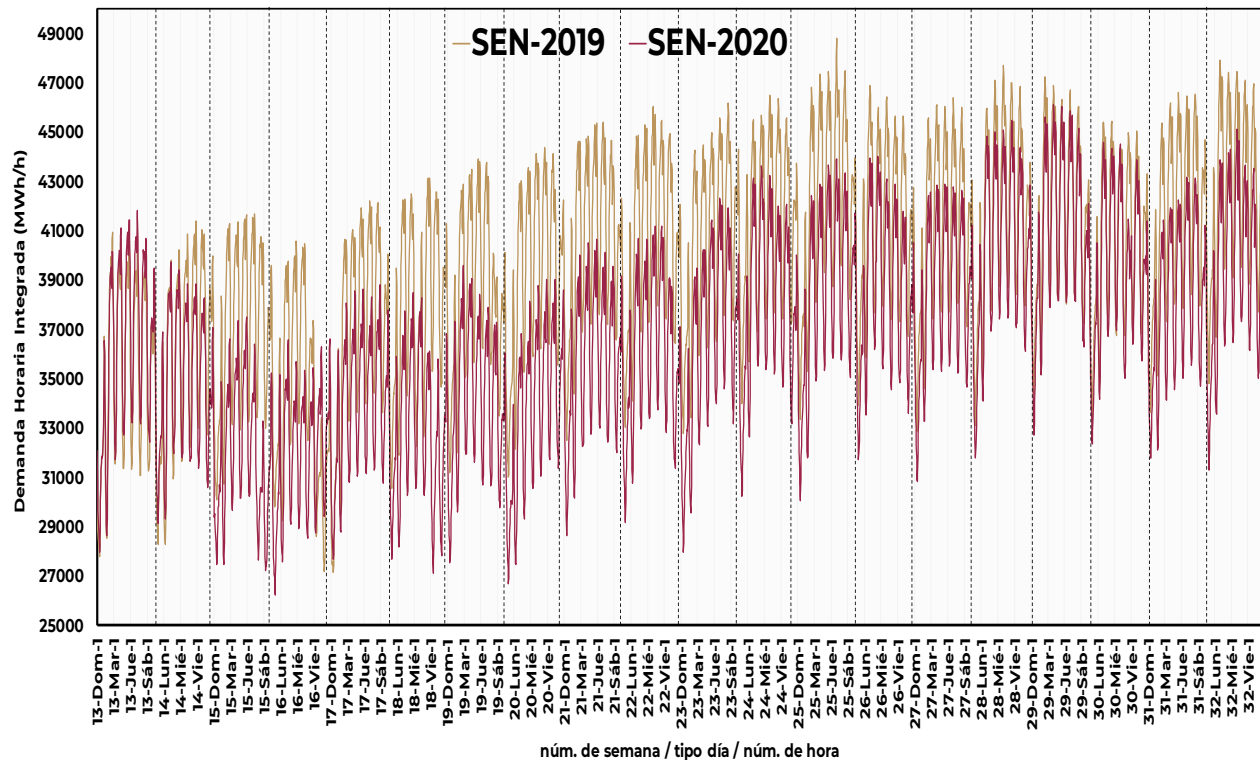
¹⁷ Informe Especial COVID-19, CEPAL, abril, 2020.

¹⁸ J.P.Morgan Global Composite PMI, 3 de abril y 5 de agosto de 2020.

¹⁹ FUENTES: Operadores de la Red Eléctrica de Italia, España y EUA – Nueva York, abril, 2020.



GRÁFICO 5.16 Comparativo Horario de Demanda Integrada del SEN por impacto del COVID-19 2019 vs 2020

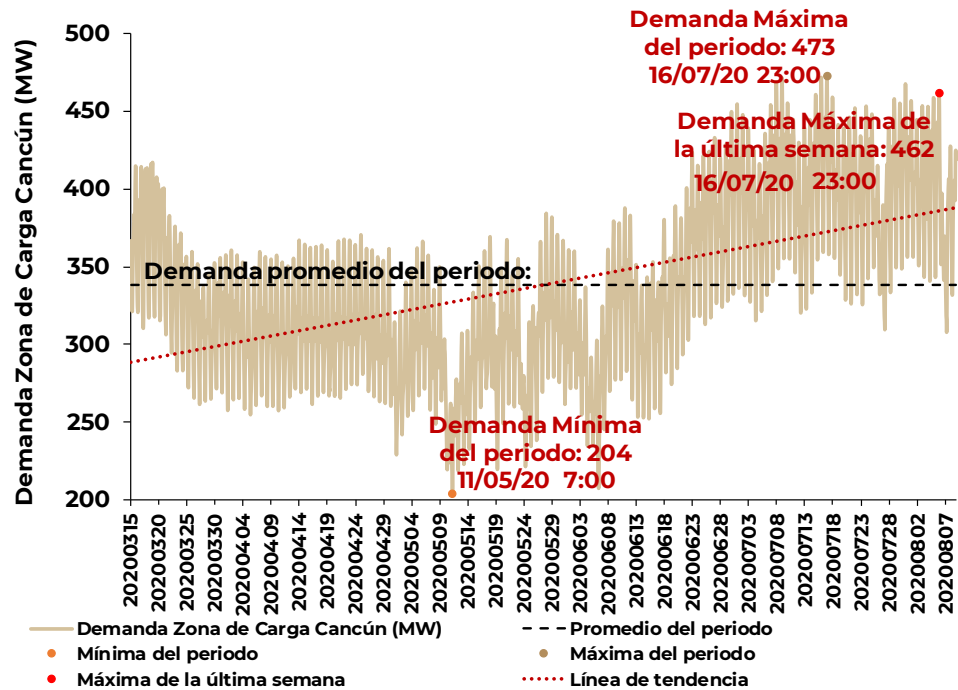
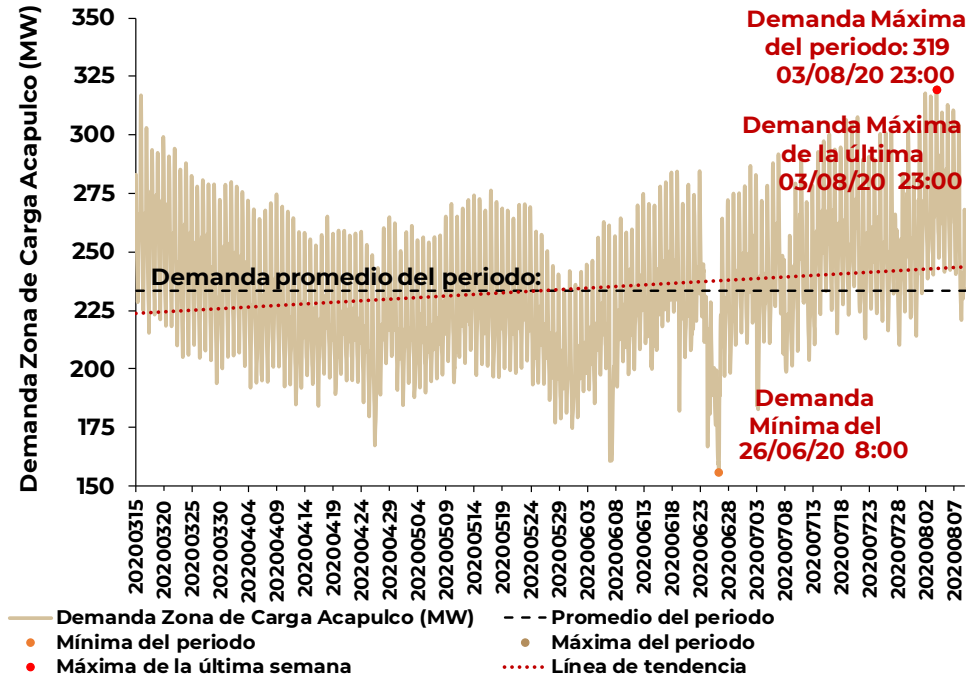


FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

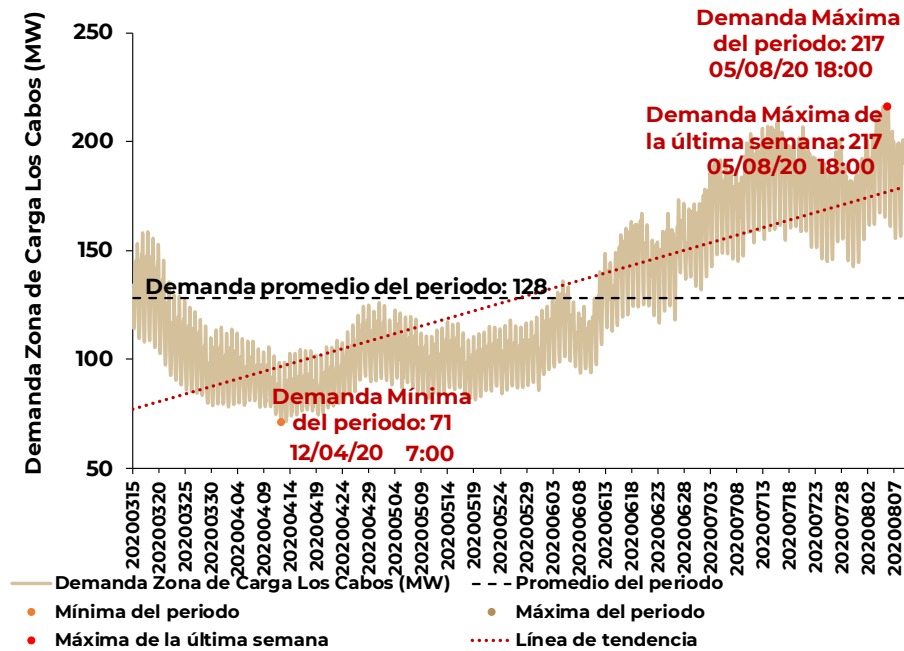
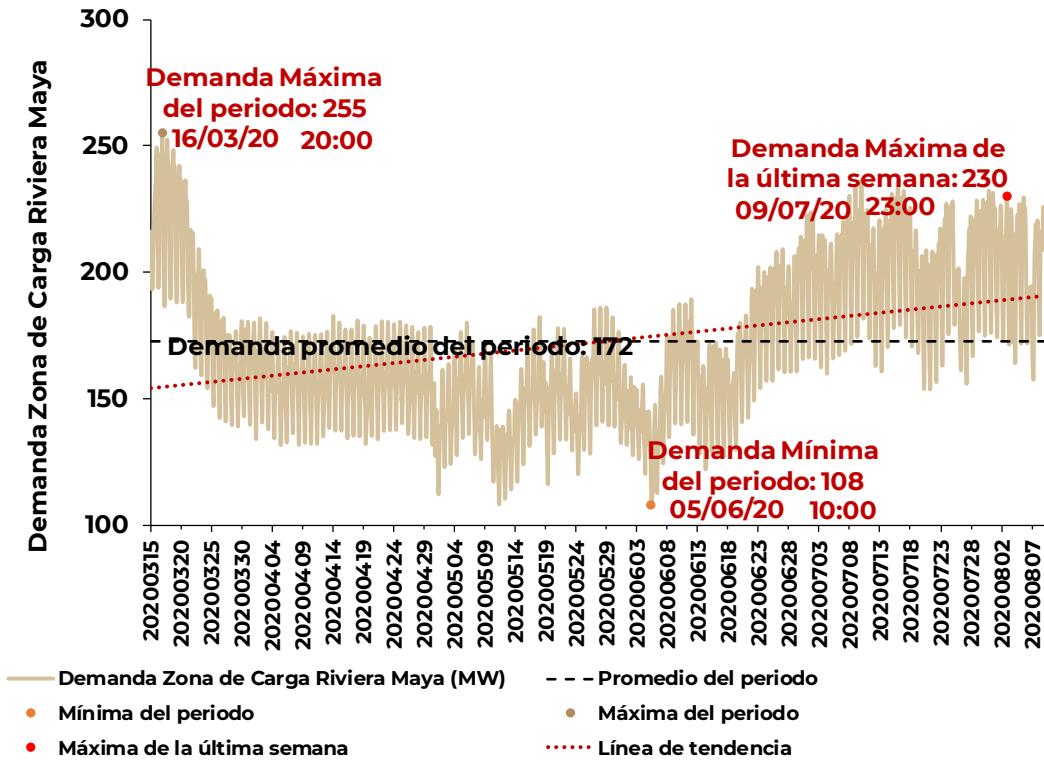
En el gráfico 5.16 se observa el impacto del COVID-19 en el comportamiento horario de la demanda del SEN. A medida que el número de contagios va en aumento y la implementación de normas sanitarias se volvió más estricta, lo que invariablemente repercutió en las actividades tanto comerciales como industriales, provocando una caída significativa en el pico de demanda. Incluso se registran demandas máximas en días hábiles menores a la demanda máxima de un fin de semana del año anterior y en algunos casos la variación entre la demanda máxima de un día hábil y un fin de semana en los días de contingencia es mínima a diferencia del patrón habitual registrado en años anteriores.

Un ejemplo del comportamiento de la contingencia sanitaria es el sector turístico, por ejemplo, en el caso de Acapulco, se observa que, durante las primeras semanas del confinamiento, se comenzó a presentar una caída en la demanda que se extendió a periodos de afluencia turística muy importantes como la Semana Santa, como se observa en los gráficos 5.17. A partir de julio se observa un repunte, lo que repercutió en que la demanda máxima del todo el periodo de análisis coincidiera con la demanda máxima de la semana 32, esto es 319.4 MWh/h. En Cancún, durante el mismo periodo de estudio, se observa una recuperación de la demanda a partir de la segunda mitad de junio hasta alcanzar su demanda más alta el 16 de julio con un valor de 472.5 MWh/h. Durante la semana 32 la demanda máxima registrada fue de 461.6 MWh/h.

GRÁFICO 5.17 Desempeño de la Demanda (MW) de las zonas turísticas seleccionadas del país, marzo-julio 2020



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

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

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

5.8.2 Escenario macroeconómico con contingencia sanitaria 2020-2034

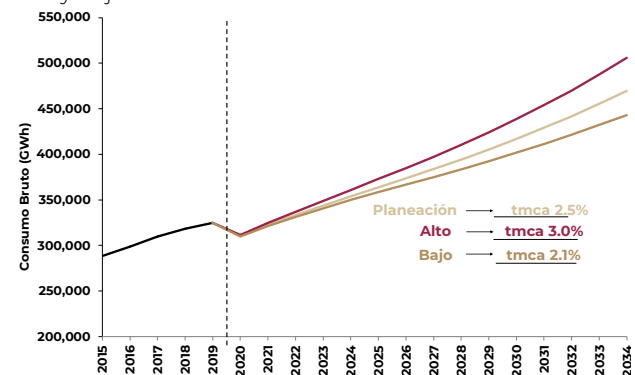
El primer trimestre de 2020 el PIB disminuyó -1.3% en términos reales, donde el sector agrícola creció 0.9% mientras que el industrial y los servicios disminuyeron -2.6% y -0.7%, respectivamente. El INEGI en su publicación del PIB del segundo trimestre de 2020²⁰, señala que este disminuyó -18.7%, siendo el quinto trimestre con caída de forma consecutiva y el mayor descenso registrado.

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

5.8.3 Consumo bruto con contingencia sanitaria 2020-2034

En el gráfico 5.18 se presenta la evolución para los próximos 15 años del consumo bruto del SEN de los escenarios de Planeación, Alto y Bajo, estos escenarios ya consideran los efectos de la Contingencia Sanitaria y se estima que el escenario de Planeación tenga una tmca del 2.5%, para el escenario Alto de 3.0% y el escenario Bajo 2.1%, en el mismo sentido, en la tabla 5.8 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.

GRÁFICO 5.18 Pronóstico del Consumo Bruto del SEN 2020 – 2034, contingencia sanitaria, escenarios de Planeación, Alto y Bajo



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

TABLA 5.8 Pronóstico del Consumo Bruto por GCR 2020 – 2034, contingencia sanitaria escenarios de Planeación, Alto y Bajo

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

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

²⁰ INEGI, Producto Interno Bruto de México durante el segundo trimestre de 2020, Comunicado de prensa núm. 407/20.

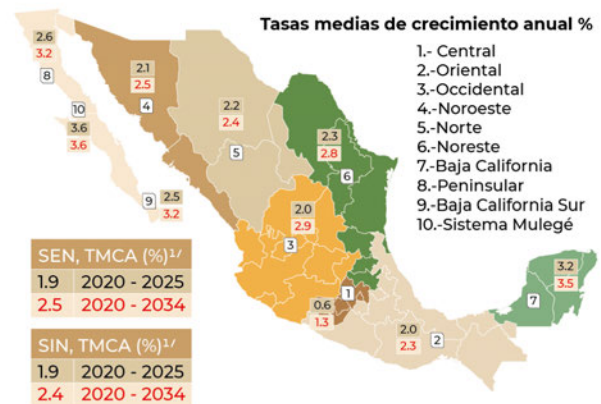
Tomando como base el escenario de Planeación Contingencia Sanitaria, se prevé que para largo plazo se presente un mayor dinamismo en el crecimiento del consumo bruto en el sistema Mulegé y en la GCR Peninsular con 3.6% y 3.5% respectivamente, mientras que, la Gerencia con menor incremento será la Central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

TABLA 5.9 Pronóstico regional del Consumo Bruto 2020 – 2034, contingencia sanitaria escenario de Planeación

Año / GWh	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	Baja California	Baja California Sur	Mulegé	SIN	SEN
2020	57,100	49,100	66,500	24,350	28,050	54,950	12,950	14,900	2,700	162	293,000	310,762
2021	58,842	50,868	69,193	25,202	29,172	57,450	13,857	15,332	2,822	167	304,583	322,904
2022	59,965	52,648	71,580	26,009	30,310	59,462	14,549	15,761	2,946	173	314,523	333,403
2023	61,045	54,491	73,943	26,763	31,219	61,602	15,131	16,092	3,063	179	324,194	343,529
2024	62,083	56,343	76,161	27,512	32,031	63,710	16,158	16,549	3,171	185	333,998	353,903
2025	63,076	58,259	78,446	28,228	32,799	65,914	16,721	17,029	3,275	191	343,443	363,939
2026	64,090	60,040	80,701	28,936	33,575	67,732	17,294	17,553	3,378	198	352,368	373,498
2027	65,162	61,674	83,185	29,693	34,369	69,737	18,046	18,116	3,490	206	361,866	383,678
2028	66,266	63,241	85,882	30,475	35,208	71,769	18,771	18,732	3,612	213	371,552	394,110
2029	67,418	64,795	88,762	31,309	36,121	73,957	19,438	19,409	3,746	220	381,801	405,176
2030	68,622	66,404	91,826	32,183	37,071	76,260	20,215	20,139	3,889	228	392,581	416,837
2031	69,865	68,026	95,132	33,077	38,102	78,773	20,935	20,915	4,038	236	403,910	429,099
2032	71,155	69,652	98,586	34,014	39,140	81,342	21,747	21,735	4,195	244	415,638	441,812
2033	72,530	71,364	102,328	34,998	40,262	84,159	22,621	22,621	4,360	253	428,167	455,401
2034	73,947	73,173	106,276	36,021	41,467	87,057	23,379	23,556	4,531	262	441,320	469,669

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

GRÁFICO 5.19 Pronóstico regional del Consumo Bruto 2020 – 2025 y 2020 – 2034, contingencia sanitaria escenario de Planeación



1/ tmca, año de referencia 2019.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

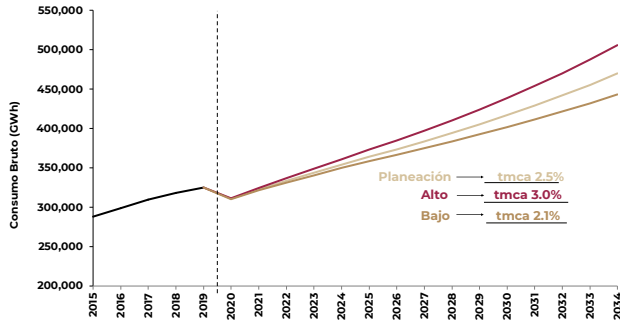
5.8.4 Demanda máxima con contingencia sanitaria 2020-2034

De acuerdo con las estimaciones considerando los efectos de la Contingencia Sanitaria, para la demanda máxima integrada del SEN se proyectó una tmca del 2.6% para el horizonte de Planeación, 3.1% para el escenario Alto y 2.2% para el escenario Bajo. En el gráfico 5.20 se presentan los crecimientos del SEN y en la tabla 5.10 se enuncia los crecimientos esperados para los sistemas y GCR en los tres escenarios.



Fotografía 12. Subestación de transmisión, Central Hidroeléctrica "La Yesca". La Yesca, Nayarit. | Comisión Federal de Electricidad.

GRÁFICO 5.20 Pronóstico de la Demanda Máxima Integrada del SEN 1/ 2020 – 2034, contingencia sanitaria, escenarios de Planeación, Alto y Bajo



1/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

Tomando como base el escenario de Planeación, en el la tabla 5.11, se presentan los pronósticos de demanda máxima integrada por GCR y SIN. En el gráfico 5.21 se muestra de forma geográfica y porcentual, el pronóstico para dos horizontes, 2020 — 2025 y 2020 — 2034 para cada GCR y SIN.

TABLA 5.10 Pronóstico de la Demanda Máxima Integrada por GCR 2020 – 2034, contingencia sanitaria escenarios Planeación, Alto y Bajo

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

1/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

Para el largo plazo, se prevé un dinamismo mayor para la GCR Peninsular con una tmca de 4.0%, seguido de Baja California con 3.4%, y la GCR con menor crecimiento es el Central con 1.6%. Para el mediano plazo 2020 — 2025 el sistema Mulegé, GCR Peninsular y Baja California en promedio crecerán

por arriba de 3.0%, mientras el Central crecerá al 1.1%.

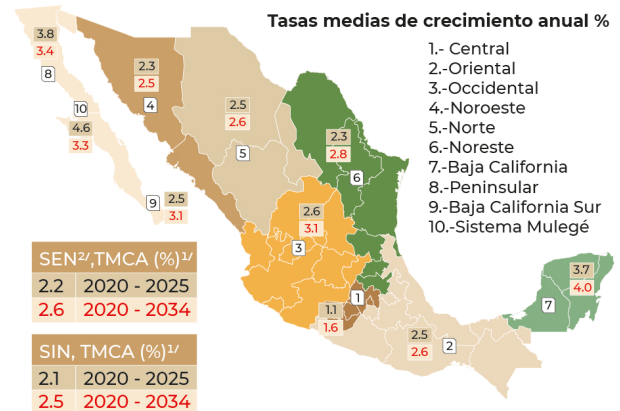
TABLA 5.11 Pronóstico regional de la Demanda Máxima Integrada por GCR 2020 – 2034, contingencia sanitaria escenarios de Planeación, Alto y Bajo

Año / MWh/h	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	Baja California	Baja California Sur	Mulegé	SIN	SEN ^{1/}
2020	8,777	7,481	9,786	4,900	4,922	9,200	2,090	3,133	497	31	43,800	46,864
2021	8,850	7,826	10,245	5,184	5,084	9,716	2,278	3,221	519	32	46,078	49,135
2022	8,978	8,177	10,667	5,448	5,262	10,064	2,404	3,317	544	34	47,690	50,856
2023	9,097	8,533	11,077	5,711	5,408	10,403	2,511	3,407	569	36	49,224	52,470
2024	9,216	8,853	11,440	5,926	5,513	10,759	2,697	3,522	595	37	50,689	54,040
2025	9,327	9,173	11,800	6,103	5,622	11,114	2,794	3,615	622	39	52,063	55,507
2026	9,500	9,462	12,206	6,277	5,758	11,375	2,902	3,724	640	40	53,414	56,960
2027	9,682	9,739	12,619	6,457	5,851	11,708	3,039	3,810	661	41	54,775	58,413
2028	9,869	10,000	13,069	6,644	6,028	12,029	3,163	3,945	684	42	56,189	59,966
2029	10,065	10,260	13,383	6,774	6,234	12,495	3,297	4,086	708	43	57,650	61,829
2030	10,264	10,527	13,902	6,939	6,362	12,840	3,439	4,239	735	44	59,137	63,657
2031	10,467	10,802	14,436	7,107	6,532	13,232	3,573	4,336	763	45	60,888	65,544
2032	10,675	11,070	14,987	7,328	6,710	13,601	3,721	4,493	791	46	62,657	67,491
2033	10,894	11,349	15,575	7,557	6,840	14,109	3,864	4,612	822	47	64,648	69,625
2034	11,115	11,651	16,019	7,699	7,086	14,631	4,023	4,772	853	48	66,633	71,778

1/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

GRÁFICO 5.21 Pronóstico regional de la Demanda Máxima Integrada 2020 – 2025 y 2020 – 2034, contingencia sanitaria, escenario de Planeación



1/ tmca, año de referencia 2019.

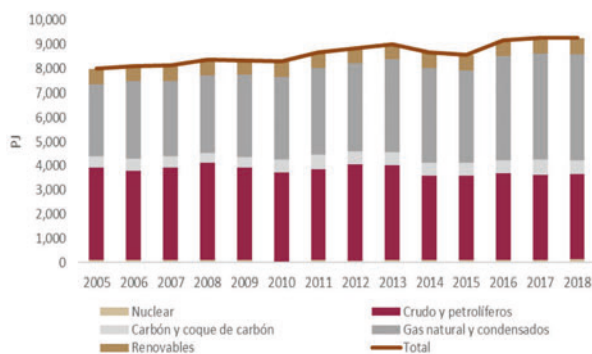
2/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

5.9 Matriz Energética 2035-2050

El consumo energético de México ha sido soportado en un mayor porcentaje en combustibles fósiles convencionales, pues las necesidades energéticas del país en todos los sectores de consumo han sido abastecidas por estos combustibles. El suministro que proviene del crudo y los petrolíferos, y del gas natural y condensados hacia los sectores de consumo es prácticamente predominante en la matriz energética nacional. En el gráfico 5.22 se observa la oferta interna bruta total por energético, donde en 2018 el 47.0% corresponde al gas natural y condensados, mientras que el crudo y petrolíferos representa cerca del 38.0%, cuando en 2005 representaba el 47.7%.

GRÁFICO 5.22 Oferta Interna Bruta por Energético 2005-2018



Fuente: Elaborado por SENER con información del SIE

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

Para lo anterior se tomó en consideración la generación distribuida (GD), la electromovilidad (EM) y los cambios tecnológicos de cargas “térmicas” de combustibles derivados de hidrocarburos, leña y termo-solar “no-eléctrico” (CHLS) por cargas eléctricas en el sector residencial y comercial, así como solar-no eléctrico. Dicha participación adicional en la Industria Eléctrica deriva en una transición en la Matriz Energética que se considera a partir del 2035.

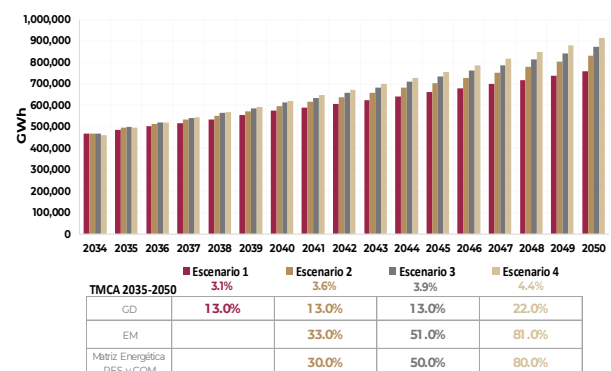
En el gráfico 5.23 se muestra el comportamiento del consumo de la energía eléctrica bajo 4 escenarios con diferentes supuestos.

- Escenario 1: 13.0% de GD
- Escenario 2: 13.0% de GD, cambio en el sector vehicular del 33.0% a EM y 30% de cambio en el consumo de CHLS por eléctrico en los sectores residencial y comercial.
- Escenario 3: 13% de GD, cambio en el sector vehicular del 51% de EM y 50% de cambio en el consumo de CHLS por eléctrico en los sectores residencial y comercial.
- Escenario 4: 22% de GD, cambio en el sector vehicular del 81% de EM y 80% de cambio en el consumo de CHLS por eléctrico en los sectores residencial y comercial.

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

Un cambio acelerado en la Matriz Energética en los sectores residencial y comercial hacia la sustitución de combustibles derivados de hidrocarburos y leña por consumo eléctrico y electromovilidad, debe ir acompañado de una alta penetración de GD, sistemas de almacenamiento residencial y modernización de las RGD hacia Redes Eléctricas Inteligentes.

GRÁFICO 5.23 Escenarios de Consumo Bruto del SEN 2035-2050

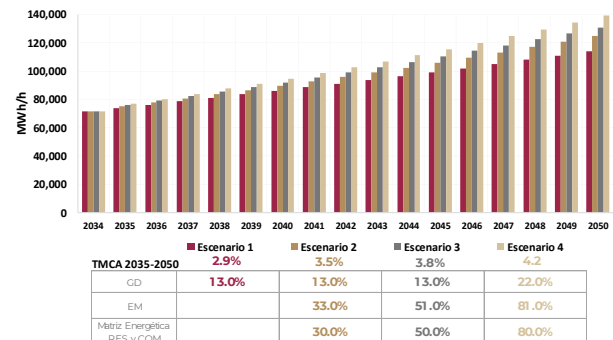


FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

El escenario 4 presenta la mayor tasa media de crecimiento anual de 4.4%, lo que representa una mayor participación de la energía eléctrica. En este escenario se considera una mayor participación de equipamiento que usa energía eléctrica en el sector residencial y comercial, al igual que una mayor penetración de GD y electromovilidad.

En el gráfico 5.24 se presentan las demandas máximas de energía eléctrica para los escenarios antes descritos.

GRÁFICO 5.24 Escenarios de Demanda Máxima Bruta del SEN 2035-2050



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE



Fotografía 13. Sala de control del Centro Nacional de Control de Energía. | Centro Nacional de Control de Energía.



Fotografía 14. Maniobra para izaje de estructuras modulares de emergencia. | Comisión Federal de Electricidad.

6

Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE)



Fotografía 15. Central Nucleoeléctrica "Laguna Verde", Alto Lucero, Veracruz. Central Ciclo Combinado "Tula", Tula, Hidalgo. Generador Eólico. Paneles solares. | Comisión Federal de Electricidad.

Conforme al Artículo 13 de la Ley de la Industria Eléctrica, “Con el objetivo de promover la instalación de los recursos suficientes para satisfacer la demanda en el Sistema Eléctrico Nacional y cumplir con los objetivos de Energías Limpias, la Secretaría desarrollará programas indicativos para la instalación y retiro de las Centrales Eléctricas, cuyos aspectos relevantes se incorporarán en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional”.

En el Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, en su Artículo 7, se establece que “los programas indicativos para la instalación y retiros de Centrales Eléctricas no serán requisito para la instalación o retiro de Centrales Eléctricas, y no generarán el derecho a obtener una autorización, permiso, derecho o garantía de resultados económicos o financieros esperados para las Centrales Eléctricas que se instalen o pretendan instalarse en congruencia con dichos programas”.

Para la definición de este programa, se llevó a cabo una revisión exhaustiva de los proyectos de generación de los diferentes participantes en el sector eléctrico, con el fin de determinar aquellos más factibles de llevarse a cabo.

6.1 Programa de Centrales Eléctricas de proyectos estratégicos de infraestructura

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

En la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal en su artículo 33, establece que a la

Secretaría de Energía le corresponde, establecer, conducir y coordinar la política energética del país, con prioridad en la seguridad y diversificación energética, ahorro de energía y protección al medio ambiente, para lo cual puede establecer, coordinar, realizar y promover programas, y proyectos como los que nos ocupa, incluyendo la planeación energética a mediano y largo plazo, así como fijar las directrices económicas y sociales, del sector energético nacional, e igualmente establecer mecanismos de coordinación con el CENACE que propicie que sus acciones – es decir las del CENACE-, sean compatibles con los programas de la Secretaría de Energía;

En el presente ejercicio de planeación, de conformidad con la nueva política energética de la Administración Pública Federal, se va a reactivar el desarrollo de Centrales Eléctricas en la Empresa Productiva del Estado, para lo cual se plantea la incorporación en el mediano plazo de centrales de ciclo combinado, la rehabilitación y modernización de algunas hidroeléctricas en operación, así como el equipamiento y repotencialización de otras en instalaciones hidráulicas existentes, la Figura 6.1, muestra las adiciones de capacidad neta de 2021 a 2024 por la empresa productiva del Estado.

En términos de lo dispuesto por la LIE, en sus artículos 1, 2 y 3, la planeación energética deberá atender los criterios de la soberanía y la seguridad energéticas y fortalecimiento de las empresas productivas del estado, al decir:

Esta Ley tiene por finalidad promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica y garantizar su operación continua, eficiente y segura en beneficio de los usuarios, así como el cumplimiento de las obligaciones de servicio público y universal, de Energías Limpias y de reducción de emisiones contaminantes.

Artículo 2.- La industria eléctrica comprende las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía



eléctrica, la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como la operación del Mercado Eléctrico Mayorista. El sector eléctrico comprende a la industria eléctrica y la proveduría de insumos primarios para dicha industria. Las actividades de la industria eléctrica son de interés público.

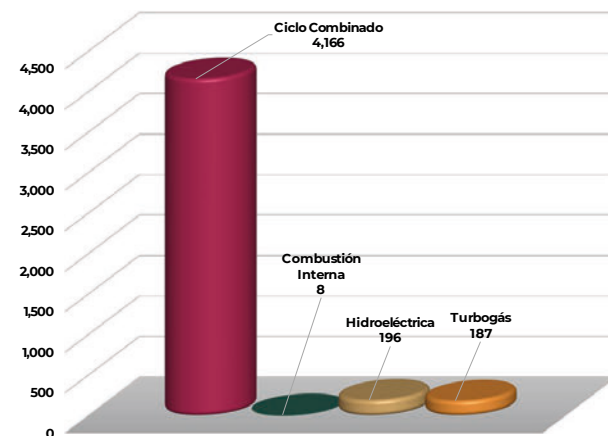
La planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, **son áreas estratégicas**. En estas materias el Estado mantendrá su titularidad, sin perjuicio de que pueda celebrar contratos con particulares en los términos de la presente Ley. El Suministro Básico es una actividad prioritaria para el desarrollo nacional.

Artículo 3.- Para los efectos de esta Ley, se entenderá por:

X. Confiabilidad: Habilidad del Sistema Eléctrico Nacional para satisfacer la demanda eléctrica de los Usuarios Finales bajo condiciones de suficiencia y Seguridad de Despacho, conforme a los criterios respectivos que emita la CRE;"

Por lo antes expuesto, la Secretaría de Energía, determinó como proyectos estratégicos de infraestructura en el PIIRCE un grupo de Centrales Eléctricas, para fortalecer la política energética nacional, propiciar el desarrollo y operación eficiente de la industria eléctrica, asegurar la Confiabilidad del SEN, e igualmente fortalecer a las empresas productivas del estado del sector energético, como se establece en el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024.

Figura 6.1. Capacidad neta en MW, adiciones de capacidad de 2021 a 2024 de proyectos estratégicos



Fuente: SENER

Del programa en estudio en el periodo de 2025-2031 de Centrales Eléctricas consideradas como proyectos estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional se tienen en estudio 9,157 MW de capacidad bruta media anual en unidades de Central Eléctrica Flexible con base a combustible gas natural, que provean al Sistema Eléctrico Nacional de la capacidad de ajustarse y adaptarse a múltiples condiciones de carga-generación para asegurar la suficiencia y la Seguridad de Despacho, con la integración de Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitente (fotovoltaicas y eólicas).

Para la integración de Centrales Eléctricas con Energía Limpia, se están estudiando el potencial en unidades hidroeléctricas con capacidad menor o igual a 30 MW, las cuales pueden ser clasificadas como de "filo de agua" o de poca superficie. Este tipo de Centrales Eléctricas, son desarrollos hidroeléctricos que no requieren la construcción de un embalse para el aprovechamiento de la energía del escurrimiento, su potencia puede ser desde pequeños desarrollos (kW) (Generadores Exentos) hasta sistemas de varios MW de potencia.

También, se están analizando otros proyectos de mediana capacidad que se han estudiado en administraciones pasadas.

Se estima que el potencial de centrales hidroeléctricas de capacidad menor a 30 MW en México es del orden de 14,500 MW con factores de planta entre 50 y 75% dependiendo de la región hidrográfica y subcuenca.

El mayor potencial para centrales con potencial de mini-hidroeléctricas se localiza en las subcuencas de los ríos Papaloapan, Tecolutla, Santiago-Guadalajara, Tamián, Atoyac, Grijalva-Tuxtla Gutiérrez, Moctezuma, Balsas-Mezcala, Ameca-Atenguillo, Jamapa, Papagayo, Grijalva-Villahermosa, Nautla, Santiago-Aguamilpa, Coatzacoalcos, Omotepec, Grande de Amacuzac, Caule – Pitillal.

Si bien los potenciales son altos, se deben considerar las condiciones que existen en las regiones para su aprovechamiento, tales como áreas naturales protegidas, pueblos indígenas, infraestructura de acceso y para evacuación de la energía eléctrica, los costos de inversión y operación, entre otros, de tal forma que el potencial aprovechable puede ser menor.

Otro tipo de tecnología es la Nuclear, la cual en el artículo 3 fracción XIII inciso (i) de la LIE establece como Energía Limpia. Para esta tecnología se estudia el potencial de uranio como recurso natural disponible en México como estrategia dentro de la matriz energética soberana; como las nuevas tecnologías de Centrales Nucleares pueden brindar flexibilidad, actuando en modo de seguimiento de la demanda y seguir garantizando la Confiabilidad en el SEN; estudios económicos de largo plazo comparando con otras tecnologías de carga base; el impacto en las externalidades por los Gases de Efecto Invernadero comparando con el confinamiento, el reciclado de combustible para recuperar la energía remanente; y las diferentes tecnologías de generación nuclear.

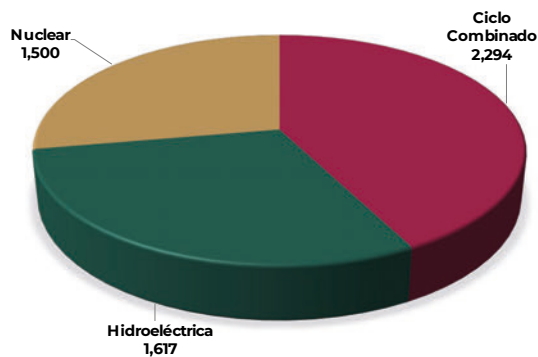
La Figura 6.2, presenta las adiciones de capacidad del proceso de optimización de proyectos en etapa de estudios e indicativos etiquetados como estratégicos para fortalecer la política energética

nacional de 2025 a 2031, las principales tecnologías son ciclos combinados e hidroeléctricas.

Los proyectos estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional con Energías Limpias se estiman aporten entre 18,000 y 21,000 GWh al año cuando estén finalizados.

Como ejercicio, si se comparan los 1,617 MW de capacidad hidroeléctrica más los 1,500 MW de nuclear con otras Energías Limpias, como la fotovoltaica, se estima que se tendría que instalar una capacidad del orden 7,000 a 8,000 MW de fotovoltaica, lo que representa en superficie de terreno entre 20,000 a 23,000 Ha de terreno, donde se deben considerar las restricciones que existen en las regiones para su aprovechamiento, tales como áreas naturales protegidas, pueblos indígenas, infraestructura de acceso y para evacuación de la energía eléctrica, los costos de inversión y operación, entre otros. Además, que la vida útil de una central fotovoltaica es de 20 a 25 años, si se quiere extender más se debe considerar el cambio de paneles e inversores con su respectiva contaminación y reciclaje; para las centrales hidroeléctricas y nucleares se pueden extender su vida útil hasta 80 o 100 años.

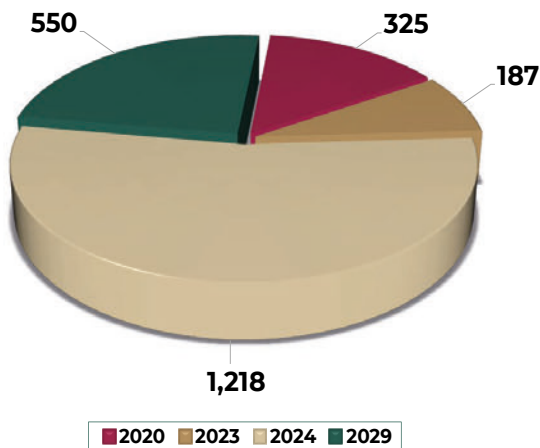
Figura 6.2. Adiciones de capacidad en MW de 2025 a 2031 de proyectos estratégicos



Fuente. SENER

La Figura 6.3 presenta la capacidad a sustituir con la estrategia para fortalecer la política energética nacional de 2020 a 2034, donde 2,068 MW corresponden a unidades de Central Eléctrica de vapor.

6.3 Capacidad en MW de sustitución de Centrales Eléctricas.



Fuente. SENER

6.2 Generación Distribuida

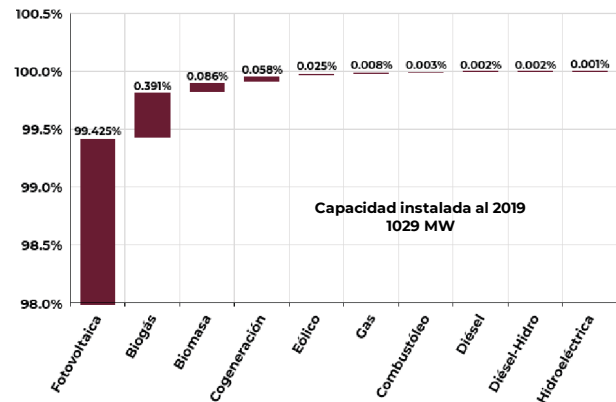
La integración de Generación Distribuida, principalmente los sistemas fotovoltaicos (GD-FV), en los Sistemas Eléctricos Potencia debe tenerse en cuenta en la integración de proyectos de Centrales Eléctricas, ya que plantea grandes retos para los pronósticos de demanda y consumo, la interoperabilidad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

La penetración de GD-FV requiere actualizar el proceso del PIIRCE,

En el SEN el 99.4% de Generación Distribuida (GD) al cierre de 2019 es por parte de sistemas fotovoltaicos, de los cuales se tiene registro de más de 145 mil contratos que ascienden a una capacidad instalada acumulada del orden de 1,023 MW²¹ en el SEN, en 2019 fue instalada una capacidad de 334 MW que se

estima tuvieron una generación de 337 GWh. La Figura 6.4 muestra la capacidad instalada acumulada por tipo de tecnologías de GD a 2019.

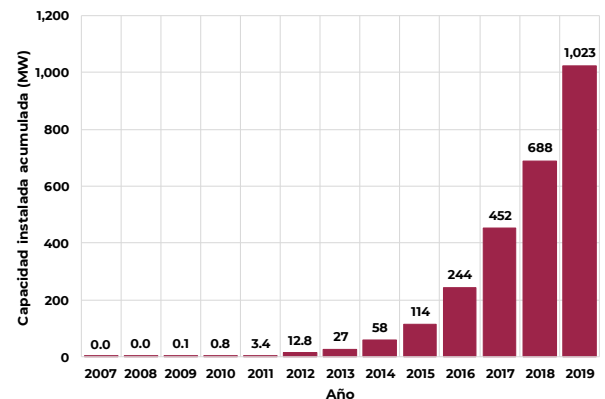
Figura 6.4. Capacidad instalada acumulada de Generación Distribuida por tipo de tecnologías al 2019



Fuente. SENER con información de CRE, CFE y CENACE

La Figura 6.5 muestra la evolución de la capacidad instalada acumulada de 2007 a 2019 de la GD de sistemas fotovoltaicos.

Figura 6.5. Evolución capacidad instalada (MW) de los sistemas fotovoltaicos 2007-2019



Fuente. SENER con información de CRE, CFE y CENACE

Para la integración de GD-FV se realizaron dos proyecciones para los próximos 15 años, respecto al

²¹ CFE Distribuidor, estadísticas GD, agosto 2020

crecimiento de capacidad instalada, la generación aportada a las redes generales de distribución y por consiguiente al SEN. El primer escenario es de planeación y el segundo escenario es asumiendo que habrá mayor dinamismo e impulso a la Generación Distribuida. Estas proyecciones tienen impacto en los pronósticos de demanda y consumo.

En la Figura 6.6 se presenta la evolución estimada de la capacidad instalada acumulada de GD-FV para los dos escenarios de crecimiento mencionados, se observa que la capacidad instalada de 1,023 MW registrada en 2019, para el 2034 se ubicará en 8,137 MW para el escenario de planeación y 12,447 MW para el escenario alterno.

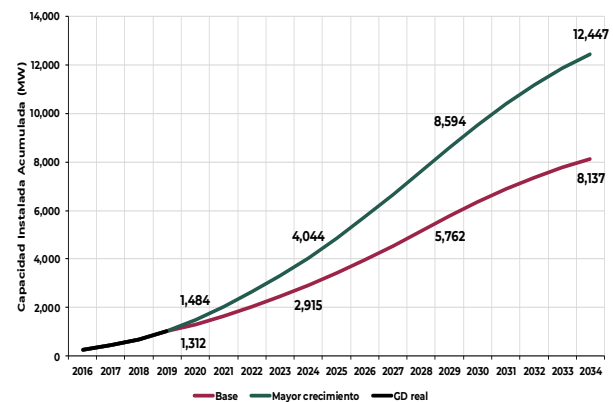
La distribución estimada de la capacidad instalada acumulada por Gerencia de Control Regional (GCR) en 2034 se distribuye de la siguiente manera: las GCR Occidental, Central y Noreste presentan la mayor participación con 18.5%, 17.9% y 17.4% cada uno respectivamente, y la GCR con menor participación es BCS con 0.6%, como se indica en la Figura 6.7.

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

La propuesta de instalación de Generación Distribuida en México considera las entidades

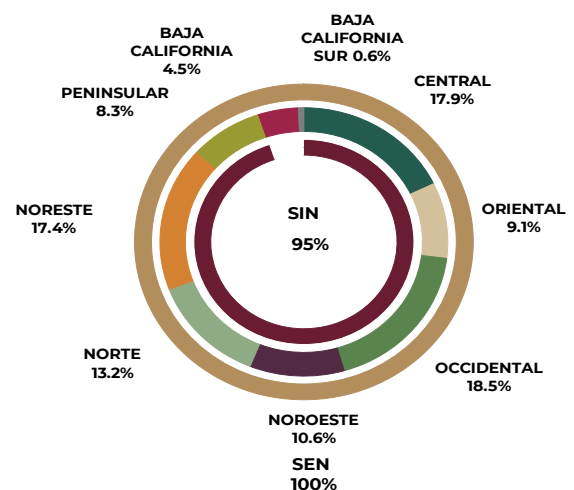
federativas con municipios que tienen menos de 2,500 habitantes²² (comunidades rurales), con porcentaje en situación de pobreza más altos²³, con viviendas que no disponen de Suministro Eléctrico y cuentan con 1.0% o menos del porcentaje de panel solar instalado²⁴.

6.6 Evolución estimada de la capacidad instalada acumulada de Generación Distribuida 2016 – 2034



Fuente: SENER con información de CENACE

6.7 Distribución capacidad instalada acumulada del escenario base por Gerencia de Control Regional en 2034



Fuente: SENER con información de CENACE

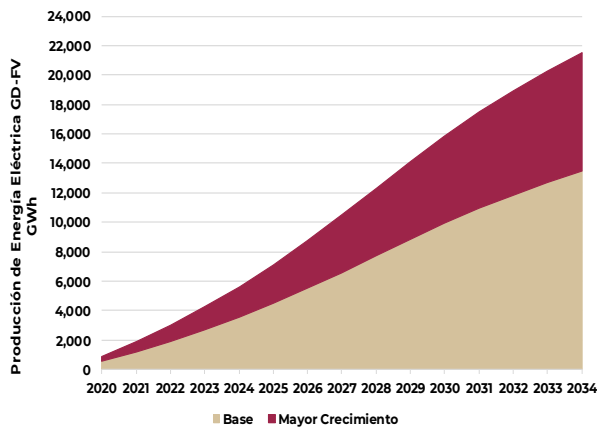
²² www.cuentame.inegi.org.mx

²³ www.coneval.org.mx

²⁴ Ibídem

En la Figura 6.8 se presenta el comportamiento esperado de la generación de la GD-FV (GWh) de 2020 a 2034 en el SEN, para el escenario de base y el de mayor crecimiento. Para la elaboración del PIIRCE 2020-2034 se considera el de mayor crecimiento.

6.8 Producción de energía eléctrica estimada por la GD-FV de 2020 a 2034



Fuente: SENER con información de CENACE

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

El modelo de planeación de la integración de la GD-FV deberá ir evolucionando en los siguientes ciclos de elaboración del PRODESEN, a medida que las tecnologías de almacenamiento, redes eléctricas inteligentes e interoperabilidad sean más eficientes y reduzcan los costos de inversión

6.3 Programa indicativo de incorporación de centrales eléctricas

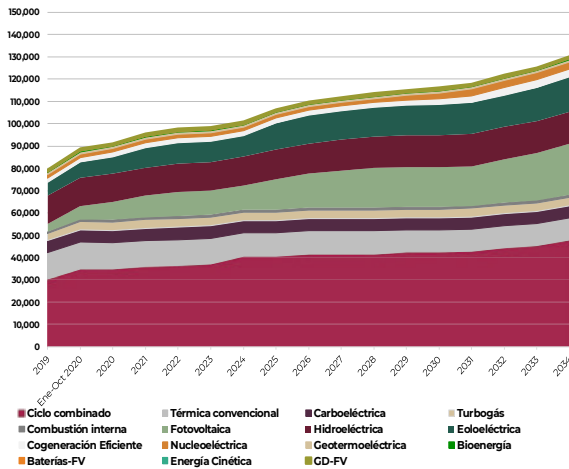
El programa de nueva capacidad en el corto/mediano plazo 2020-2024, resultó de la revisión de los proyectos con contrato de interconexión y proyectos estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional. Posterior a 2024, con fundamento en los lineamientos de política energética, se consideran proyectos de generación flexibles con tecnologías convencionales y proyectos de Energía Limpia.

La ubicación regional y fechas de operación de tecnologías convencionales es resultado de necesidades regionales por Confiabilidad y de la optimización del sistema.

La Figura 6.9, muestra la evolución de la capacidad a instalar por tipo de tecnología de generación resultado del Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas de 2020 a 2034.

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

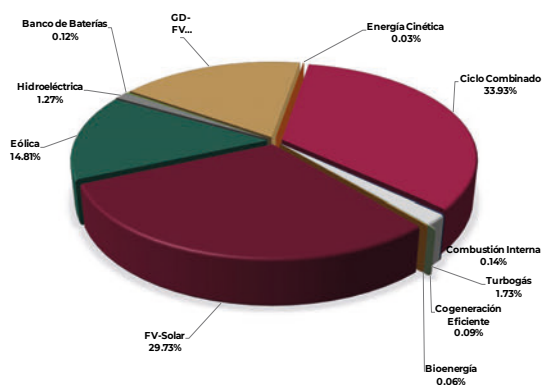
Figura 66.9 Evolución de la capacidad (MW) PIIRCE 2020-2034



Fuente: SENER

Del periodo noviembre 2020 a diciembre 2024 se estima una incorporación de capacidad a instalar de 13,677 MW en la RNT, si se incluye la GD-FV se estiman 16,697 MW (escenario acelerado). La gráfica de la Figura 6.10 muestra la distribución en porcentaje de la incorporación de capacidad a instalar por tipo de tecnología del periodo noviembre 2020 a diciembre 2024. Donde el 56.3% corresponde a Energías Limpias sin contabilizar la GD-FV; si se toma en cuenta el estimado del escenario de mayor crecimiento de la GD-FV 64.2%.

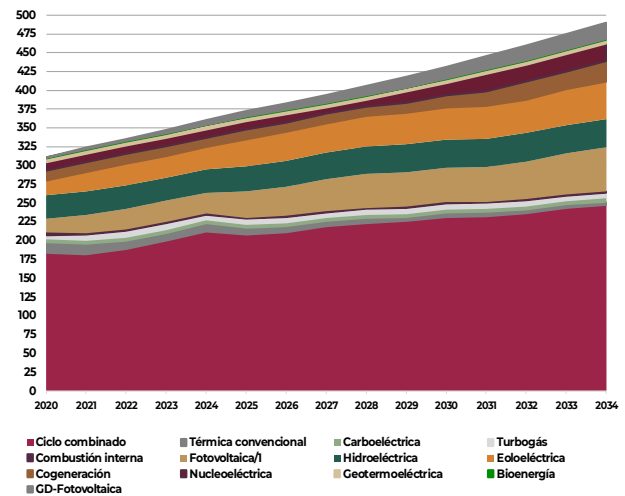
Figura 6.10 Porcentaje de adición de capacidad por tecnología de nov-2020 a dic-2024.



Fuente: SENER

La figura 6.11, presenta el comportamiento esperado de la generación neta inyectada (TWh) de 2020 a 2034 en el SEN, se considera la generación distribuida (GD) la cual en los pronósticos de demanda y consumo se considera como auto consumo local la producción de energía eléctrica.

Figura 6.11. Evolución de la producción de energía PIIRCE 2020-2034 (TWh)

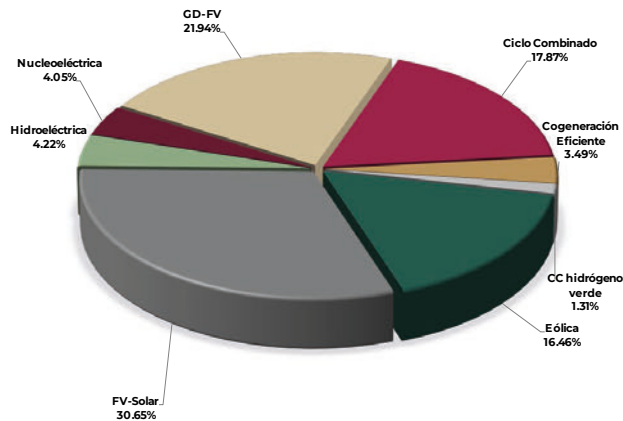


Fuente: SENER

/1 Incluye la producción de BESS-FV y Energía Cinética.

Del periodo 2025 a 2034 se estima una incorporación de capacidad a instalar de 29,889 MW en la RNT, si se incluye la GD-FV se estiman 38,292 MW. La gráfica de la Figura 6.12 muestra la distribución en porcentaje de la incorporación de capacidad a instalar por tipo de tecnología del periodo 2025 a 2034. Donde el 77.1% corresponde a Energías Limpias sin contabilizar la GD-FV; si se toma en cuenta el estimado del escenario de mayor crecimiento de la GD-FV 82.1%. En este ejercicio del PIIRCE 2020-2034 no se tiene en cuenta sistemas de almacenamiento, los cuales deberán ser considerados por las futuras Centrales Eléctricas para la incorporación de sus Energías Limpias con fuente primaria de energía solar y viento.

Figura 6.12 Porcentaje de adición de capacidad por tecnología de 2025 a 2034.



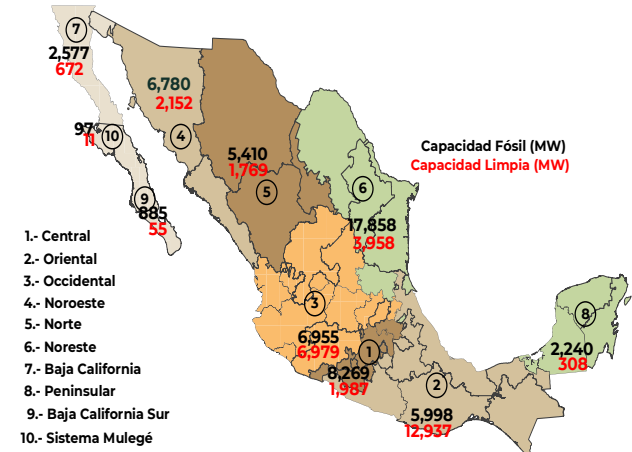
Fuente: SENER

La evolución de la producción de energía eléctrica estimada de 2020 a 2034 seguirá siendo predominante el consumo de gas natural, con una incorporación gradual y ordenada de la participación de las Energías Limpias con el objetivo de cumplir las metas establecidas, privilegiando la Confiabilidad en el SEN ante la intermitencia de las renovables.

Las tecnologías emergentes como son: el cambio de turbinas con combustible de gas natural a hidrógeno verde, la incorporación de sistemas de almacenamiento, la tecnología de concentración solar, energía oceánica, entre otras, su tendencia es reducir sus costos de capital, operación y mantenimiento, por lo que en el siguiente lustro y las próximas décadas tendrán una mayor incorporación para el cambio de la matriz energética y la reducción del uso de combustibles fósiles.

La Figura 6.13 presenta la capacidad instalada en MW por GCR a octubre de 2020, se puede observar que en el Occidental y Oriental la participación de la capacidad instalada de Energías Limpias es mayor que la capacidad fósil.

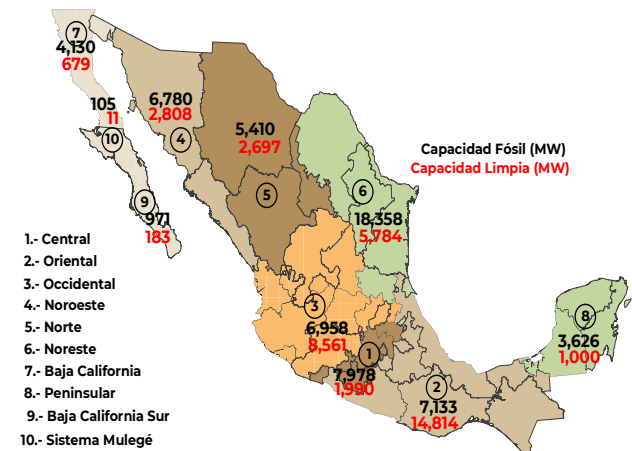
Figura 6.13. Capacidad instalada en MW por GCR a octubre de 2020.



Fuente: SENER con información de CENACE y CFE.

La Figura 6.14 presenta la capacidad instalada en MW por GCR a 2024, se puede observar que la participación de Energías Limpias sigue su ritmo de incremento gradual garantizando la Confiabilidad y la viabilidad económica.

Figura 6.14. Capacidad instalada en MW por GCR a 2024.

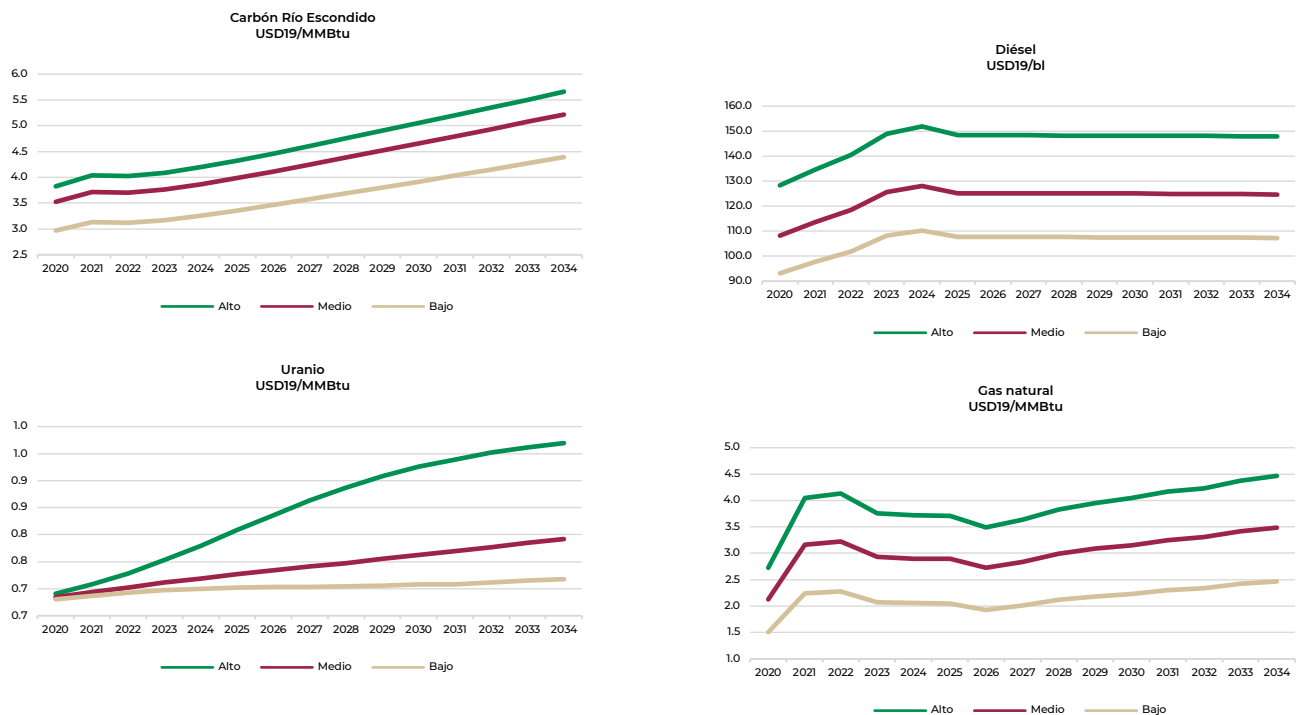


Fuente: SENER con información de CENACE y CFE

6.4 Evolución de precios de combustibles

Para este ejercicio de planeación, la CFE proporcionó las trayectorias de precios de combustible para: gas natural, carbón, combustóleo, diésel y uranio enriquecido, para los escenarios alto, medio y bajo. La Figura 6.15 presenta dichas trayectorias.

Figura 6.15. Evolución de precios de combustibles para los escenarios alto, medio y bajo



Fuente: SENER con información de CFE



Fotografía 16. Subestación de transmisión. | Comisión Federal de Electricidad.

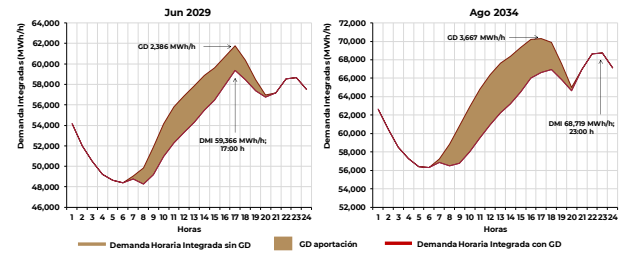
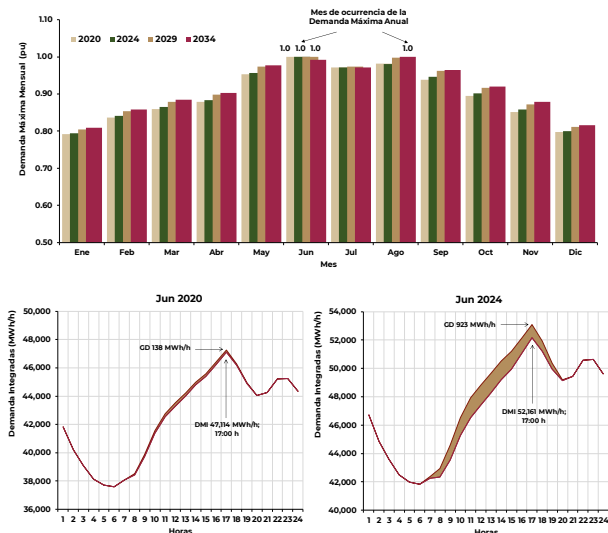
6.5 Margen de reserva

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

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

En los estudios realizados se consideró el MR eficiente, dictado en la política de Confiabilidad, el cual considera: 21.3% para el SIN, 20.9% para el Sistema BC y 35% para el Sistema BCS. A nivel sistema, el MR se calcula para la demanda máxima coincidente. La demanda máxima coincidente del SIN ocurre normalmente en el mes de junio entre las 16 y 17 hrs, como vayan presentándose la integración de GD-FV, se desplazará hacia el mes de agosto, ver Figura 6.16. Para los sistemas aislados BC y BCS, la demanda máxima ocurre en agosto entre las 17 y 18 hrs, hora local en cada sistema.

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



Fuente: SENER con información de CENACE.

La participación de tecnologías de Energía Limpia, particularmente la solar fotovoltaica, tendrá un efecto importante en el margen de reserva de la demanda máxima vespertina. Sin embargo, la capacidad de estas fuentes de generación no estará disponible en la noche, por lo que es fundamental el cumplimiento del margen de reserva en la demanda máxima de la noche.

El MR se calcula de acuerdo con lo siguiente:

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

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

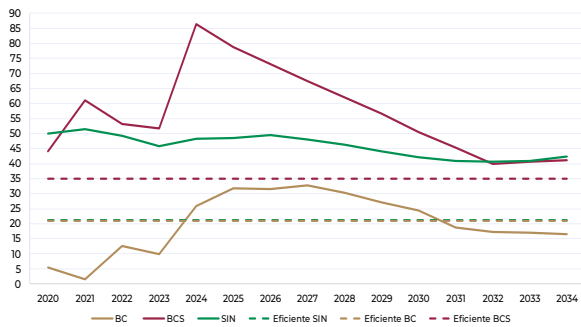
El MR debe ser suficiente para cubrir fallas y eventos críticos como falta temporal en el suministro de combustibles y fenómenos naturales, además de un margen de reserva operativo del 6%.

La capacidad disponible de la generación intermitente, durante la ocurrencia de la demanda máxima, resulta de la estadística de la disponibilidad horaria de los últimos 5 años de dicha generación.

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

La Figura 6.17, presenta el comportamiento del margen de reserva para el escalón de la demanda máxima diurna del Sistema Eléctrico Nacional. El margen de reserva de Baja California no considera importación de USA.

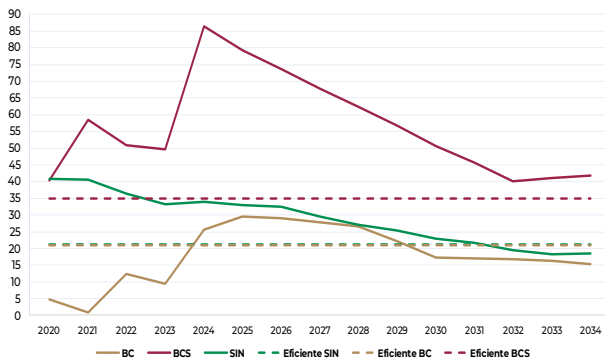
Figura 6.17. Evolución del Margen de Reserva durante la demanda máxima diurna



Fuente. SENER

La Figura 6.18, muestra el comportamiento del margen de reserva para el escalón de la demanda máxima nocturna.

Figura 6.18. Evolución del Margen de Reserva durante la demanda máxima nocturna.



Fuente. SENER

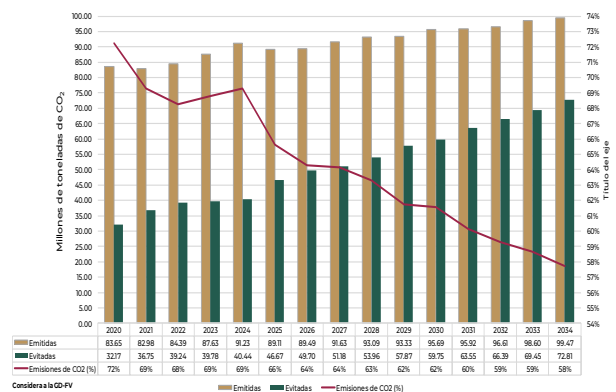
6.6 Emisiones de CO₂

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

De acuerdo con el Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 2015, la generación de energía eléctrica es la segunda actividad con la mayor aportación en la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en México, solo por debajo del sector transporte, y tiene el compromiso INDC de reducir sus emisiones de GEI a un nivel no mayor a 139 MTCO_{2e} al 2030.

La Figura 6.19, presenta la estimación de emisiones de CO₂ como resultado de la producción de energía por tecnología en el SEN con base al documento de Costos y Parámetros de Referencia de Generación 2019 de la CFE. En estas estimaciones no se incluyen las correspondientes a Centrales Eléctricas que autoabastecen de manera local su demanda por no tener información.

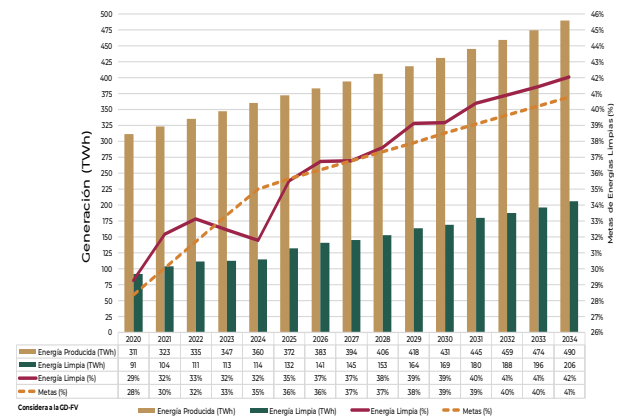
Figura 6.19. Evolución de las emisiones de CO₂



Fuente. SENER

La Figura 6.20, muestra la estimación de la generación producida (incluye GD-FV) y de la participación de la generación con Energía Limpia en TWh y en porcentaje con respecto a la generación total del SEN; se observa que a partir de 2025 la generación con Energía Limpia esperada es ligeramente superior a la trayectoria de las metas de establecidas en la Ley de Transición Energética.

Figura 6.20. Evolución de generación y las metas de Energía Limpia



Fuente: SENER



Fotografía 17. Torre de transmisión. | Comisión Federal de Electricidad.

7

*Programa de Ampliación
y Modernización de la
Red Nacional de Transmisión
y las Redes Generales de
Distribución del Mercado
Eléctrico Mayorista (PAMRNT)*



Fotografía 18. Torres de transmisión | Comisión Federal de Electricidad.

7.1 Objetivo de los Proyectos de Ampliación y Modernización

Los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y los elementos de la Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, se llevarán a cabo sobre la base del mandato constitucional de los artículos 25 y 27, “Tratándose de la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, y del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica”; “Corresponde exclusivamente a la Nación, la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica; en estas actividades no se otorgarán concesiones, sin perjuicio de que el Estado pueda celebrar contratos con particulares en los términos que establezcan las leyes, mismas que determinarán la forma en que los particulares podrán participar en las demás actividades de la industria eléctrica”; y el Transitorio 8vo. del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de energía: “Octavo. Derivado de su carácter estratégico, las actividades de exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, a que se refiere el presente Decreto se consideran de interés social y orden público, por lo que tendrán preferencia sobre cualquier otra que implique el aprovechamiento de la superficie y del subsuelo de los terrenos afectos a aquellas”.

Adicionalmente, el artículo 14 de la Ley de la Industria Eléctrica establece que “La ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución se realizarán conforme a los programas que al efecto autorice la Secretaría, escuchando la opinión que, en su caso, emita la CRE. Los programas de ampliación y modernización para la Red Nacional de Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista

serán autorizados por la Secretaría a propuesta del CENACE, escuchando la opinión que, en su caso, emita la CRE. Los Transportistas y Distribuidores correspondientes podrán participar en el desarrollo de dichos programas.” Por tanto, CENACE ha conciliado y establecido dentro de su normativa el “Procedimiento de Coordinación de la Participación de Transportistas y Distribuidores en la elaboración del PAM de la RNT y RGD del MEM”, el cual se aplica en cada ciclo de planeación anual, donde se realizan reuniones de trabajo con CFE Transmisión y CFE Distribución para evaluar propuestas de ampliación y modernización, las cuales son sometidas a los lineamientos técnicos y de rentabilidad que establece la normativa.

También, tal como se indica en el Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional incluido en el Código de Red, se establece el procedimiento para la elaboración de la planeación del SEN y en donde se define a un proyecto como el conjunto más pequeño de activos que agregan capacidad o mejoran la seguridad, Confiabilidad y flexibilidad a la infraestructura de transmisión, el cual se puede utilizar para transmitir energía eléctrica, por ejemplo, un transformador + línea aérea + transformador.

Las propuestas de proyectos de ampliación de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD) del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se realizan, buscando cumplir con los criterios establecidos en la Ley de la Industria Eléctrica y la Ley de Transición Energética en relación con la RNT y las RGD, cuyos objetivos son los siguientes:

1. Satisfacer el suministro de la demanda de energía eléctrica.
2. Preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.
3. Reducir los costos del Suministro Eléctrico.
4. Contribuir al cumplimiento de las metas de producción de Energía Limpia, asegurando la Confiabilidad en condiciones de viabilidad económica.

5. Operar con eficiencia energética, minimizando las congestiones en la red de transmisión y las pérdidas de energía eléctrica.
6. Incorporar tecnologías de Redes Eléctricas Inteligentes.

7.2 Proceso de Ampliación de la RNT y las RGD del MEM

El proceso de planeación de la RNT y las RGD del MEM inicia con el diagnóstico operativo del SEN del año previo, identificando las problemáticas que se presentaron en cada Gerencia de Control Regional; como son la saturación de la red de transmisión, sobrecarga en bancos de transformación, bajas y altas tensiones, interrupciones en el Suministro Eléctrico por congestión, comportamiento de la generación hidráulica y del margen de reserva operativo.

Posteriormente, se lleva a cabo la formación de los casos base para estudios de Confiabilidad, para el corto y mediano plazo, 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 definidos en el Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE), III) los proyectos de la RNT y las RGD del MEM que se encuentran programados, considerando las fechas factibles reportadas por el Transportista y Distribuidor, 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.

Antes de realizar los estudios se analizan escenarios estacionales de la demanda, en los que se plasman las condiciones esperadas y restricciones operativas que tienen implicación 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 moléculas del gas natural y unidades de Centrales Eléctricas necesarias por Confiabilidad, degradaciones cíclicas en la capacidad de generación de algunas unidades por altas temperaturas ambientales y bajos niveles de almacenamiento en los grandes embalses, así como, estimaciones de generación con Energía Limpia intermitente solar y eólica de acuerdo con el comportamiento y las estadísticas disponibles para las diferentes regiones del país.

Una vez integrados los casos con base al corto y mediano plazo, se realizan estudios electrotécnicos de flujos de potencia, flujos óptimos, estabilidad de voltaje, 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 y de los criterios indicados en el capítulo 3 del Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional.

Posteriormente, ya que se han analizado los resultados del comportamiento de la red eléctrica antes las condiciones descritas previamente, se identifican y analizan alternativas de refuerzos en la red tanto en estado estable como ante contingencias sencillas (Criterio n-1). Para cada propuesta realizada se consideran cuando menos dos alternativas que sean técnicamente equivalentes y que resuelvan la misma problemática. También en todo momento se cuida el balance energético nacional de demanda-consumo y las proyecciones futuras.

Después de definir las alternativas de solución, se lleva a cabo una evaluación económica que permite cuantificar el beneficio de cada proyecto de la RNT y las RGD del MEM en términos de valor agregado para la sociedad, mediante indicadores económicos de rentabilidad que determinan si los beneficios al incluir un proyecto son suficientes para cubrir los costos de inversión y operación necesarios para su realización.



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 74 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 en donde los beneficios del proyecto permiten aumentar la capacidad de transmisión entre regiones, reducir costos de producción, incrementar la flexibilidad operativa del sistema, permitir la integración de nuevas fuentes de generación, principalmente renovables y la reducción de emisiones contaminantes.
2. Modelo de Corriente Directa completo del Sistema de cada Gerencia de Control Regional en estudio con un análisis probabilístico para evaluar proyectos de transformación, compensación de potencia reactiva y líneas de transmisión donde los beneficios del proyecto tienen un impacto local y/o regional en donde la incidencia de falla en la red eléctrica puede ser relevante para el sistema.
3. Modelo completo de red en la zona de estudio con un análisis de demanda incremental para evaluar proyectos de transformación, compensación de potencia reactiva y líneas de transmisión donde los beneficios del proyecto tienen un impacto local al permitir atender el crecimiento pronosticado de la demanda.

En el largo plazo, se identifican refuerzos indicativos de transmisión y compensación que se verifican anualmente conforme se actualiza el PIIRCE, el pronóstico de crecimiento de la demanda y la evolución de precios de los combustibles.

El proceso de ampliación de las RGD del MEM se lleva a cabo en conjunto entre el Distribuidor y el CENACE, donde éste último tiene la función de coordinador del proceso. En un primer paso, se crean grupos de trabajo conformados por personal de CENACE/CFE

Distribución, en los cuales se revisan las propuestas de nuevos proyectos a considerar dentro del documento de Pronóstico de Demanda por Subestaciones, el cual rige la planeación de las RGD del MEM y en donde el CENACE define la fecha necesaria de cada uno de ellos de acuerdo con el crecimiento de la demanda pronosticado por Subestación Eléctrica. Por los tiempos constructivos, de autorización y gestiones administrativas por parte de CFE Distribución, los proyectos candidatos para ser incorporados al PAMRNT y posteriormente al PRODESEN, son aquellos que generalmente tienen una fecha necesaria de entrada en operación en el año $n+4$ y $n+5$.

Después, el CENACE lleva a cabo estudios de flujos de potencia para confirmar o modificar el punto de conexión a la RNT de cada uno de los proyectos y determinar la necesidad o no, de posibles refuerzos a la RNT en la zona de influencia de cada uno de ellos. Finalmente, los proyectos son evaluados por la metodología de demanda incremental para establecer su rentabilidad económica.

7.3 Proceso de Modernización de la RNT y las RGD del MEM

El proceso de modernización de la RNT y las RGD del MEM se lleva a cabo en conjunto con el Transportista, el Distribuidor y el CENACE, donde éste último tiene la función de coordinador del proceso. En un primer paso, se crean grupos de trabajo conformados por personal de CENACE/CFE Transmisión y CENACE/CFE Distribución, respetando la estricta separación legal, en los cuales se llevan a cabo estudios de Confiabilidad y análisis estadísticos para evaluar las condiciones actuales de los equipos y elementos que conforman el SEN. Posteriormente, se identifican las necesidades de requerimiento de inversión y se elaboran los documentos técnicos que dan el sustento de las propuestas para incorporarlas al Programa. Para elaborar dichas propuestas se toma en cuenta la definición de Modernización que se establece como “toda sustitución de equipo o

elementos existentes motivada por el término de su vida útil, imposibilidad para integrarse a nuevas tecnologías, incumplimiento de requerimientos mínimos de seguridad en su operación, escalar especificaciones de instalaciones no acordes a su entorno”²⁴. Bajo esta premisa y tomando en cuenta las necesidades más comunes de modernización, de manera general se pueden identificar los siguientes casos:

- a) Proyectos motivados por la violación de capacidades en interruptores y/o equipamiento serie asociado. Se presenta cuando el nivel de cortocircuito de determinada zona o región supera la capacidad nominal de los equipos que operan dentro de la misma.
- b) Equipo obsoleto (por vida útil o refaccionamiento). Se considera obsoleto un equipo cuando existen complicaciones o imposibilidad de mantenimiento regular por falta de proveedores o por discontinuación del equipo. Adicionalmente, se pueden incluir en este rubro los proyectos en los que en una comparación económica resulte que es más costoso dar mantenimiento al equipo que reemplazarlo. En caso de llegar al término de su vida útil, se respalda con estudios concretos que la remanencia de vida útil.
- c) Equipo con daño. Aplica cuando un equipo sufre daño y no puede ser reparado; o bien, que en el largo plazo su reparación resulte más costosa que la adquisición de un equipo nuevo.
- d) Cambio de arreglo de la Subestación Eléctrica o reconfiguración de la topología. Procede cuando se observan beneficios en la Confiabilidad, ya sea ante fallas o para dar flexibilidad y reducir tiempos de mantenimientos.
- e) Cambio de equipo por imposibilidad tecnológica. Se establecen cambios de este tipo cuando la

tecnología del equipo ya no es compatible con el resto de la Subestación Eléctrica o cuando el fabricante informa que ya no proveerá garantías y/o soporte.

- f) Escalar especificaciones no acordes a su entorno. Son motivados por tener equipos de menor capacidad en un entorno que se encuentre subutilizado.

7.4 Proyectos instruidos por SENER de 2015 a 2019

En el periodo 2015 a 2019, la Secretaría de Energía ha instruido a CFE Transmisión y CFE Distribución la construcción de proyectos de infraestructura eléctrica para la ampliación y modernización de la RNT y las RGD del MEM.

En 2019 entró en operación el proyecto Habal Banco 1 (traslado), en 2020 el proyecto Ascensión Banco 2 y se espera que a finales de este año esté en operación el proyecto Mezquital MVar (traslado). El resto de los proyectos instruidos de ampliación y modernización de la RNT y las RGD del MEM tienen fechas de entrada en operación factibles entre 2021 y 2027, donde se estima una adición de 3,403 kilómetros circuito (km-c) de líneas de transmisión, 10,895 MVA de capacidad de transformación y 6,900 MVar de compensación de potencia reactiva (dinámica, fija en derivación y serie).

En el cuadro 7.1 se desglosan por año los kilómetros de líneas por nivel de tensión de los proyectos instruidos por la Secretaría.

En el cuadro 7.2 se desglosan por año la potencia aparente (MVA) de capacidad de transformación por nivel de tensión de los proyectos instruidos por la Secretaría.

²⁴ RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide 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. C. Glosario. En línea: <https://www.cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/AcuerdosCRE/Resoluci%C3%B3n%20151%202016%20C%C3%B3digo%20de%20Red%20DOF%202016%2004%2008.pdf>

En el cuadro 7.3 se desglosan por año la potencia reactiva (MVar) de compensación por nivel de tensión de los proyectos instruidos por la Secretaría.

Cuadro 7.1. Metas físicas de obras de transmisión por nivel de tensión (km-c)

Año	400 kV	230 kV	161 kV	138 kV	115 kV	85 kV	69 kV	Total
2020	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	5	0	0	132	0	0	137
2022	28	11	0	0	111	0	0	150
2023	0	250	0	0	273	4	0	527
2024	431	420	0	0	312	0	20	1,183
2025	40	60	4	0	48	0	31	183
2026	305	0	0	0	122	0	0	427
2027	684	49	0	0	63	0	0	796
Total	1,488	795	4	0	1,061	4	51	3,403

Cuadro 7.2. Metas físicas de obras de transformación por nivel de tensión (MVA)

Año	400 kV	230 kV	161 kV	138 kV	115 kV	85 kV	69 kV	Total
2020	0	100	0	0	0	0	0	100
2021	500	505	40	0	969	0	0	2,014
2022	0	387	40	0	542	0	0	969
2023	0	1,500	0	0	439	0	0	1,939
2024	2,050	1,642	0	0	6	0	0	3,698
2025	500	300	0	0	0	0	0	800
2026	0	0	0	0	0	0	0	0
2027	1,375	0	0	0	0	0	0	1,375
Total	4,425	4,434	80	0	1,956	0	0	10,895



Cuadro 7.3. Metas físicas de obras de compensación de potencia reactiva por nivel de tensión (MVar)

Año	400 kV	230 kV	161 kV	138 kV	115 kV	85 kV	69 kV	Total
2020	0	0	0	0	11	0	0	11
2021	64	0	0	0	43	0	0	107
2022	0	0	0	0	156	0	0	156
2023	2,477	843	42	0	711	0	162	4,235
2024	750	0	0	0	558	0	0	1,308
2025	0	0	0	0	0	0	8	8
2026	200	0	0	0	0	0	0	200
2027	342	0	0	0	535	0	0	877
Total	3,833	843	42	0	2,012	0	170	6,900

Nota: 600 MVar corresponden al reemplazo del Compensador Estático de VAr existente en la SE Temascal III al haber cumplido su vida útil

7.5 Proyectos identificados en el Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD del MEM

Los proyectos identificados de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD del MEM 2020 – 2034 tienen una fecha de entrada en operación factible entre 2022 y 2029, en donde se estima una

adición de 633 kilómetros circuito (km-c) de líneas de transmisión, 6,350 MVA de capacidad de transformación y 1,550 MVar de compensación de potencia reactiva (dinámica y fija en derivación).

En los cuadros 7.4 a 7.6 se desglosan las metas físicas para obras de transmisión, transformación y compensación de potencia reactiva por nivel de tensión y por año.

Cuadro 7.4. Metas físicas de obras de transmisión por nivel de tensión (km-c)

Año	400 kV	230 kV	161 kV	138 kV	115 kV	85 kV	69 kV	Total
2022	0	0	0	0	55	0	0	55
2023	0	0	0	0	2	0	0	2
2024	82	0	15	38	184	0	0	320
2025	0	8	0	0	178	0	16	202
2026	0	0	0	0	54	0	0	55
Total	82	8	15	38	474	0	16	633

Cuadro 7.5. Metas físicas de obras de transformación por nivel de tensión (MVA)

Año	400 kV	230 kV	161 kV	138 kV	115 kV	85 kV	69 kV	Total
2023	0	440	0	0	20	0	0	460
2024	875	1,475	90	225	520	0	0	3,185
2025	875	700	0	0	90	0	0	1,665
2026	800	140	0	0	0	0	0	940
2027	0	0	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0
2029	0	100	0	0	0	0	0	100
Total	2,550	2,855	90	225	630	0	0	6,350

Nota: 1,555 MVA corresponden al reemplazo de bancos de transformación existentes al haber cumplido su vida útil

Cuadro 7.6. Metas físicas de obras de compensación de potencia reactiva por nivel de tensión (MVar)

Año	400 kV	230 kV	161 kV	138 kV	115 kV	85 kV	69 kV	Total
2023	0	0	0	0	250	0	0	250
2024	167	0	0	18	665	0	0	850
2025	0	0	0	259	0	0	0	259
2026	60	0	0	0	38	0	0	98
Total	227	0	0	277	953	0	0	1,456

Nota: Se tienen 51 MVar adicionales mediante la conexión de reactores en el terciario de los transformadores de la RNT y 43 MVar de compensación capacitiva en las RGD



Fotografía 19. Subestación de distribución. | Comisión Federal de Electricidad.

7.6 Propuesta de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista

En el cuadro 7.7 se presentan los 24 proyectos identificados de ampliación de la RNT por CENACE.

En el cuadro 7.8 se muestran los 12 proyectos identificados de modernización de la RNT por CFE Transmisión y acordados con CENACE.

En el cuadro 7.9 se presentan los 24 proyectos identificados de ampliación de las RGD del MEM por CFE Distribución y acordados con CENACE.

Cuadro 7.7. Proyectos de ampliación de la RNT identificados en el PAMRNT 2020 – 2034

Gerencia de Control Regional	PEM	Nombre del Proyecto	Fecha Necesaria	Atiende problemáticas de suministro de energía eléctrica en Zona o GCR/ Estado
Oriental	P20-OR1	Confiabilidad de Suministro de energía eléctrica en Nanchital II	abr-19	Coatzacoalcos y Minatitlán / Veracruz
	P20-OR3	Suministro de energía eléctrica en la zona San Cristóbal	jun-19	San Cristóbal / Chiapas
Occidental	P20-OC1	Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (400/230 kV)	abr-26	Guadalajara / Jalisco
	P20-OC2	Atención del suministro en las zonas Zapotlán y Costa	abr-26	Costa y Zapotlán / Jalisco
	P20-OC3	Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (230/69 kV)	abr-20	Guadalajara / Jalisco
	P20-OC4	Aumento de capacidad de suministro para el sur de San Luis Potosí	abr-25	San Luis Potosí / San Luis Potosí
Noroeste	P20-NO1	Incremento en la capacidad de transformación en la zona Peñasco	abr-24	Peñasco / Sonora
	P20-NO2	Incremento en la capacidad de transformación en la zona Hermosillo	abr-24	Hermosillo / Sonora
	P20-NO3	Juan José Ríos MVAR	abr-24	Los Mochis y Guasave / Sinaloa
	P20-NO4	Cerro Cañedo MVAR	abr-24	Caborca / Sonora
	P20-NO5	Pericos MVAR	abr-24	Mocorito / Sinaloa
	P20-NO6	Incremento en la Confiabilidad de la transformación en la zona Mazatlán	abr-24	Mazatlán / Sinaloa
	P20-NO7	Eliminar limitaciones de capacidad en cables subterráneos de las zonas Hermosillo, Obregón, Los Mochis, Culiacán y Mazatlán	abr-20 a abr-24	GCR Noroeste / Sonora y Sinaloa
Norte	P20-NT1	Soporte de tensión para la región Mesteñas	abr-20	Mesteñas / Chihuahua
	P20-NT2	Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma	abr-20	Casas Grandes y Moctezuma / Chihuahua
Noreste	P20-NE1	Soporte de tensión para la zona Nuevo Laredo	abr-20	Nuevo Laredo / Tamaulipas
	P20-NE2	Aumento de capacidad de transformación en la zona Matamoros	abr-23	Matamoros / Tamaulipas
Peninsular	P20-PE1	Reforzamiento de la red eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor industrial Mérida – Umán	abr-20	Mérida / Yucatán
	P20-PE2	Reforzamiento de la red eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor Ticul – Chetumal en 115 kV	abr-23	Ticul y Chetumal / Yucatán y Quintana Roo
	P20-PE3	Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (Fase II)	abr-24	Cancún y Riviera Maya / Quintana Roo
Baja California	P20-BC1	Solución a la problemática de bajos voltajes al sur de la zona Ensenada	abr-23	Ensenada / Baja California
Baja California Sur	P20-BS1	Compensación Capacitiva en zona Los Cabos	abr-23	Los Cabos / Baja California Sur
	P20-BS2	Incremento en la capacidad de transformación en zona Los Cabos	abr-24	Los Cabos / Baja California Sur
	P20-BS3	Solución integral al suministro de energía eléctrica de la zona Constitución	abr-24	Constitución / Baja California Sur

Cuadro 7.8. Proyectos de modernización de la RNT identificados en PAMRNT 2020 – 2034

Gerencia Regional de Transmisión CFE	PEM	Nombre del Proyecto	Fecha Necesaria	Criterio Aplicable
Central	M20-CE1	Modernización de Equipos de Protección y Control asociados a los Capacitores Serie CS1, CS2 y CS3 de la Subestación Eléctrica Donato Guerra	jun-23	b
	M20-OR2	Modernización de Equipos de Protección y Control asociados a los Capacitores Serie CS2, CS3 y CS4 de la Subestación Eléctrica Tecali	jun-23	b y c
Oriente	M20-ORI	Modernización de Equipo Primario, de Protección, Control, Comunicaciones y Medición de la Subestación Eléctrica Minatitlán II en 115 kV	dic-19	a y b
Noroeste	M20-NO1	Eliminar derivación de la Línea de Transmisión de Guasave (73150) – San Rafael Ampliación – Bamoa	abr-22	d
	M20-NO2	Eliminar derivación de los transformadores en SE San Rafael de la LT Guamúchil –73730 – San Rafael	abr-22	d
	M20-NO3	Eliminar derivación de la SE Salvador Alvarado de la LT Guamúchil –73730 – San Rafael	abr-22	d
Norte	M20-NT1	Cambio de arreglo de la SE Moctezuma en 230 kV y 115 kV	abr-20	d
	M20-NT2	Modernización de la red de transmisión de la zona Durango	mar-21	f
Noreste	M20-NE1	Adición de protecciones 87B a Subestaciones Eléctricas de la red de transmisión en el ámbito de la Gerencia Regional de Transmisión Noreste	abr-21	e
	M20-NE2	Reemplazo de transformadores de potencia por término de vida útil	abr-22	b
Baja California	M20-BC1	Modernización de arreglo de barras en la SE Ciprés en 230 kV y 115 kV	abr-22	d
	M20-BC2	Modernización de arreglo de barras y de la transformación en la SE Panamericana Potencia	abr-20	b y d

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.

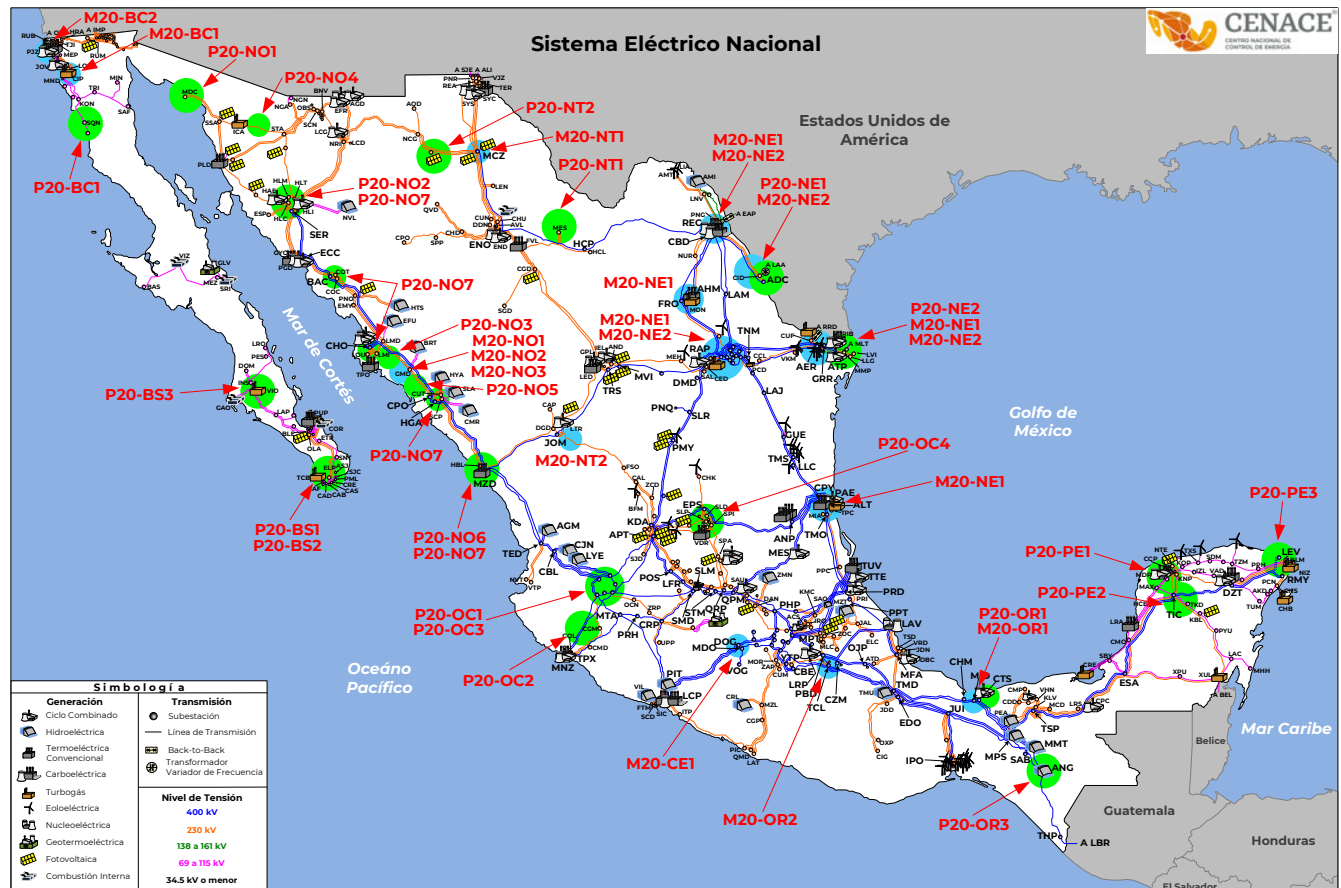
Cuadro 7.9. Proyectos de ampliación de las RGD del MEM identificados en el PAMRNT 2020 – 2034

Gerencia de Control Regional	PEM	Nombre del Proyecto	Fecha Necesaria	Atiende problemáticas de suministro de energía eléctrica en Zona de Distribución / Estado
Oriental	D20-OR1	Esfuerzo Banco 2	dic-24	Poza Rica / Veracruz
	D20-OR2	San Martín Banco 1	may-25	San Cristóbal / Chiapas
	D20-OR3	Bachajón Banco 1	may-25	San Cristóbal / Chiapas
	D20-OR4	Cárdenas Centro Banco 1	may-24	Chontalpa / Tabasco
Occidental	D20-OC2	Carlota Banco 1	abr-24	Querétaro / Querétaro
	D20-OC3	Satélite Banco 2	abr-24	Querétaro / Querétaro
	D20-OC4	Los Olivos Banco 1	abr-24	Irapuato / Guanajuato
	D20-OC5	Los Fresnos Banco 1	ago-23	Irapuato / Guanajuato
Noroeste	D20-OC6	Irapuato Villas Banco 2	abr-24	Irapuato / Guanajuato
	D20-NO1	Villa Ángel Flores Banco 1	mar-24	Culiacán / Sinaloa
	D20-NO2	Tecnológico Hermosillo Banco 2	abr-24	Hermosillo / Sonora
	D20-NO3	La Primavera Banco 1	may-24	Culiacán / Sinaloa
Noreste	D20-NO4	Oriente Banco 2	abr-24	Puerto Peñasco / Sonora
	D20-NE1	Museo Banco 2	abr-20	Valles / San Luis Potosí
	D20-NE2	Zacualtipán Banco 1	abr-24	Huejutla / Hidalgo
Peninsular	D20-PE1	Keeh Banco 1	abr-24	Cancún / Quintana Roo
	D20-PE2	Kohunlich Banco 2	abr-24	Cancún / Quintana Roo
	D20-PE3	Tekax II Banco 2	abr-25	Ticul / Yucatán
Baja California	D20-BC1	Toreo Banco 1	ago-24	Tijuana / Baja California
	D20-BC2	Durazno Banco 2	ago-24	Tijuana / Baja California
	D20-BC3	Alamar Banco 1	ago-24	Tijuana / Baja California
	D20-BC4	Mexicali Oriente Banco 4	may-24	Mexicali / Baja California
	D20-BC5	Panamericana Banco 2	ago-25	Tijuana / Baja California
	D20-BC6	Paredones Potencia Banco 1	abr-24	San Luis Río Colorado / Sonora y Baja California

En la Figura 7.1. se presenta el área de influencia de cada uno de los proyectos de ampliación y modernización de la RNT, en donde los círculos verdes hacen alusión a las obras de ampliación mientras que los círculos azules se refieren a las

obras de modernización. Los textos en rojo indican el Proyecto Elemental Mínimo (PEM), definido para cada uno en los Cuadros 7.7 y 7.8.

Figura 7.1. Proyectos de ampliación y modernización de la RNT identificados en el PAMRNT 2020 – 2034

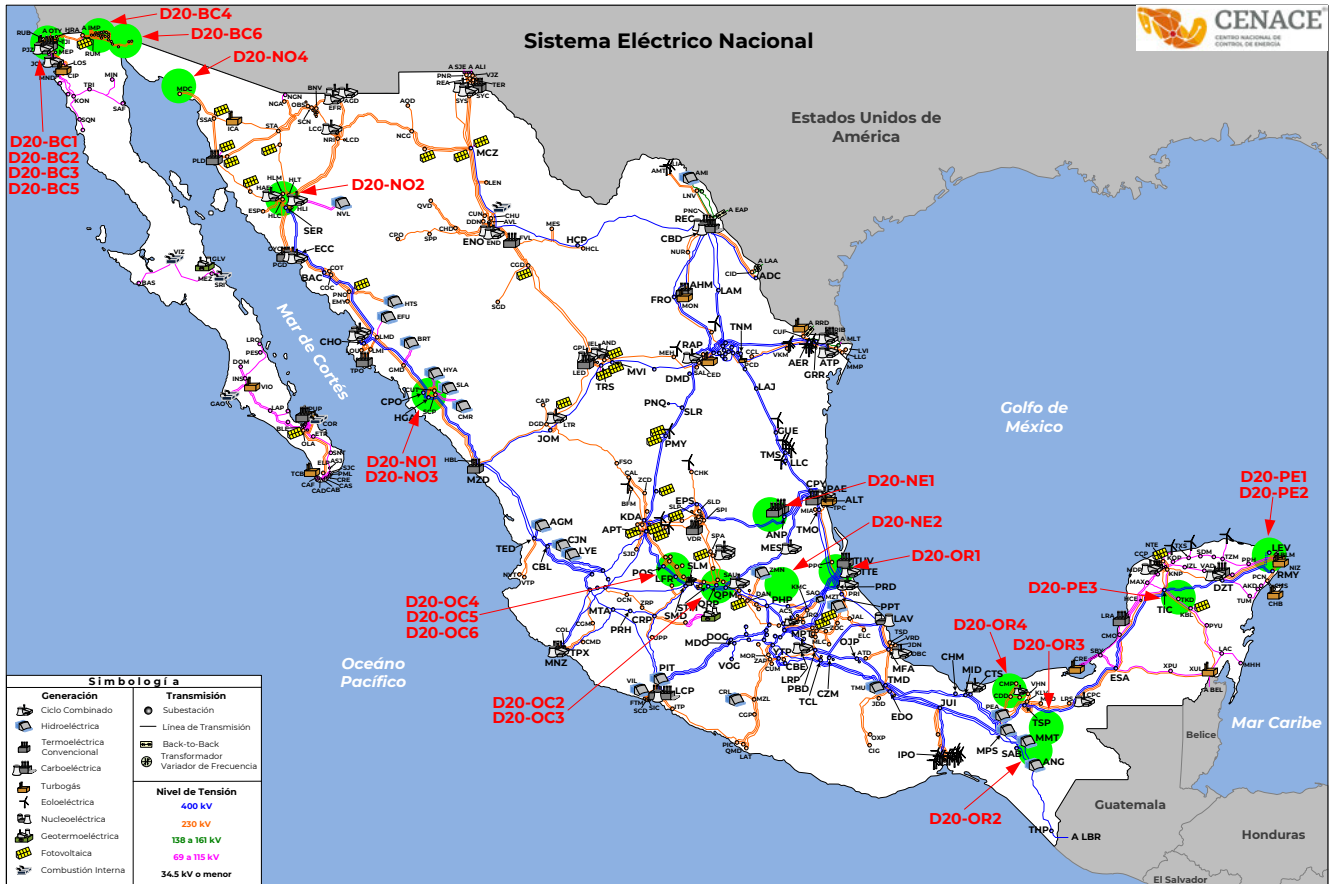


Fotografía 20. Torres de Transmisión, Manzanillo, Colima. | Comisión Federal de Electricidad.

En la Figura 7.2. se presenta el área de influencia de cada uno de los proyectos de ampliación de las RGD del MEM, en donde los círculos verdes hacen alusión

a las obras de ampliación. Los textos en rojo indican el PEM, definido para cada uno en el Cuadro 7.9.

Figura 7.2. Proyectos de ampliación de las RGD del MEM identificados en el PAMRNT 2020 – 2034



A continuación, se hace una breve reseña de cada uno de los proyectos identificados de ampliación y modernización de la RNT y las RGD del MEM, incluyendo las metas físicas de la infraestructura, los beneficios esperados del proyecto, su fecha estimada de entrada en operación, su área de influencia y un diagrama unifilar simplificado. Las metas físicas de la infraestructura pudieran

modificarse debido a la factibilidad constructiva, así como de la viabilidad de la obtención de los derechos de vía e inmobiliarios, permisos ambientales y arqueológicos, entre otros. Aunque pudiesen presentarse ajustes en los mismos, siempre se busca lograr el objetivo planteado para cada uno de ellos.

P20-OR1	Confiabilidad de Suministro de energía eléctrica en Nanchital II									
Beneficios del Proyecto										
El proyecto permitirá aumentar la Confiabilidad de las Subestaciones Eléctricas (SE) Nanchital II, La Venta II, Celanese y Cryoinfra II mediante la eliminación las conexiones en TAP que no aportan beneficios en Confiabilidad y flexibilidad operativa en la red existente. Con ello se podrá normalizar el esquema de protecciones de cada una de las líneas de transmisión y se mejorarán distintos aspectos como son la Confiabilidad del Suministro Eléctrico en los Centros de Carga (Usuarios Finales) asociados a las SE, flexibilidad operativa ante condiciones de libranzas, licencias y eventuales contingencias, incremento en la capacidad de Suministro Eléctrico local y reducción en costos de operación (pérdidas eléctricas por efecto joule I2R). Finalmente, el proyecto da Confiabilidad a la Zona al dejar fuera de operación circuitos que actualmente presentan una alta tasa de falla debido a su envejecimiento por tiempo de operación y las condiciones ambientales de alta corrosión industrial y salina predominantes en la zona (Continuidad del Suministro Eléctrico).										
Infraestructura del proyecto										
• Entronque de la SE Nanchital II en la Línea de Transmisión (LT) Coatzacoalcos – 73040 – Pajaritos II, con doble circuito aislado y operado en 115 kV, de aproximadamente 3.6 km de longitud, un conductor de calibre 795 kcmil tipo ACSR (<i>Aluminium Conductor Steel Reinforced</i>). • Se requiere inhabilitar 3.6 km de tramo de la LT Minatitlán II – 73890 – Nanchital II, esto es, desde el TAP de la SE Celanese hacia a la SE Nanchital II. Así como, inhabilitar TAP hacia SE Nanchital II, que se interconecta en la LT Coatzacoalcos – 73330 – Venta II, con aproximadamente 13 km de longitud.										
Resumen de metas físicas del proyecto										
<table><tr><td>Tipo de Obra</td><td>kV</td><td>km-c</td></tr><tr><td>Transmisión</td><td>115</td><td>7.2</td></tr><tr><td>Total</td><td>-</td><td>7.2</td></tr></table>		Tipo de Obra	kV	km-c	Transmisión	115	7.2	Total	-	7.2
Tipo de Obra	kV	km-c								
Transmisión	115	7.2								
Total	-	7.2								
Fecha Factible de Entrada en Operación										
Abril de 2024										
Área de Influencia del Proyecto										
SE Nanchital y centros de carga asociados, en el estado de Veracruz										

P20-OR3
Suministro de energía eléctrica en la zona San Cristóbal
Beneficios del Proyecto

Con la implementación del proyecto se atenderá la problemática de saturación de la infraestructura de transformación y transmisión existente en las zonas de carga de San Cristóbal y Tuxtla Gutiérrez, en condiciones de red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transmisión.

Se esperan beneficios adicionales como son la reducción de costos operativos (pérdidas eléctricas por efecto joule I^2R), mejorar condiciones de voltaje para el Suministro Eléctrico a los Usuarios Finales en las zonas de influencia (Calidad de energía), atender el crecimiento del consumo y demanda de energía eléctrica en el largo plazo y, en consecuencia, permitir el desarrollo de nuevos proyectos locales para el crecimiento económico de esta región.

Infraestructura del proyecto

- Sustitución del banco de transformación en la SE Angostura por uno de 375 MVA de capacidad compuesto por cuatro bancos de transformación monofásicos de relación 400/115 kV y capacidad de 125 MVA cada uno (incluye fase de reserva), con cambiador de tap bajo carga de 23 posiciones.
- Construcción de una nueva LT Manuel Moreno Torres – San Cristóbal Oriente de un circuito, aislado y operado en 115 kV, de 65.0 km de longitud aproximadamente y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR.
- Ampliación de la SE Manuel Moreno Torres, para la instalación de un alimentador aislado y operado en 115 kV.
- Ampliación de la SE San Cristóbal Oriente para la instalación de un alimentador aislado y operado en 115 kV.

Resumen de metas físicas del proyecto

Tipo de Obra	kV	km-c	MVA	Alimentadores
Transmisión	115	65.0	-	-
Transformación	400/115	-	500.0	-
Equipo en Subestación Eléctrica	115	-	-	2
Total	-	65.0	500.0	2

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2025

Área de Influencia del Proyecto

Ciudades de San Cristóbal de las Casas y Tuxtla Gutiérrez, Chiapas

P20-OC1	Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona metropolitana de Guadalajara (400/230 kV)																																			
Beneficios del Proyecto																																				
El proyecto permitirá aumentar la capacidad de transformación 400/230 kV en la red eléctrica de la Zona Metropolitana de Guadalajara, mejorando la Calidad, Confiabilidad y Continuidad del Suministro Eléctrico a los Usuarios Finales. También, facilitará la incorporación de nuevos Centros de Carga y permitirá cumplir con el suministro de la demanda y consumo a largo plazo en el estado de Jalisco. Con la incorporación de este proyecto se reducirán las sobrecargas al presentarse alguna contingencia sencilla de alguno de los elementos de transformación 400/230 kV de la Zona Metropolitana de Guadalajara.																																				
Infraestructura del proyecto																																				
- Ampliación de un banco de transformación para instalarse en la SE Atequiza (ATQ), conformado por tres unidades monofásicas de relación 400/230 kV y 100 MVA de capacidad cada una (no se incluye fase de reserva). - Reubicación de la LT Tlajomulco – A3L90 – Atequiza para optimizar espacio en la SE Atequiza y realizar la instalación del nuevo banco de transformación. - Recalibración del bus principal y bus auxiliar (BP-BA) de 230 kV de la SE Atequiza a 3x1113 kcmil tipo ACSR debido al incremento de corriente circulante en la Subestación Eléctrica. - Remplazo del equipo serie de la bahía ATQ-97010 a una capacidad ≥ 31.5 kV (interruptor de potencia, cuchillas desconectadoras y transformadores de corriente (TC)). - Remplazo de los transformadores de corriente (TC) existentes en la barra de 230 kV (11 elementos) por una relación de transformación mínima de 1600/5 A.																																				
Resumen de metas físicas del proyecto																																				
<table><tr><th>Tipo de Obra</th><th>kV</th><th>km-c</th><th>MVA</th><th>Alimentadores</th><th>TC</th><th>Bus</th></tr><tr><td>Transmisión</td><td>400</td><td>0.05</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td></td></tr><tr><td>Transformación</td><td>400/230</td><td>-</td><td>300.0</td><td>-</td><td>-</td><td></td></tr><tr><td>Equipo en Subestación Eléctrica</td><td>230</td><td>-</td><td>-</td><td>1</td><td>11</td><td>1</td></tr><tr><td>Total</td><td>-</td><td>0.05</td><td>300.0</td><td>1</td><td>11</td><td>1</td></tr></table>		Tipo de Obra	kV	km-c	MVA	Alimentadores	TC	Bus	Transmisión	400	0.05	-	-	-		Transformación	400/230	-	300.0	-	-		Equipo en Subestación Eléctrica	230	-	-	1	11	1	Total	-	0.05	300.0	1	11	1
Tipo de Obra	kV	km-c	MVA	Alimentadores	TC	Bus																														
Transmisión	400	0.05	-	-	-																															
Transformación	400/230	-	300.0	-	-																															
Equipo en Subestación Eléctrica	230	-	-	1	11	1																														
Total	-	0.05	300.0	1	11	1																														
Fecha Factible de Entrada en Operación																																				
Abril de 2026																																				
Área de Influencia del Proyecto																																				
Zona Metropolitana de Guadalajara, Jalisco																																				

P20-OC2
Atención del suministro en las zonas Zapotlán y Costa
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá atender el crecimiento de la demanda y consumo de las zonas Costa y Zapotlán, ubicadas al sur de la zona metropolitana de Guadalajara, al incluir una nueva fuente de alimentación a la red de 115 kV.

Con esta obra se logra incrementar la Confiabilidad ante contingencia sencilla de algún elemento de la red de transmisión y ante mantenimientos de la infraestructura, minimizando así las interrupciones en el Suministro Eléctrico. El proyecto permitirá conectar desde ambos extremos el enlace entre las zonas Costa y Zapotlán. Finalmente, ya no se tendrá el riesgo de Estabilidad de Voltaje en la zona, que actualmente puede suceder en condiciones de alta demanda y ante la indisponibilidad de algún elemento de transformación.

Infraestructura del proyecto

- Instalación de cuatro unidades de transformación monofásicas 400/115 kV, de 125 MVA cada una, para instalarse en la nueva SE Laguna de Sayula (incluye una unidad de reserva).
- Entronque de la LT Atequiza – A3240 – Manzanillo en la SE Laguna de Sayula con una longitud de 0.1 km, doble circuito y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV.
- Entronque de las LT Centro Logístico Jalisco – 73OC0 – Teocuitatlán y Teocuitatlán – 73OC0 – Tapalpa en la SE Laguna de Sayula con una longitud de 0.1 km, cuatro circuitos y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV.
- Línea de transmisión Laguna de Sayula – Sayula con una longitud de 28 km, un circuito y un conductor por fase de calibre 477 kcmil tipo ACSR en 115 kV.
- Recalibración de la LT Centro Logístico Jalisco – Laguna de Sayula de 26 km con un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV (si las estructuras no soportan el peso del conductor, recalibrase con un conductor por fase calibre 477 kcmil tipo ACCR (*Aluminium Conductor Composite Reinforced*) o de alta temperatura).
- Instalación de un banco de capacitores de 15 MVar y tres de 7.5 MVar en las SE Tuxpan, Tecolotlán, Mezquitán y Tecomates, respectivamente, con nivel de tensión de 115 kV.
- Traslado del reactor de 60 MVar en 400 kV, actualmente ubicado en la SE Atequiza hacia la SE Laguna de Sayula.
- Reemplazo de barra y transformadores de corriente (TC) de la LT Melaque – 73050 – La Huerta (ambos lados), para alcanzar una cargabilidad de 131 MVA.
- Reemplazo de TC de la LT Acatlán - 73080 – Centro Logístico Jalisco (ambos lados), para alcanzar una cargabilidad de 131 MVA.
- Para la conexión de los entronques de las LT y la nueva LT, se requieren 2 interruptores en nivel de 400 kV y 6 en nivel de 115 kV.

Resumen de metas físicas del proyecto

Tipo de Obra	kV	km-c	MVA	MVar	Alimentadores	TC	Bus
Transmisión	400	0.2	-	-	-	-	-
	115	54.4	-	-	-	-	-
Transformación	400/115	-	500.0	-	-	-	-
Compensación	400	-	-	60	-	-	-
	115	-	-	37.5	-	-	-
Equipo en Subestación Eléctrica	400	-	-	-	2	-	-
	115	-	-	-	6	4	2
Total	-	54.6	500.0	97.5	8	4	2

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2026

Área de Influencia del Proyecto

Costa y Zapotlán, Jalisco

P20-OC3
Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona metropolitana de Guadalajara (230/69 kV)
Beneficios del Proyecto

El proyecto incrementará la capacidad de transformación 230/69 kV en la zona suroriente de la zona metropolitana de Guadalajara, donde predominan Centros de Carga industriales de empresas de manufactura. De esta manera se logrará satisfacer el incremento de la demanda y consumo pronosticados, así como atender las solicitudes de nuevos Centros de Carga. También, el proyecto aumentará la Confiabilidad en la red de 69 kV tanto ante contingencia como mantenimientos de elementos de la red eléctrica en esta zona, minimizando así las interrupciones en el del Suministro Eléctrico.

Infraestructura del proyecto

- Nuevo banco de transformación para instalarse en la SE El Salto Jalisco, conformado por cuatro unidades monofásicas 230/69 kV de 75 MVA cada una (se incluye fase de reserva).
- Entronque de la LT Guadalajara II – 93730 – Atequiza en la SE El Salto Jalisco, con una longitud de 0.2 km doble circuito y un conductor por fase calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 230 kV sobre poste troncocónico.
- LT El Salto Jalisco – Castillo con una longitud de 6 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 69 kV sobre poste troncocónico, para inhabilitar la actual LT El Salto Jalisco – 63670 – Castillo (se utilizarán los alimentadores existentes).
- LT El Salto Jalisco – Parque Industrial con una longitud de 9.5 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 69 kV sobre poste troncocónico.
- Dos alimentadores en 230 kV en la SE El Salto Jalisco.
- Un alimentador en 69 kV en la SE El Salto Jalisco para la LT El Salto Jalisco – Parque Industrial.
- Un alimentador en 69 kV en la SE Parque Industrial para la LT El Salto Jalisco – Parque Industrial.
- Reemplazo de transformadores de corriente (TC) de LT Guadalajara II – 63770 – Parque Industrial para alcanzar una cargabilidad de 157 MVA.
- Reemplazo de TC de la LT Guadalajara II – 63690 – El Salto Jalisco para alcanzar una cargabilidad de 108 MVA.
- Reemplazo de dos interruptores de 69 kV de la SE Atequiza por violación del nivel de cortocircuito.
- Reemplazo de 36 juegos de cuchillas de 69 kV de la SE Guadalajara II por violación del nivel de cortocircuito.

Resumen de metas físicas del proyecto

Tipo de Obra	kV	km-c	MVA	Alimentadores	Interruptor	TC	Cuchillas
Transmisión	230	0.4	-	-	-	-	-
	69	15.5	-	-	-	-	-
Transformación	230/69	-	300.0	-	-	-	-
Equipo en Subestación Eléctrica	230	-	-	2	-	-	-
	69	-	-	2	2	4	36
Total	-	15.9	300.0	4	2	4	36

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2025

Área de Influencia del Proyecto

Tlajomulco de Zúñiga y El Salto, Jalisco

P20-OC4
Aumento de capacidad de suministro para el sur de San Luis Potosí
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá atender el crecimiento de la demanda y consumo del corredor industrial de San Luis Potosí en 115 kV, donde se ha presentado un importante crecimiento en su demanda debido a la cantidad de Centros de Carga industriales que han entrado en operación recientemente.

Adicionalmente, al incrementarse la capacidad de transformación de la zona, se evitarán sobrecargas en condiciones de red completa y N-1 (contingencias o mantenimientos) en las SE San Luis Potosí y La Pila, minimizando así las interrupciones en el Suministro Eléctrico.

Infraestructura del proyecto

- Nuevo banco de transformación de 225 MVA conformado por cuatro unidades monofásicas 230/115 kV de 75 MVA cada una, para instalarse en una nueva SE denominada Laguna San Vicente II. El banco de transformación incluye fase de reserva.
- Entronque de la LT Maniobras BMW – 93N50 – San Luis Potosí en la nueva SE Laguna San Vicente II con una longitud de 3.65 km de doble circuito y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 230 kV.
- Entronque de la LT Laguna San Vicente – 93N30 – San Luis Potosí en la SE Laguna San Vicente II con una longitud de 0.2 km, doble circuito y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 230 kV.
- Para el entronque de las líneas de nivel de 230 kV a realizar en la nueva SE Laguna San Vicente II, se requieren de 4 alimentadores.
- Entronque de las LT Maniobras World Trade Center – 73S10 – La Pila y Barracuda – 73410 – La Pila en la SE Laguna San Vicente II, con una longitud de 2.45 km, de cuatro circuitos y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV.
- LT Logistik – Laguna San Vicente II con una longitud de 3.65 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV para conectar la actual LT Logistik – 73660 – La Pila en la SE Laguna San Vicente II, dejando deshabilitado el tramo de línea hacia la SE La Pila.
- LT Logistik – Laguna San Vicente II con una longitud de 4.7 km y conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV sobre poste troncocónico para continuar la línea Logistik – 73650 – San Luis Metal Forming.
- Para la interconexión de las líneas de nivel 115 kV se requieren 6 alimentadores del mismo nivel de tensión.
- Modernización de la LT San Luis Industrial – 73870 – San Luis Potosí para alcanzar una cargabilidad del conductor predominante (795 ACSR, 179 MVA).
- Reemplazo de TC de la LT Tres Naciones – 73950 – La Pila (ambas Subestaciones Eléctricas) para alcanzar una cargabilidad de 179 MVA.

Resumen de metas físicas del proyecto

Tipo de Obra	kV	km-c	MVA	Alimentadores	TC
Transmisión	230	7.7	-	-	-
	115	19.35	-	-	-
Transformación	230/115	-	300.0	-	-
Equipo en Subestación Eléctrica	230	-	-	4	-
	115	-	-	6	2
Total	-	27.05	300.0	10	2

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2025

Área de Influencia del Proyecto

San Luis Potosí, San Luis Potosí

P20-NO1	Incremento en la capacidad de transformación en la zona Peñasco																																																			
Beneficios del Proyecto																																																				
Con la implementación del proyecto se atenderá la problemática de saturación de la infraestructura de transformación pronosticada en las zonas de carga Puerto Peñasco y parte de Caborca, en condiciones de red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transmisión.																																																				
Se esperan beneficios como son la reducción de costos operativos (pérdidas eléctricas por efecto joule I^2R), mejorar condiciones de voltaje para el Suministro Eléctrico de las zonas de influencia (Calidad de energía), atender el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica en el largo plazo y, en consecuencia, permitir el desarrollo de nuevos proyectos locales para el crecimiento económico de esta región, principalmente sector turístico.																																																				
Infraestructura del proyecto																																																				
- Una nueva SE Mar de Cortés con un banco de transformación de 150 MVA conformado por cuatro unidades monofásicas 230/115 kV de 50 MVA cada una. Considera una fase de reserva de 50 MVA. - El cambio de tensión de la LT Seis de Abril - 73A10 - Puerto Peñasco que actualmente opera en 115 kV y cuenta con aislamiento en 230 kV. - LT Mar de Cortés entronque Playa Encanto – Puerto Peñasco en 115 kV con 0.6 km-c. - LT Mar de Cortés entronque Seis de Abril – Puerto Peñasco en 230 kV con 0.2 km-c. - LT Oriente entronque Mar de Cortés – Puerto Peñasco en 115 kV con 4.3 km-c. Considera 0.1 km-c para unir la LT de SE Mar de Cortés. - Un reactor en el terciario del autotransformador de la SE Mar de Cortés con capacidad de 21 MVar. - Un equipo de compensación reactiva capacitiva de 22.5 MVar en la SE Oriente en 115 kV.																																																				
Resumen de metas físicas del proyecto																																																				
<table><tr><th>Tipo de Obra</th><th>kV</th><th>km-c</th><th>MVA</th><th>MVar</th><th>Alimentadores</th></tr><tr><td rowspan="2">Transmisión</td><td>230</td><td>0.2</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td>115</td><td>4.9</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td rowspan="2">Compensación</td><td>115</td><td>-</td><td>-</td><td>22.5</td><td>-</td></tr><tr><td>13.8</td><td>-</td><td>-</td><td>21.0</td><td>-</td></tr><tr><td>Transformación</td><td>230/115</td><td>-</td><td>200.0</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td rowspan="2">Equipo en Subestación Eléctrica</td><td>230</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>2</td></tr><tr><td>115</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>4</td></tr><tr><td>Total</td><td>-</td><td>5.1</td><td>200.0</td><td>43.5</td><td>6</td></tr></table>		Tipo de Obra	kV	km-c	MVA	MVar	Alimentadores	Transmisión	230	0.2	-	-	-	115	4.9	-	-	-	Compensación	115	-	-	22.5	-	13.8	-	-	21.0	-	Transformación	230/115	-	200.0	-	-	Equipo en Subestación Eléctrica	230	-	-	-	2	115	-	-	-	4	Total	-	5.1	200.0	43.5	6
Tipo de Obra	kV	km-c	MVA	MVar	Alimentadores																																															
Transmisión	230	0.2	-	-	-																																															
	115	4.9	-	-	-																																															
Compensación	115	-	-	22.5	-																																															
	13.8	-	-	21.0	-																																															
Transformación	230/115	-	200.0	-	-																																															
Equipo en Subestación Eléctrica	230	-	-	-	2																																															
	115	-	-	-	4																																															
Total	-	5.1	200.0	43.5	6																																															
Fecha Factible de Entrada en Operación																																																				
Abril de 2024																																																				
Área de Influencia del Proyecto																																																				
Puerto Peñasco y poblados de Caborca, Sonora																																																				

P20-NO2
Incremento en la capacidad de transformación en la zona Hermosillo
Beneficios del Proyecto

Con la implementación del proyecto se atenderá la problemática de saturación de la infraestructura de transformación pronosticada en la zona de carga Hermosillo, en condiciones de red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transmisión.

Se esperan beneficios como son la reducción de costos operativos (pérdidas eléctricas por efecto joule I^2R), mejorar condiciones de voltaje para el suministro de la demanda en la zona de influencia (Calidad de energía), atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en el largo plazo y, en consecuencia, permitir el desarrollo de nuevos proyectos locales para el crecimiento económico de esta región.

Infraestructura del proyecto

- Nuevo banco de transformación de 225 MVA conformado por tres unidades monofásicas de 230/115 kV de 75 MVA cada una, en la SE Hermosillo Loma.
- Línea de Transmisión (LT) en 115 kV Hermosillo Loma - Quiroga compuesta de tres tramos:
- Tramo 1: LT Hermosillo Loma Derivación 1 Quiroga en 115 kV, doble circuito, 13 km de longitud y calibre 795 kcmil tipo ACSR, se tenderá únicamente el primer circuito.
- Tramo 2: LT Derivación 1 Quiroga – Derivación 2 Quiroga en 115 kV, doble circuito, 1.5 km de longitud y calibre 795 kcmil tipo ACSR, se tenderá únicamente el segundo circuito.
- Tramo 3: LT con Cable de potencia subterráneo Derivación 2 Quiroga – Quiroga en 115 kV, 1 km de longitud y capacidad de transmisión equivalente al conductor 795 kcmil en forma aérea, con lo que se garantizará la capacidad de transmisión del enlace completo desde la SE Hermosillo Loma y SE Quiroga.

Resumen de metas físicas del proyecto

Tipo de Obra	kV	km-c	MVA	Alimentadores
Transmisión	115	15.5	-	-
Transformación	230/115	-	225.0	-
Equipo en Subestación Eléctrica	115	-	-	2
Total	-	15.5	225.0	2

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2024

Área de Influencia del Proyecto

Hermosillo, Sonora

P20-NO3
Juan José Ríos MVAR
Beneficios del Proyecto

Con la implementación del proyecto se atenderá la problemática de bajo voltaje existente en el corredor de transmisión en 115 kV que con el que se atiende el Suministro Eléctrico a diversos Centros de Carga entre las ciudades de Los Mochis y el municipio de Guasave en el estado de Sinaloa, ante la contingencia sencilla de algún elemento de transmisión.

Se esperan beneficios adicionales como son la reducción de costos operativos (pérdidas eléctricas por efecto joule I^2R), mejorar condiciones de voltaje para el Suministro Eléctrico en las zonas de influencia (Calidad de energía), atender el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica en el largo plazo y, en consecuencia, permitir el desarrollo de nuevos proyectos locales para el crecimiento económico de esta región.

Infraestructura del proyecto

- Un banco de capacitores en la SE Juan José Ríos con una capacidad de 22.5 MVAR en 115 kV.

Resumen de metas físicas del proyecto

Tipo de Obra	kV	MVAR
Compensación Capacitiva	115	22.5
Total	-	22.5

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2024

Área de Influencia del Proyecto

Los Mochis y Guasave, Sinaloa

P20-NO4	Cerro Cañedo MVar									
Beneficios del Proyecto										
Con la implementación del proyecto se atenderá la problemática de bajo voltaje existente en el corredor de transmisión en 115 kV que con el que se atiende el Suministro Eléctrico a diversos Centros de Carga entre las ciudades de Caborca y Santa Ana en el estado de Sonora, ante la contingencia sencilla de algún elemento de transmisión. Se esperan beneficios adicionales como son la reducción de costos operativos (pérdidas eléctricas por efecto joule I^2R), mejorar condiciones de voltaje para el Suministro Eléctrico en las zonas de influencia (Calidad de energía), atender el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica en el largo plazo y, en consecuencia, permitir el desarrollo de nuevos proyectos locales para el crecimiento económico de esta región.										
Infraestructura del proyecto										
Un banco de capacitores en la SE Cerro Cañedo con una capacidad de 15 MVar en 115 kV.										
Resumen de metas físicas del proyecto <table><tr><td>Tipo de Obra</td><td>kV</td><td>MVar</td></tr><tr><td>Compensación Capacitiva</td><td>115</td><td>15.0</td></tr><tr><td>Total</td><td>-</td><td>15.0</td></tr></table>		Tipo de Obra	kV	MVar	Compensación Capacitiva	115	15.0	Total	-	15.0
Tipo de Obra	kV	MVar								
Compensación Capacitiva	115	15.0								
Total	-	15.0								
Fecha Factible de Entrada en Operación										
Abril de 2024										
Área de Influencia del Proyecto										
Caborca, Sonora										

P20-NO5	Pericos MVar									
Beneficios del Proyecto										
Con la implementación del proyecto se atenderá la problemática de bajo voltaje existente en el corredor de transmisión en 115 kV que con el que se atiende el Suministro Eléctrico a diversos Centros de Carga entre las ciudades de Guamúchil y Culiacán en el estado de Sinaloa, ante la contingencia sencilla de algún elemento de transmisión.										
Se esperan beneficios adicionales como son la reducción de costos operativos (pérdidas eléctricas por efecto joule I²R), mejorar condiciones de voltaje para el Suministro Eléctrico en las zonas de influencia (Calidad de energía), atender el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica en el largo plazo y, en consecuencia, permitir el desarrollo de nuevos proyectos locales para el crecimiento económico de esta región.										
Infraestructura del proyecto										
Un banco de capacitores en la SE Pericos con una capacidad de 22.5 MVar en 115 kV.										
Resumen de metas físicas del proyecto										
<table><tr><td>Tipo de Obra</td><td>kV</td><td>MVar</td></tr><tr><td>Compensación Capacitiva</td><td>115</td><td>22.5</td></tr><tr><td>Total</td><td>-</td><td>22.5</td></tr></table>		Tipo de Obra	kV	MVar	Compensación Capacitiva	115	22.5	Total	-	22.5
Tipo de Obra	kV	MVar								
Compensación Capacitiva	115	22.5								
Total	-	22.5								
Fecha Factible de Entrada en Operación										
Abril de 2024										
Área de Influencia del Proyecto										
Poblaciones entre las ciudades de Guamúchil y Culiacán, Sinaloa										

P20-NO6
Incremento en la Confiabilidad de la transformación en la Zona Mazatlán
Beneficios del Proyecto

Con la implementación del proyecto se atenderá la problemática de saturación de la infraestructura de transformación existente en la zona de carga Mazatlán, además de evitar mantener limitada la generación de la Central Eléctrica José Aceves Pozos en la SE Mazatlán Dos, en condiciones de red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transmisión y transformación.

Se esperan beneficios adicionales como son la reducción de costos operativos (pérdidas eléctricas por efecto joule I^2R), mejorar condiciones de voltaje para el Suministro Eléctrico en las zonas de influencia (Calidad de energía), atender el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica en el largo plazo y, en consecuencia, permitir el desarrollo de nuevos proyectos locales para el crecimiento económico de esta región.

Infraestructura del proyecto

- Sustituir los autotransformadores de 100 MVA de capacidad en la SE Mazatlán Dos, por dos nuevos autotransformadores con una capacidad de 225 MVA y relación 230/115 kV cada uno. Conformado por siete unidades monofásicas de 230/115 kV de 75 MVA, incluye fase de reserva.
- Trasladar el Autotransformador AT5 de la SE Mazatlán Dos y sustituir el Autotransformador AT1 de 100 MVA de capacidad y relación de transformación 230/115 kV en la SE Habal.
- Un elemento de compensación inductiva en la barra de 400 kV en la SE Mazatlán Dos, formado con 4 reactores monofásicos en 400 kV de 25 MVAR de capacidad cada uno, para formar un equipo de 75 MVAR de capacidad y quedando una unidad de reserva de 25 MVAR.
- Un reactor en el nivel de tensión del terciario del transformador de 30 MVAR de capacidad.

Resumen de metas físicas del proyecto

Tipo de Obra	kV	MVA	MVAR
Transformación	230/115	525.0	
Transformación (Traslado y sustitución)	230/115	100.0	
Compensación	400	-	100.0
	13.8	-	30.0
Total	-	625.0	130.0

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2024

Área de Influencia del Proyecto

Mazatlán, Sinaloa

P20-NO7
Eliminar limitaciones de capacidad en cables subterráneos de las zonas Hermosillo, Obregón, Los Mochis, Culiacán y Mazatlán
Beneficios del Proyecto

Con la implementación del proyecto se atenderá la problemática de saturación de la infraestructura de transmisión existente en las zonas de cargas Hermosillo y Ciudad Obregón en el estado de Sonora y Los Mochis, Culiacán y Mazatlán en el estado de Sinaloa, en condiciones de red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transmisión y transformación.

Se esperan beneficios adicionales como son la reducción de costos operativos (pérdidas eléctricas por efecto joule I^2R), eliminar problemas de congestión en líneas de transmisión, mejorar condiciones de voltaje para el Suministro Eléctrico en las zonas de influencia (Calidad de energía), atender el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica en el largo plazo y, en consecuencia, permitir el desarrollo de nuevos proyectos locales para el crecimiento económico de esta región.

Infraestructura del proyecto

- Considera sustituir 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 Líneas de Transmisión con Cable de Potencia Subterráneo que tenga como mínimo la capacidad requerida en el mediano plazo.
- Para la zona Hermosillo se requiere sustituir 4 Líneas de Transmisión con cables de potencia subterráneo con un total de 13.53 km-c.
- Para la zona Obregón se requiere sustituir 2 Líneas de Transmisión con cables de potencia subterráneo con un total de 3.69 km-c.
- Para la zona Los Mochis se requiere sustituir 1 Línea de Transmisión con cable de potencia subterráneo con un total de 12.10 km-c.
- Para la zona Culiacán se requiere sustituir 3 Líneas de Transmisión con cables de potencia subterráneo con un total de 6.05 km-c.
- Para la zona Mazatlán se requiere sustituir 1 Línea de Transmisión con cable de potencia subterráneo con un total de 4.37 km-c.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra de Transmisión	kV	km-c	Zona
Hermosillo Cuatro – Río Sonora	115	2.75	Hermosillo
Hermosillo Uno – Río Sonora	115	5.85	Hermosillo
Pueblitos – Ladrilleras	115	0.10	Hermosillo
CERESO – Villas del Pitic	115	4.83	Hermosillo
Tetabiate – Obregón Uno	115	3.20	Obregón
Banderas – Ciudad Obregón Tres	115	0.49	Obregón
Los Mochis Tres – Centenario	115	8.60	Los Mochis
Culiacán Milénium – La Higuera	115	2.50	Los Mochis
Jaime Sevilla Poyastro – Culiacán Milénium	115	3.40	Culiacán
Culiacán Uno – Tres Ríos	115	0.15	Culiacán
Mazatlán Del Mar - Mazatlán Centro	115	4.37	Mazatlán
Total	-	39.74	-

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2024

Área de Influencia del Proyecto

Hermosillo y Ciudad Obregón en Sonora; Los Mochis, Culiacán y Mazatlán en Sinaloa

P20-NTI	Soporte de tensión para la región de Mesteñas										
Beneficios del Proyecto											
La implementación de este proyecto permitirá atender los objetivos de planeación como lo son: el garantizar el Suministro Eléctrico y el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica, preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, minimizar la congestión en la red de transmisión, aplicación de tecnologías de redes eléctricas inteligentes y la reducción en los costos operativos (pérdidas eléctricas por efecto joule I²R).											
Con el proyecto se evitarán los problemas de baja tensión en las regiones de Mesteñas y Ojinaga, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación, transmisión o compensación.											
Infraestructura del proyecto											
• Instalación de un STATCOM (<i>Static Synchronous Compensator</i>) en la Subestación Eléctrica Oasis en 115 kV con una capacidad de potencia reactiva de ± 50 MVar. • Instalación de un banco de capacitores en la Subestación Eléctrica Mesteñas en 115 kV con capacidad de 30 MVar. • Instalación de un banco de capacitores en la Subestación Eléctrica El Trébol en 115 kV con capacidad de 15 MVar.											
Resumen de metas físicas del proyecto											
<table><tr><td>Tipo de Obra</td><td>kV</td><td>MVar</td></tr><tr><td>Compensación</td><td>115</td><td>145.0</td></tr><tr><td>Total</td><td>-</td><td>145.0</td></tr></table>			Tipo de Obra	kV	MVar	Compensación	115	145.0	Total	-	145.0
Tipo de Obra	kV	MVar									
Compensación	115	145.0									
Total	-	145.0									
Fecha Factible de Entrada en Operación											
Abril de 2023											
Área de Influencia del Proyecto											
Regiones Mesteñas y Ojinaga, Chihuahua											

P20-NT2
Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma
Beneficios del Proyecto

La implementación del proyecto permitirá atender los objetivos de planeación como lo son: el garantizar el Suministro Eléctrico y el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica, preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, minimizar la congestión en la red de transmisión, incentivar una expansión eficiente de generación y la reducción en los costos operativos (pérdidas eléctricas por efecto joule I^2R).

Con el proyecto se evitarán los problemas de baja tensión en la zona Casas Grandes y Moctezuma, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación, transmisión o compensación. Además, adicionará capacidad de transformación para cubrir en un mayor horizonte de tiempo el Suministro Eléctrico en la zona de influencia.

Infraestructura del proyecto

- Instalación de un banco de transformación en la SE Maniobras Santa María con una capacidad 225 MVA, y relación de transformación de 230/115 kV, compuesto por 4 unidades monofásicas de 75 MVA cada una (incluye fase de reserva).
- Construcción de una nueva línea de transmisión de 0.9 km de longitud en estructura de cuatro circuitos calibre 1113 kcmil tipo ASCR, para entroncar dos líneas de 115 kV y conectarlas a la SE Maniobras eléctrica Santa María
- Instalación de equipos de compensación fija compuesto por 7 banco de capacitores de 15 MVAr distribuidos en diferentes SE de la zona de influencia.

Resumen de metas físicas del proyecto

Tipo de Obra	kV	km-c	MVA	MVAr
Transmisión	115	1.8	-	-
Transformación	230/115	-	300.0	-
Compensación	115	-	-	105.0
Total	-	1.8	300.0	105.0

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2023

Área de Influencia del Proyecto

Casas Grandes y Moctezuma, Chihuahua

P20-NE1	Soporte de tensión para la zona Nuevo Laredo										
Beneficios del Proyecto											
La implementación del proyecto permitirá incrementar la capacidad del control de tensión en la zona Nuevo Laredo y aumentará la capacidad de transmisión desde la zona Piedras Negras hacia Nuevo Laredo. Con el proyecto se mejora la Calidad, Confiabilidad y Continuidad del Suministro Eléctrico, así como también, facilitará la incorporación de nuevos Centros de Carga en la red eléctrica de la zona.											
Con la incorporación de este proyecto se podrá prescindir de los Esquemas de Acción Remedial, actuales y futuros, asociados a bajas tensiones en la zona.											
Infraestructura del proyecto											
- Un Compensador Estático de VAR (CEV) con una capacidad de 50 MVAR inductivos y 200 MVAR capacitivos, a instalarse en la SE Nuevo Laredo en el nivel de tensión de 138 kV. - Un Banco de Compensación Reactiva Capacitiva de 9 MVAR de capacidad, a instalarse en la SE Falcon México en el nivel de tensión de 138 kV.											
Resumen de metas físicas del proyecto											
<table><tr><td>Tipo de Obra</td><td>kV</td><td>MVAR</td></tr><tr><td>Compensación</td><td>138</td><td>259.0</td></tr><tr><td>Total</td><td>-</td><td>259.0</td></tr></table>			Tipo de Obra	kV	MVAR	Compensación	138	259.0	Total	-	259.0
Tipo de Obra	kV	MVAR									
Compensación	138	259.0									
Total	-	259.0									
Fecha Factible de Entrada en Operación											
Abril de 2025											
Área de Influencia del Proyecto											
Nuevo Laredo, Tamaulipas											



P20-NE2
Aumento de capacidad de transformación en la zona Matamoras
Beneficios del Proyecto

La implementación del proyecto permitirá aumentar la capacidad de transformación en la región de Matamoras, mejorará la Calidad, Confiabilidad y Continuidad del Suministro Eléctrico en esta zona. También, permitirá el abasto a futuro de la demanda y facilitará la incorporación de nuevos Centros de Carga.

Con el proyecto evitará la implementación de esquemas de acción remedial o de protección de sistema y disminuirá el riesgo de saturación del enlace Reynosa – Matamoras en la red de 138 kV.

Infraestructura del proyecto

- Ampliación de la SE Matamoras Potencia con un nuevo transformador de potencia de 230/138 kV con una capacidad de 225 MVA, compuesto por tres unidades monofásicas de 75 MVA cada una.
- Tendido del segundo circuito de la línea de transmisión Matamoras Potencia – Matamoras, con una longitud de 14 km. Para esta obra se requieren dos alimentadores en 138 kV, uno en cada SE de sus extremos.
- Construcción de una nueva línea de transmisión de un circuito calibre 1113 kcmil tipo ASCR en 138 kV para conectar las SE Matamoras Potencia y Lauro Villar. La longitud de este circuito es de 24 km. Para esta obra se requieren dos alimentadores en 138 kV, uno en cada Subestación Eléctrica de sus extremos.
- Banco de capacitores de 18 MVar de capacidad en la SE Valle Hermoso.

Resumen de metas físicas del proyecto

Tipo de Obra	kV	km-c	MVA	MVar	Alimentadores
Transmisión	138	38.0	-	-	-
Transformación	230/138	-	225.0	-	-
Compensación	138	-	-	18.0	-
Equipo en Subestación Eléctrica	138	-	-	-	4
Total	-	38.0	225.0	18.0	4

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2024

Área de Influencia del Proyecto

Matamoras, Tamaulipas

P20-PE1
Reforzamiento de la red eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor industrial Mérida - Umán
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá atender el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica del corredor industrial Mérida – Umán, el cual es uno de los polos industriales de desarrollo de la ciudad de Mérida y tendrá una alta tasa de crecimiento de la demanda en los próximos años.

Con el proyecto se mejora la Confiabilidad del Suministro Eléctrico en las SE Hunxectamán y Umán tanto ante contingencia como ante mantenimientos de la infraestructura eléctrica, minimizando así las interrupciones en el Suministro Eléctrico.

Infraestructura del proyecto

- Entronque de la LT Lerma – Hunxectamán en la SE Umán con una longitud de 4.3 km y conductor de calibre 477 kcmil tipo ACSR en 115 kV.
- Alimentadores para la conexión de las nuevas líneas en la SE Umán.

Resumen de metas físicas del proyecto

Tipo de Obra	kV	km-c	Alimentadores
Transmisión	115	8.6	-
Equipo en Subestación Eléctrica	115	-	2
Total	-	8.6	2

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2025

Área de Influencia del Proyecto

Mérida, Yucatán

P20-PE2
Reforzamiento de la red eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor Ticul – Chetumal en 115 kV
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá atender el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica del corredor Ticul – Chetumal en 115 kV, compuesto principalmente por Centros de Carga residenciales, comerciales y agrícolas.

Con el proyecto se mejora la Confiabilidad del Suministro Eléctrico en las SE Ticul I y Tekax II tanto ante contingencia como ante mantenimientos de la infraestructura eléctrica, minimizando así las interrupciones en el Suministro Eléctrico.

Infraestructura del proyecto

- LT Ticul I – Tekax II con una longitud de 33 km y conductor de calibre 477 kcmil tipo ACSR en 115 kV.
- Recalibración de 1.2 km de la LT Ticul Potencia – 73090 – Ticul I con conductor de calibre 477 kcmil tipo ACSR en 115 kV; incluyendo el reemplazo de dos torres.
- Alimentadores para la conexión de la nueva Línea de Transmisión en las SE Ticul I y Tekax II.

Resumen de metas físicas del proyecto

Tipo de Obra	kV	km-c	Alimentadores
Transmisión	115	34.2	-
Equipo en Subestación Eléctrica	115	-	2
Total	-	34.2	2

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2025

Área de Influencia del Proyecto

Ticul, Yucatán y Chetumal, Quintana Roo

P20-PE3	Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (Fase II)																																																			
Beneficios del Proyecto																																																				
El proyecto permitirá aumentar la capacidad de transmisión entre la región de Valladolid hacia Cancún y Riviera Maya, mejorará la Calidad, Confiabilidad y Continuidad del suministro de la demanda. También, facilitará la incorporación de nuevos Centros de Carga, de la conexión de la infraestructura eléctrica asociada al Tren Maya y los polos de desarrollo que se creen, asociados a éste, en Cancún, Quintana Roo. Adicionalmente, este proyecto permitirá aprovechar los beneficios de la interconexión de la Central Eléctrica Valladolid - proyecto estratégico de infraestructura necesario para cumplir con la política energética nacional- a la red eléctrica ya que se tendrá la infraestructura necesaria para poder transmitir la energía generada hasta los Centros de Carga en Cancún y Riviera Maya.																																																				
Infraestructura del proyecto																																																				
- Una nueva SE denominada Leona Vicario con un banco de transformación de 375 MVA de capacidad instalada compuesto por 4 unidades monofásicas de 125 MVA cada una (incluye fase de reserva) y relación de transformación 400/115 kV. - Entronque de la LT Dzitnup – A3Q60 – Riviera Maya en la SE Leona Vicario con una longitud de 41 km y dos conductores de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 400 kV. - LT Leona Vicario – Kohunlich de doble circuito con una longitud de 7.4 km y conductor de calibre 1113 kcmil tipo ACSR en 115 kV. - LT Leona Vicario – Yaxché de doble circuito tendido del primero con una longitud de 3.8 km, conductor de calibre 1113 kcmil tipo ACSR y un circuito subterráneo de 3.2 km con ampacidad operativa equivalente a conductor aéreo en 115 kV. - LT Leona Vicario – Kekén de doble circuito tendido del primero con una longitud de 8.7 km y conductor de calibre 1113 kcmil tipo ACSR y un circuito subterráneo de 1.9 km con ampacidad operativa equivalente a conductor aéreo en 115 kV. - Recalibración de la Línea de Transmisión desde el punto de inflexión del entronque de Kohunlich hacia Canek, un circuito, con una longitud de 5.72 km y conductor de alta temperatura con ampacidad equivalente a conductor de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV. - Traslado de un banco de reactores con capacidad de 50 MVar (se requiere adquirir una fase de reserva nueva) de la SE Riviera Maya a la SE Leona Vicario en 400 kV. - Equipo de compensación dinámica mediante la instalación de un STATCOM con capacidad de ±200 MVar en la SE Leona Vicario en 115 kV. - Alimentadores para la conexión de las nuevas líneas y equipos en Subestaciones Eléctricas.																																																				
Resumen de metas físicas del proyecto <table><tr><th>Tipo de Obra</th><th>kV</th><th>km-c</th><th>MVA</th><th>MVar</th><th>Alimentadores</th></tr><tr><td rowspan="2">Transmisión</td><td>400</td><td>82.0</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td>115</td><td>38.1</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td>Transformación</td><td>400/115</td><td>-</td><td>500.0</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td rowspan="2">Compensación</td><td>400</td><td>-</td><td>-</td><td>66.6</td><td>-</td></tr><tr><td>115</td><td>-</td><td>-</td><td>400.0</td><td>-</td></tr><tr><td rowspan="2">Equipo en Subestación Eléctrica</td><td>400</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>2</td></tr><tr><td>115</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>8</td></tr><tr><td>Total</td><td>-</td><td>120.1</td><td>500.0</td><td>466.6</td><td>10</td></tr></table>		Tipo de Obra	kV	km-c	MVA	MVar	Alimentadores	Transmisión	400	82.0	-	-	-	115	38.1	-	-	-	Transformación	400/115	-	500.0	-	-	Compensación	400	-	-	66.6	-	115	-	-	400.0	-	Equipo en Subestación Eléctrica	400	-	-	-	2	115	-	-	-	8	Total	-	120.1	500.0	466.6	10
Tipo de Obra	kV	km-c	MVA	MVar	Alimentadores																																															
Transmisión	400	82.0	-	-	-																																															
	115	38.1	-	-	-																																															
Transformación	400/115	-	500.0	-	-																																															
Compensación	400	-	-	66.6	-																																															
	115	-	-	400.0	-																																															
Equipo en Subestación Eléctrica	400	-	-	-	2																																															
	115	-	-	-	8																																															
Total	-	120.1	500.0	466.6	10																																															
Fecha Factible de Entrada en Operación																																																				
Abril de 2024																																																				
Área de Influencia del Proyecto																																																				
Cancún y Riviera Maya, Quintana Roo																																																				

P20-BC1	Solución a la problemática de bajos voltajes al sur de la Zona Ensenada										
Beneficios del Proyecto											
Con la implementación del proyecto se atenderá la problemática de bajos voltajes existente al sur de la ciudad de Ensenada en la zona de carga Ensenada, además de evitar mantener limitada la transmisión de energía de la SE Cañón hasta la SE San Simón, en condiciones de red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transmisión y transformación.											
Se esperan beneficios como son la reducción de costos operativos (pérdidas eléctricas por efecto joule I^2R), mejorar condiciones de voltaje para el Suministro Eléctrico en las zonas de influencia (Calidad de energía), atender el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica en el largo plazo y, en consecuencia, permitir el desarrollo de nuevos proyectos locales para el crecimiento económico de esta región.											
Infraestructura del proyecto											
Un STATCOM de ± 30 MVAR de capacidad en la SE San Quintín.											
Resumen de metas físicas del proyecto											
<table><tr><td>Tipo de Obra</td><td>kV</td><td>MVAR</td></tr><tr><td>Compensación</td><td>115</td><td>60.0</td></tr><tr><td>Total</td><td>-</td><td>60.0</td></tr></table>			Tipo de Obra	kV	MVAR	Compensación	115	60.0	Total	-	60.0
Tipo de Obra	kV	MVAR									
Compensación	115	60.0									
Total	-	60.0									
Fecha Factible de Entrada en Operación											
Abril de 2024											
Área de Influencia del Proyecto											
Ensenada y municipio de San Quintín, Baja California											

P20-BS1	Incremento Compensación Capacitiva en la Zona Los Cabos										
Beneficios del Proyecto											
En el corredor de 115 kV entre las zonas La Paz y Los Cabos se presenta una problemática de regulación de tensión entre las SE El Triunfo y San José del Cabo ante contingencia sencilla, lo que resulta en voltajes por debajo de los límites operativos establecidos. Por lo anterior, se requiere reforzar localmente el suministro de potencia reactiva en el corredor de 115 kV entre las zonas La Paz y Los Cabos. Con la implementación del proyecto se atenderán los futuros problemas de Estabilidad de Voltaje por el incremento de la demanda y consumo de energía eléctrica en la región; se esperan beneficios como son la reducción de costos de producción, costos operativos (pérdidas eléctricas por efecto joule I^2R), reducción en emisión de Gases Efecto Invernadero, mejorar la Confiabilidad, atender el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica en el largo plazo y, en consecuencia, permitir el desarrollo de nuevos proyectos locales para el crecimiento económico de esta región.											
Infraestructura del proyecto											
- Requiere un equipo de compensación reactiva capacitiva de 15.0 MVar en la SE Monte Real. - Requiere un equipo de compensación reactiva capacitiva de 7.5 MVar en la SE Buenavista.											
Resumen de metas físicas del proyecto <table><tr><td>Tipo de Obra</td><td>kV</td><td>MVar</td></tr><tr><td>Compensación</td><td>115</td><td>22.5</td></tr><tr><td>Total</td><td>-</td><td>22.5</td></tr></table>			Tipo de Obra	kV	MVar	Compensación	115	22.5	Total	-	22.5
Tipo de Obra	kV	MVar									
Compensación	115	22.5									
Total	-	22.5									
Fecha Factible de Entrada en Operación											
Abril de 2024											
Área de Influencia del Proyecto											
San José del Cabo y Santiago y Buenavista, Baja California Sur											



P20-BS2
Incremento en la capacidad de transformación en Zona Los Cabos
Beneficios del Proyecto

Con la implementación del proyecto se atenderá la problemática de saturación de la infraestructura de transformación existente en la zona de carga Los Cabos que involucra las ciudades de San José del Cabo y Cabo San Lucas, en condiciones de red completa y ante contingencia sencilla de elementos de transmisión y transformación.

Se esperan beneficios como son la reducción de costos de producción, costos operativos (pérdidas eléctricas por efecto joule I^2R), reducir las emisiones de Gases Efecto Invernadero, mejorar condiciones de voltaje para el Suministro Eléctrico de la demanda en las zonas de influencia (Calidad de energía), atender el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica en el largo plazo y, en consecuencia, permitir el desarrollo de nuevos proyectos locales para el crecimiento económico de esta región.

Infraestructura del proyecto

- Ampliación de la SE El Palmar con autotransformador con capacidad de 100 MVA conformado por tres unidades monofásicas de relación 230/115 kV y 33.33 MVA de capacidad cada una.
- LT El Palmar - Monte Real en 115 kV con 16.0 km-c y conductor de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV, doble circuito, tendido del primer circuito.
- Equipamiento en las Subestaciones Eléctricas de Libramiento San José y Monte Real.

Resumen de metas físicas del proyecto

Tipo de Obra	kV	km-c	MVA	Alimentadores
Transmisión	115	16.0	-	-
Transformación	230/115	-	100.0	-
Equipo en Subestación Eléctrica	115	-	-	2
Total	-	16.0	100.0	2

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2024

Área de Influencia del Proyecto

San José del Cabo y Cabo San Lucas, Baja California Sur

P20-BS3
Solución integral al suministro de energía eléctrica de la Zona Constitución
Beneficios del Proyecto

Con el cumplimiento del Plan Nacional de Desarrollo, se tiene la incorporación de proyectos estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional, se ha incluido un nuevo proyecto de generación llamado Ciclo Combinado Baja California Sur que se interconectará a la SE Punta Prieta en la ciudad de La Paz, con el cual se inicia el cambio tecnológico con unidades de ciclo combinado a base de gas natural como combustible que inicialmente se concentraría en la zona La Paz. Se prevé en el mediano plazo dejar de utilizar unidades de combustión interna cuyo combustible es combustóleo y diésel, con el objeto de disminuir la emisión de contaminantes a la atmósfera, así como una reducción importante en los costos de operación a en el sistema eléctrico de Baja California Sur.

Con esta política energética, se prevé que las unidades en la Central Eléctrica General Agustín Olachea, que actualmente suministran localmente la demanda de la zona Constitución, disminuyan su aportación de generación base en al mínimo requerido en los diferentes escenarios de operación, por lo que se ha estudiado la posibilidad de que el Suministro Eléctrico a la zona Constitución provenga desde la zona La Paz.

Por tanto, se requiere de un proyecto que permita mantener el Suministro Eléctrico a la zona Constitución y se obtengan beneficios adicionales como son la reducción de costos de producción, mejorar condiciones de voltaje para el Suministro Eléctrico en las zonas de influencia (Calidad de energía), atender el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica en el largo plazo y, en consecuencia, permitir el desarrollo de nuevos proyectos locales para el crecimiento económico de esta región.

Infraestructura del proyecto

- Instalación de un STATCOM con una capacidad de ± 50 MVar en la SE Villa Constitución, en el nivel de tensión de 115 kV.

Resumen de metas físicas del proyecto

Tipo de Obra	kV	MVar
Compensación	115	100.0
Total	-	100.0

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2024

Área de Influencia del Proyecto

Ciudad Constitución, Insurgentes y Loreto, Baja California Sur

M20-CE1	Modernización de Equipos de Protección y Control asociados a los Capacitores Serie CS1, CS2 y CS3 de la Subestación Eléctrica Donato Guerra									
Beneficios del Proyecto										
El proyecto permitirá mantener la capacidad de transmisión de energía eléctrica desde la zona de Lázaro Cárdenas (donde se ubican Centrales Eléctricas importantes como Petacalco, Villita e Infiernillo) hacia la Red de Transmisión de la Zona Metropolitana de la Ciudad de México (Zkcmil) y Valle de Toluca. Con la entrada en operación del proyecto se podrá disponer del equipo de compensación serie para su operación continua en el Sistema Eléctrico Nacional sin exponerlo a fallas permanentes, para atender la demanda actual y del largo plazo de la Zkcmil, así como del Valle de Toluca. Lo anterior, en condición de red completa y ante una eventual contingencia sencilla. La modernización de los equipos permitirá conservar beneficios como es la reducción en costos operativos (pérdidas eléctricas por efecto joule I^2R), la operación con un perfil de tensión adecuado en la red troncal de 400 kV y asegurar la estabilidad dinámica del sistema eléctrico ante condiciones de fallas transitorias en la red de transmisión.										
Infraestructura del proyecto										
Reemplazo de los sistemas de Control y Protección de los tres bancos de compensación serie instalados en la SE Donato Guerra que se operan en el nivel de 400 kV y pertenecen a la Red Troncal de Transmisión.										
Resumen de metas físicas del proyecto										
<table><tr><th>Tipo de Obra</th><th>kV</th><th>Equipo de Protección, Control y Medición de Compensación Serie</th></tr><tr><td>Equipo en Subestación Eléctrica</td><td>400</td><td>3</td></tr><tr><td>Total</td><td>-</td><td>3</td></tr></table>		Tipo de Obra	kV	Equipo de Protección, Control y Medición de Compensación Serie	Equipo en Subestación Eléctrica	400	3	Total	-	3
Tipo de Obra	kV	Equipo de Protección, Control y Medición de Compensación Serie								
Equipo en Subestación Eléctrica	400	3								
Total	-	3								
Fecha Factible de Entrada en Operación										
Junio de 2024										
Área de Influencia del Proyecto										
Zona Metropolitana de la Ciudad de México y Valle de Toluca										



M20-OR2
Modernización de Equipos de Protección y Control asociados a los Capacitores Serie CS2, CS3 y CS4 de la Subestación Eléctrica Tecali
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá mantener la capacidad de transmisión de energía eléctrica entre las regiones Sureste y Centro del país, siendo la SE Tecali un punto estratégico de transmisión y transformación de energía que permite su distribución en red de transmisión de 230 y 115 kV en la ciudad de Puebla y sus poblaciones cercanas, así como al estado de Morelos y la Zona Metropolitana de la Ciudad de México.

Con la entrada en operación del proyecto se podrá disponer del equipo de compensación serie para su operación continua en el Sistema Eléctrico Nacional sin exponerlo a fallas permanentes, para atender la demanda actual y del largo plazo en las Gerencias de Control Central y Oriental. Lo anterior, en condición de red completa y ante una eventual contingencia sencilla.

La modernización de los equipos permitirá conservar beneficios como es la reducción en costos operativos (pérdidas eléctricas por efecto joule I^2R), la operación con un perfil de tensión adecuado en la red troncal de 400 kV y asegurar la estabilidad dinámica del sistema eléctrico ante condiciones de fallas transitorias en la red de transmisión.

Infraestructura del proyecto

- Reemplazo de los sistemas de Control y Protección de los tres bancos de compensación serie instalados en la SE Tecali que se operan en el nivel de 400 kV y pertenecen a la Red Troncal de Transmisión.

Resumen de metas físicas del proyecto

Tipo de Obra	kV	Equipo de Protección, Control y Medición de Compensación Serie
Equipo en Subestación Eléctrica	400	3
Total	-	3

Fecha Factible de Entrada en Operación

Diciembre de 2024

Área de Influencia del Proyecto

Puebla y Morelos

M20-OR1
Modernización de Equipo Primario de Protección, Control, Comunicaciones y Medición de la Subestación Eléctrica Minatitlán II en 115 kV
Beneficios del Proyecto

Con la modernización propuesta del equipo de Primario de Protección, Control, Comunicaciones y Medición, se incrementará la vida útil de la instalación, así como la restitución de sus características eléctricas y operativas para garantizar la Continuidad y Confiabilidad del Suministro Eléctrico a los Usuarios Finales asociados a la Subestación Eléctrica y a las Redes Generales de Distribución de la zona de influencia. Por otro lado, se recuperará la flexibilidad operativa requerida para realizar acciones de Control y se eliminarán los altos costos asociados al mantenimiento de equipos obsoletos y sin refaccionamiento.

No se tendrán afectaciones del Suministro Eléctrico en Centros de Carga dedicados a la transformación del petróleo y procesos químicos, así como el servicio que proporciona el puerto marítimo, siendo un punto estratégico para el desarrollo económico del país.

Finalmente, y de gran importancia, el proyecto aporta la eliminación de los riesgos físicos y eventuales accidentes hacia el personal debido a que las maniobras se podrán realizar de forma remota, lo que implica una menor exposición al ejecutar actividades clasificadas como de alto riesgo.

Infraestructura del proyecto

- Reemplazo de 36 cuchillas instaladas en la SE Minatitlán II aisladas y operadas en 115 kV.
- Modernización de 13 secciones de Tableros de Protección, Control, Comunicaciones y Medición (PCCM) instalados en las bahías de 115 kV de la SE Minatitlán II.
- Modernización de los equipos SCADA (*Supervisory control and data acquisition*) instalados en la red de 115 kV de la SE Minatitlán II que permitan la compatibilidad de comunicación por medio de protocolo DNP3 (*Distributed Network Protocol 3*) / IEC (*International Electrotechnical Commission*) 61850.
- Ampliación de la caseta distribuida para alojar los nuevos equipos de protección, comunicación, control, medición y fuerza de la SE Minatitlán II.
- Modernización del sistema de fuerza para usos propios de la SE Minatitlán II, mediante el empleo de equipo de transformación para alimentación de servicios propios.

Resumen de metas físicas del proyecto

Tipo de Obra	kV	MVA	Cuchillas	Sistema SCADA	Secciones de Tableros de PCCM
Transformación (servicios propios)	115/0.22	0.3	-	-	-
Equipo en Subestación Eléctrica	115	-	36	1	13
Total	-	0.3	36	1	13

Fecha Factible de Entrada en Operación

Diciembre de 2024

Área de Influencia del Proyecto

Coatzacoalcos, Veracruz y municipios aledaños

M20-NO1
Eliminar derivación de la Línea de Transmisión de Guasave (73150) – San Rafael Ampliación – Bamoa
Beneficios del Proyecto

En la LT Guasave – San Rafael Ampliación se realizó la interconexión en forma de TAP mediante un poste troncocónico la SE Bamoa que suministra diversos poblados alejados del punto de conexión en la SE San Rafael Ampliación, por lo anterior es muy sensible a eventos de falla afectando Centros de Carga en la zona industrial, agrícola y rural cercana al poblado de Bamoa, municipio de Guasave, Sinaloa. Por lo anterior, no se cuenta con flexibilidad operativa para la realización de maniobras y libranzas en las SE San Rafael Ampliación y Bamoa.

El proyecto consiste en la eliminación del TAP que se encuentra en la LT Guasave – San Rafael Ampliación, mediante la instalación de equipo eléctrico primario en bahía disponible en la SE San Rafael Ampliación con lo que se tendría una nueva LT San Rafael Ampliación – Bamoa en 115 kV. Con la entrada en operación del proyecto permitirá garantizar el suministro de energía eléctrica, aumentar la Confiabilidad, la flexibilidad operativa y la Calidad del mismo; beneficiando a los usuarios del área de influencia.

Infraestructura del proyecto

- Completar la bahía disponible con Equipo Eléctrico Primario y estructura menor para eliminar el TAP y dejar la LT San Rafael – Bamoa en forma radial de la SE San Rafael Ampliación, además requiere la extensión de Bus Auxiliar con las dimensiones de una bahía y su base.
- Instalación de Equipo Eléctrico
- Instalación de Tablero Protección, Control y Medición (PCyM) para Línea de Transmisión en 115 kV Radial a SE Bamoa.
- Instalación de Tablero PCyM con Registrador de Disturbios y Medidor de Energía
- Retiro de TAP puentes que van de LT 73150 a poste troncocónico y colocación de puentes de remate a bahía nueva en la Subestación Eléctrica con 0.2 km-c y la adecuación de puentes e instalación de remates por inserción de Transformadores de Corriente en el remate de la LT San Rafael Ampliación - Bamoa.

Resumen de metas físicas del proyecto

Tipo de Obra	Conexión de Alimentador a LT Nueva San Rafael Ampliación - Bamoa	Completar Bahía en SE San Rafael Ampliación	Interruptor	Transformador de Corriente	Transformador de Potencial	Apartarrayos	Cuchillas	Instalación de Tablero PCyM
Equipo en Subestación Eléctrica	-	1	1	3	3	3	3	1
Obras de Transmisión	0.2	-	-	-	-	-	-	-
Total	0.2	1	1	3	3	3	3	1

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2023

Área de Influencia del Proyecto

Guasave, Sinaloa

M20-NO2
Eliminar derivación de los transformadores en SE San Rafael de la LT Guamúchil – 73730 – San Rafael
Beneficios del Proyecto

La SE San Rafael está conectada a través de una LT de 24.26 km y sus transformadores son energizados a través de un TAP en 115 kV, atiende una carga rural y agrícola. Cuenta con dos bahías de banco de transformación, uno de 14 MVA de 115/13.8 kV y uno de 20 MVA de 115/34.5 kV. Ante la contingencia o desconexión de la LT Guamúchil– San Rafael, se tiene que reportar a personal de campo para su revisión y autorización para realizar intentos de normalización, lo cual retrasa los tiempos de restablecimiento y se afecta todos los Usuarios Finales en las SE San Rafael y Salvador Alvarado. Por lo anterior, no se cuenta con flexibilidad operativa para la realización de maniobras y libranzas en SE San Rafael y se tienen afectaciones por disparo de los transformadores T1 y T2 de dicha SE, ante cualquier escenario de demanda.

El proyecto consiste en la eliminación de la conexión en TAP del Transformador 1 (T1) y Transformador 2 (T2) de SE San Rafael en la LT Guamúchil – San Rafael – San Rafael Ampliación.

Con la entrada en operación del proyecto permitirá garantizar el Suministro Eléctrico con la Calidad, Continuidad, mejorar la Confiabilidad y la flexibilidad operativa; beneficiando a los Usuarios Finales del área de influencia.

Infraestructura del proyecto

- Instalación de Estructura Mayor y menor.
- Reubicación de Equipo Eléctrico Primario en Bahía 73730.
- Reubicación de Equipo Eléctrico Primario Bahía 77010.
- Retiro de estructura mayor y menor, puentes, postes, cuchillas, interruptores (T1 y T2).
- Instalación de tablero PCyM para los Transformadores.
- Prolongación de Bus Principal y Bus Auxiliar entre las SE San Rafael Ampliación y San Rafael.
- Tablero 87B-115kV con dos Zonas de Protección (Bus Principal y Bus Auxiliar).

Resumen de metas físicas del proyecto

Tipo de Obra	Instalación de Estructura Mayor y Menor	Extensión de Bus Principal y Bus Auxiliar	Tablero 87B-115 kV con 2 zonas de protección	Interruptor	Transformador de Corriente	Transformador de Potencial	Apartarrayos	Cuchillas	Instalación de Tablero PCyM
Equipo en Subestación Eléctrica	3	2	2	1	3	3	3	3	1
Total	3	2	2	1	3	3	3	3	1

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2023

Área de Influencia del Proyecto

Guasave, Sinaloa

M20-NO3
**Eliminar derivación de la SE Salvador Alvarado de la
LT Guamúchil – 73730 – San Rafael**
Beneficios del Proyecto

La SE Salvador Alvarado está conectada a 17.76 km de la SE San Rafael y a su vez a 6.50 km de SE Guamúchil, atiende una carga rural y agrícola. Cuenta con una bahía de banco de transformación de 20 MVA de 115/13.8 kV. Ante una falla sencilla en la LT Guamúchil – San Rafael Ampliación, quedan fuera de servicio las Subestaciones Eléctricas Salvador Alvarado y San Rafael, afectando el servicio de energía eléctrica a múltiples usuarios. Para aislar la falla y mantener la carga es necesario determinar su ubicación, cerrar un extremo en la SE Guamúchil o de SE San Rafael y enlazar la carga por media tensión en 13.8 kV, lo cual toma un tiempo considerable con las cargas fuera de servicio.

El proyecto consiste en eliminar la derivación (TAP) de LT Guamúchil – Salvador Alvarado – 73730 – San Rafael – San Rafael Ampliación, realizar el arreglo de bus principal y su bahía de transferencia.

Con la entrada en operación del proyecto permitirá garantizar el suministro de energía eléctrica, aumentar la Confiabilidad, la flexibilidad operativa y la Calidad del mismo; beneficiando a los usuarios del área de influencia.

Infraestructura del proyecto

- Instalación de Bus Principal en SE Salvador Alvarado.
- Instalación de Equipo Eléctrico Primario para Línea de Transmisión Guamúchil – Salvador Alvarado y para Línea de Transmisión San Rafael Ampliación-Salvador Alvarado
- Reubicar el equipo eléctrico primario de la bahía.
- Instalación de dos tableros PCyM de protecciones y medición para ambas líneas.
- Eliminar la derivación de la SE Salvador Alvarado de la LT de Guamúchil – 73730 – San Rafael, aproximadamente 0.5 km-c.
- Instalación de Tablero PCyM 87B-115kV (dos zonas) y medición para B1.

Resumen de metas físicas del proyecto

Tipo de Obra	Instalación de Estructura Mayor	Instalación de Equipo Eléctrico Primario con estructura menor	Tablero Registrador de disturbios	Interruptor	Transformador de Corriente	Transformador de Potencial	Apartarrayos	Cuchillas	Instalación de Tablero PCyM
Equipo en Subestación Eléctrica	4	1	1	3	3	9	6	8	3
Total	4	1	1	3	3	9	6	8	3

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2023

Área de Influencia del Proyecto

Guasave, Sinaloa

M20-NT1	Cambio de arreglo de la SE Moctezuma en 230 kV y 115 kV																		
Beneficios del Proyecto																			
La implementación de este proyecto permitiría contar con la infraestructura necesaria para evitar la problemática derivada de diversas contingencias, a la vez evita el congestionamiento de enlaces sin restringir los flujos de generación entre las regiones asociadas. Además, se facilita el mantenimiento a los elementos de la Subestación Eléctrica que actualmente sufren restricciones de mantenimiento, tales como bahías, buses y equipo de transformación. El proyecto planteado brinda una flexibilidad operativa a la SE Moctezuma que permite dejar fuera de servicio algunos equipos, manteniendo enlaces importantes en operación y dentro de límites seguros de transmisión, se mejora la Confiabilidad del sistema interconectado al soportarse contingencias sencillas.																			
De igual forma, se tiene una alta factibilidad de transferencia de Centros de Carga en la propia SE, teniendo flexibilidad operativa para balancear la carga, lo cual representa una ventaja a corto y largo plazo para el Suministro Eléctrico en las zonas Moctezuma y Casas Grandes, aunado a mejorar la regulación de voltaje en el área de influencia.																			
Infraestructura del proyecto																			
• Construcción de una bahía nueva, incluyendo esquemas de protecciones, esto para separar el Bus 1 en dos barras y tener arreglo Barra 1 - Barra 3, en 230 kV • Construcción de una bahía nueva, incluyendo esquemas de protecciones, esto para separar el Bus 2 en dos barras y tener arreglo Barra 2 - Barra 4, en 230 kV • Construcción de una bahía nueva, incluyendo esquemas de protecciones, esto para poder tener arreglo Barra 3 – Barra 4, en 230 kV • Instalación de seis cuchillas adicionales en 115 kV para poder realizar arreglo Barra 1 – Barra 2, en 115 kV • Construcción de una bahía nueva entre las dos secciones del bus de transferencia de 115 kV, para poder utilizarlo como amarre de barras entre los dos buses de transferencia, en 115 kV																			
Resumen de metas físicas del proyecto																			
<table><tr><th>Tipo de Obra</th><th>kV</th><th>Alimentadores</th><th>Cuchillas</th></tr><tr><td rowspan="3">Equipo en Subestación Eléctrica</td><td>230</td><td>3</td><td>-</td></tr><tr><td>115</td><td>1</td><td>-</td></tr><tr><td>115</td><td>-</td><td>6</td></tr><tr><td>Total</td><td>-</td><td>4</td><td>6</td></tr></table>		Tipo de Obra	kV	Alimentadores	Cuchillas	Equipo en Subestación Eléctrica	230	3	-	115	1	-	115	-	6	Total	-	4	6
Tipo de Obra	kV	Alimentadores	Cuchillas																
Equipo en Subestación Eléctrica	230	3	-																
	115	1	-																
	115	-	6																
Total	-	4	6																
Fecha Factible de Entrada en Operación																			
Abril de 2023																			
Área de Influencia del Proyecto																			
Villa Ahumada, Chihuahua																			

M20-NT2	Modernización de la red de transmisión de la zona Durango										
Beneficios del Proyecto											
Con la modernización de la red de transmisión de la zona Durango se aumentará la Confiabilidad en la red eléctrica en el nivel de tensión de 115 kV y aumentaría la capacidad de transmisión de energía sin arriesgar la integridad de las líneas de transmisión, así como mejorar la Calidad del Suministro Eléctrico. La realización de este proyecto refuerza la infraestructura de la red eléctrica para el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica con la incorporación de nuevos Centros de Carga y permitir el crecimiento normal de los Usuarios Finales actualmente conectados, dando condiciones de Continuidad, Confiabilidad, Calidad y seguridad en el servicio.											
Infraestructura del proyecto											
- Recalibración y cambio de estructuras de la línea de transmisión Cuadro de Maniobras Centauro – Amado Nervo, con una longitud de 32.2 km y circuito sencillo - Recalibración y cambio de estructuras de la línea de transmisión Amado Nervo – Cuadro de Maniobras La Parrilla, con una longitud de 11.8 km y circuito sencillo - Recalibración y cambio de estructuras de la línea de transmisión Cuadro de Maniobras La Parrilla – Vicente Guerrero, con una longitud de 10.6 km y circuito sencillo											
Resumen de metas físicas del proyecto											
<table><tr><td>Tipo de Obra</td><td>kV</td><td>km-c</td></tr><tr><td>Transmisión</td><td>115</td><td>54.6</td></tr><tr><td>Total</td><td>-</td><td>54.6</td></tr></table>			Tipo de Obra	kV	km-c	Transmisión	115	54.6	Total	-	54.6
Tipo de Obra	kV	km-c									
Transmisión	115	54.6									
Total	-	54.6									
Fecha Factible de Entrada en Operación											
Marzo de 2022											
Área de Influencia del Proyecto											
Zona Durango, Durango											



M20-NE1
Adición de protecciones 87B a Subestaciones Eléctricas de la Red de Transmisión en el ámbito de la Gerencia Regional de Transmisión Noreste
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá incorporar el esquema de protección diferencial de barra en las SE que actualmente no cuentan con él, con lo anterior, será posible liberar fallas eléctricas en equipos de gran importancia como transformadores de potencial, transformadores de corriente, cuchillas, interruptores o en el mismo bus, que pongan en riesgo la funcionalidad de estos equipos y lograr aislar la falla evitando daños permanentes en los elementos e incrementando la seguridad en las instalaciones. Con la entrada en operación del proyecto se pretende robustecer e incrementar la disponibilidad, seguridad, y Confiabilidad de la Red Nacional de Transmisión, además de disminuir las afectaciones de energía eléctrica a Centros de Carga de alta tensión y residenciales, así como disminuir los daños a equipo primario.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el Suministro Eléctrico, cumplimiento del Código de Red, además se preserva y mejora la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Infraestructura del proyecto

- Instalación de Tableros de Protección, Control y Medición (PCyM) de Diferencial de Bus (87B) en las Subestaciones Eléctricas de 115 y 138 kV que no cuentan con el esquema diferencial barras.
- Instalación del cable de control necesario para el punto anterior.

Resumen de metas físicas del proyecto

Zona de Transmisión	Subestaciones	Bahías
Monterrey Poniente	22	91
Monterrey Oriente	12	53
Monclova	3	15
Rfo Escondido	6	23
Frontera	12	49
Tampico	1	6
Total	56	237

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2021 a abril de 2025

Área de Influencia del Proyecto

Nuevo León, Coahuila y Tamaulipas

M20-NE2
**Reemplazo de Transformadores de Potencia
por Término de Vida Útil**
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá aumentar la Confiabilidad de los elementos de transformación que actualmente han rebasado su vida útil en operación, de tal forma que al sustituirlos por unidades nuevas se reducirán las fallas en los equipos, así como la necesidad de recurrir a interrumpir el Suministro Eléctrico a los Centros de Carga. Con esto se evitarán problemas de suministro de energía eléctrica, dificultades técnicas y de operación debido a indisponibilidades prolongadas de los bancos de transformación.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con la Calidad y Continuidad del Suministro Eléctrico, el cumplimiento del Código de Red, además se preserva y mejora la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Infraestructura del proyecto

- Retiro de unidades de transformación considerando vaciado de aceite y desvestido de equipo auxiliar.
- Cableado y conexión de cable de control.
- Instalación y conexión de fibra óptica.
- Instalación de Tableros de Protección, Control y Medición (PCyM) para transformadores de potencia en las 8 (ocho) Subestaciones Eléctricas.
- Implementación de Lógicas Seguras para dispositivos de protección del transformador de potencia.
- Puesta en servicio.

Resumen de metas físicas del proyecto

Zona de Transmisión	Subestación	Banco	Relación	MVA	Fecha Programada
Monterrey Oriente	Huinalá	AT08	230/115	100	abr-23
	Huinalá	AT07	400/230	375	abr-24
Monterrey Poniente	Saltillo	AT02	230/115	100	abr-24
	Villa de García	AT02	400/230	375	abr-25
	Escobedo	AT03	230/115	100	abr-29
Río Escondido	Nava	AT03	230/138	40	ago-23
	Arrollo del Coyote	AT04	230/138	100	abr-25
Frontera	Río Bravo	AT06	230/138	140	abr-26
Total	-	-	-	1,330	-

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2023 a abril de 2029

Área de Influencia del Proyecto

Nuevo León, Coahuila y Tamaulipas

M20-BC1
Modernización de arreglo de barras en la SE Ciprés en 230 kV y 115 kV
Beneficios del Proyecto

La SE Ciprés se encarga del Suministro Eléctrico a los Centros de Carga de todo el sector del Sur de la zona Ensenada, que consiste en Líneas de Transmisión muy largas y distantes de la ciudad de Ensenada y ante falla de una barra se interrumpe el Suministro Eléctrico en su mayoría agrícolas, turísticos y de minería, así como diversos poblados como San Felipe y San Quintín. Se requiere operar la SE Ciprés con un arreglo de barras que sea de alta Confiabilidad de operación y tenga la flexibilidad operativa para la realización de mantenimientos, maniobras, libranzas para evitar afectaciones en el Suministro Eléctrico. Con la modernización del arreglo de barras en la SE Ciprés con arreglo de barra principal y barra auxiliar en 230 kV y en 115 kV, se minimiza la afectación a Usuarios Finales y se incrementa la seguridad y Confiabilidad.

Con la entrada en operación del proyecto permitirá garantizar el suministro de energía eléctrica, aumentar la Confiabilidad, la flexibilidad operativa y la Calidad del mismo; beneficiando a los usuarios del área de influencia.

Infraestructura del proyecto

- Para la barra de 115 kV contempla la instalación de Equipo Eléctrico Primario: 12 juegos de Cuchillas en 115 kV, 14 Aisladores Soporte tipo Columna, 6 Transformadores de Corriente en 115 kV para interruptor de Amarre, 24 Transformadores de potencial Inductivo en 115 kV para Barra Auxiliar líneas existentes, se incluye Obra civil y Electromecánica.
- Para la barra de 230 kV, se requieren 4 juegos de Cuchillas en 230 kV, 12 Aisladores Soporte tipo Columna, 6 Transformadores de Corriente en 230 kV para interruptor de Amarre, 6 Transformadores de potencial Inductivo en 230 kV para Bus Auxiliar, se incluye Obra civil y Electromecánica.
- Suministro e Instalación de cuatro Tableros PCyM para operar con Arreglo de Bus Principal – Bus Auxiliar.

Resumen de metas físicas del proyecto

Tipo de Obra	Cambio de arreglo de Barras en SE Ciprés	Transformador de Corriente	Transformador de Potencial	Aisladores de Soporte	Cuchillas	Obra Civil y Electromecánica	Instalación de Tablero PCyM
Equipo en Subestación Eléctrica	Bus en 115 y 230 kV	12	30	26	16	Cimentaciones, Estructuras menores, etc.	13
Total	-	12	30	26	16	-	13

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2022

Área de Influencia del Proyecto

Ensenada, San Quintín, San Felipe y diversas poblaciones en Baja California

M20-BC2	Modernización de arreglo de barras y de la transformación en la SE Panamericana Potencia							
Beneficios del Proyecto								
La SE Panamericana Potencia se encarga del Suministro Eléctrico a todo el sector noroeste y centro de la ciudad de Tijuana. Se requiere operar la SE Panamericana Potencia con un arreglo de barras que sea de alta Confiabilidad de operación y tenga la flexibilidad operativa para la realización de mantenimientos, maniobras, libranzas y minimizar la probabilidad de interrupción del Suministro Eléctrico por los trabajos o fallas. Con la modernización del arreglo de barras en la SE Panamericana Potencia con arreglo de bus principal y bus auxiliar en 230 kV y en 115 kV, se minimiza la afectación a usuarios lo que incrementa la seguridad y Confiabilidad del suministro. Además, requiere un nuevo banco de transformación de 225 MVA de capacidad y relación de transformación 230/115/69 kV en la SE Panamericana Potencia que sustituya los equipos actualmente instalados con 100 MVA de capacidad, que cuentan una antigüedad mayor a 40 años y que han presentado diversas problemáticas que ponen en riesgo la Continuidad en el suministro de la ciudad de Tijuana.								
Con la entrada en operación del proyecto permitirá garantizar el Suministro Eléctrico, aumentar la Confiabilidad, la flexibilidad operativa y la Calidad del mismo; beneficiando a los Usuarios Finales del área de influencia.								
Infraestructura del proyecto								
- Para la barra de 115 kV contempla la instalación de Equipo Eléctrico Primario: 10 juegos de Cuchillas en 115 kV, 14 Aisladores Soporte tipo Columna, 6 Transformadores de Corriente en 115 kV para interruptor de Amarre, 6 para Transformadores de potencial Inductivo de barra (B1 - B2) y 21 Transformadores de potencial inductivo en 115 kV para las 7 Líneas de Transmisión existentes (Requerimiento de la especialidad de protecciones para operar con el esquema de Doble Barra), se incluye Obra civil y Electromecánica. - Para la barra de 230 kV, se requieren 4 juegos de Cuchillas en 230 kV, 12 Aisladores Soporte tipo Columna, 6 Transformadores de Corriente en 230 kV para interruptor de Amarre, 6 Transformadores de potencial Inductivo en 230 kV para Bus Auxiliar, se incluye Obra civil y Electromecánica. - Suministro e Instalación de cuatro Tableros PCyM para operar con Arreglo de Bus Principal – Bus Auxiliar. - Requiere tres equipos de transformación de 75 MVA de capacidad y relación de transformación 230/115/69 kV que representa una adición de 225 MVA que sustituirán los transformadores de 100 MVA instalados.								
Resumen de metas físicas del proyecto								
Tipo de Obra	kV	MVA	Trasformadores de Corriente	Trasformadores de Potencial	Aisladores de Soporte	Cuchillas	Obra Civil y Electromecánica	Instalación de Tablero PCyM
Equipo en Subestación Eléctrica	Bus en 230 kV y 115 kV	-	12	33	26	14	Cimentaciones, Estructuras menores, etc.	12
Transformación	230/115/69	225.0	-	-	-	-	-	-
Total		225.0	12	33	26	14	-	12
Fecha Factible de Entrada en Operación								
Abril de 2022 y abril de 2024								
Área de Influencia del Proyecto								
Tijuana, Baja California								

D20-ORI	Esfuerzo Banco 2																				
Beneficios del Proyecto																					
El proyecto permitirá aumentar la capacidad de suministro en la región norte del estado de Veracruz, principalmente en la ciudad de Tuxpan y poblaciones aledañas. Con esto se evitarán problemas de Suministro Eléctrico mediante el incremento de capacidad de transformación en la SE Esfuerzo con su red de distribución asociada, ante el crecimiento esperado de la demanda y consumo de energía eléctrica en esta zona. Lo anterior ante red completa o contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual manera se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación (pérdidas eléctricas por efecto joule I^2R). Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el Suministro Eléctrico, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.																					
Infraestructura del proyecto																					
- Un banco de transformación trifásico de 30 MVA de capacidad instalada y relación de transformación 115/13.8 kV a ubicarse en la SE Esfuerzo existente. - Equipo de compensación fijo capacitivo paralelo de 1.8 MVar de capacidad aislado y operado en 13.8 kV. - Cuatro alimentadores en media tensión (13.8 kV) para la conexión de los circuitos de distribución. - Reconfiguración de la red de media tensión para la optimización de las redes de distribución.																					
Resumen de metas físicas del proyecto																					
<table><tr><th>Obra que pertenece a</th><th>kV</th><th>MVA</th><th>MVar</th><th>Alimentadores</th></tr><tr><td>Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista</td><td>115/13.8</td><td>30.0</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td>Redes Generales de Distribución</td><td>13.8</td><td>-</td><td>1.8</td><td>4</td></tr><tr><td>Total</td><td>-</td><td>30.0</td><td>1.8</td><td>4</td></tr></table>		Obra que pertenece a	kV	MVA	MVar	Alimentadores	Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	30.0	-	-	Redes Generales de Distribución	13.8	-	1.8	4	Total	-	30.0	1.8	4
Obra que pertenece a	kV	MVA	MVar	Alimentadores																	
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	30.0	-	-																	
Redes Generales de Distribución	13.8	-	1.8	4																	
Total	-	30.0	1.8	4																	
Fecha Factible de Entrada en Operación																					
Diciembre de 2024																					
Área de Influencia del Proyecto																					
Ciudad de Tuxpan, Veracruz y poblaciones aledañas																					

D20-OR2
San Martín Banco 1
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá aumentar la capacidad de suministro en la región norte de la ciudad de San Cristóbal de las Casas y comunidades aledañas tales como Chamula, Zinacantán, Tenejapa y Larrainzar. La construcción de la nueva SE San Martín y su red de distribución asociada permitirá atender el incremento esperado de la demanda y consumo de energía eléctrica en el largo plazo. Lo anterior, ante condiciones de red completa o contingencia sencilla de algún elemento. De igual manera se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación (pérdidas eléctricas por efecto Joule I^2R).

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el Suministro Eléctrico, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.

Infraestructura del proyecto

- Un nuevo banco de transformación trifásico de 20 MVA de capacidad instalada y relación de transformación 115/13.8 kV, a ubicarse en una nueva Subestación Eléctrica denominada San Martín.
- Entronque de la LT Soyaló – 73S10 – San Cristóbal en la nueva SE San Martín con una longitud de 14 km de un conductor por fase calibre 477 kcmil tipo ACSR aislado y operado en 115 kV.
- Dos alimentadores aislados y operados en 115 kV en la nueva SE San Martín.
- Equipo de compensación fijo capacitivo paralelo de 1.2 MVar de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.
- Cuatro alimentadores en media tensión (13.8 kV) para la conexión de los circuitos de distribución.
- Reconfiguración de la red de media tensión para la optimización de las redes de distribución.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	km-c	MVA	MVar	Alimentadores
Red Nacional de Transmisión	115	28.0	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	-	20.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	-	1.2	4
Total	-	28.0	20.0	1.2	6

Fecha Factible de Entrada en Operación

Mayo de 2025

Área de Influencia del Proyecto

San Cristóbal de las Casas, Chiapas y poblaciones aledañas

D20-OR3
Bachajón Banco 1
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá aumentar la capacidad de suministro en la región norte del municipio de Ocosingo y poblaciones tales como Bachajón, Chilón, Yajalón y Petalcingo las cuales son consideradas un polo de desarrollo económico regional debido a su actividad turística, agrícola y ganadera. La construcción de la nueva SE Bachajón y su red de distribución asociada permitirá atender el incremento esperado de la demanda y consumo de energía eléctrica en el largo plazo. Lo anterior, esto ante condiciones de red completa o contingencia sencilla de algún elemento. De igual manera se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación (pérdidas eléctricas por efecto Joule I^2R).

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el Suministro Eléctrico, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.

Infraestructura del proyecto

- Un nuevo banco de transformación trifásico de 20 MVA de capacidad instalada y relación de transformación 115/34.8 kV, a ubicarse en una nueva Subestación Eléctrica denominada Bachajón.
- Nueva LT radial de 23 km de longitud de 1 conductor por fase calibre 477 kcmil tipo ACSR para conectar la nueva SE Bachajón con la SE Ocosingo.
- Un alimentador aislado y operado en 115 kV en la SE Ocosingo.
- Equipo de compensación fijo capacitivo paralelo de 1.2 MVar de capacidad aislado y operado en 34.5 kV.
- Cuatro alimentadores en media tensión (34.5 kV) para la conexión de los circuitos de distribución.
- Reconfiguración de la red de media tensión para la optimización de las redes de distribución.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	km-c	MVA	MVar	Alimentadores
Red Nacional de Transmisión	115	23.0	-	-	1
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/34.5	-	20.0	-	-
Redes Generales de Distribución	34.5	-	-	1.2	4
Total	-	23.0	20.0	1.2	5

Fecha Factible de Entrada en Operación

Mayo de 2025

Área de Influencia del Proyecto

Ocosingo, Chiapas y poblaciones aledañas

D20-OR4
Cárdenas Centro Banco 1
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá aumentar la capacidad de suministro en las zonas Norte y Centro del municipio de Cárdenas, así como las comunidades aledañas en el estado de Tabasco. La construcción de la SE Cárdenas Centro y su red de distribución permitirá atender el incremento esperado de la demanda y consumo de energía eléctrica en el largo plazo. Lo anterior, ante condiciones de red completa o contingencia sencilla de algún elemento. De igual manera se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación (pérdidas eléctricas por efecto joule I^2R).

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. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.

Infraestructura del proyecto

- Un nuevo banco de transformación trifásico de 30 MVA de capacidad instalada y relación de transformación 115/13.8 kV, a ubicarse en una nueva Subestación Eléctrica denominada Cárdenas Centro.
- Entronque de la LT Cárdenas – 73C00 – Cárdenas Sur en la nueva SE Cárdenas Centro con una longitud de 4.6 km de un conductor por fase calibre 795 kcmil tipo ACSR aislado y operado en 115 kV.
- Dos alimentadores aislados y operados en 115 kV en la nueva SE Cárdenas Centro.
- Equipo de compensación fijo capacitivo paralelo de 1.8 MVar de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.
- Seis alimentadores en media tensión (13.8 kV) para la conexión de los circuitos de distribución.
- Reconfiguración de la red de media tensión para la optimización de las redes de distribución.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	km-c	MVA	MVar	Alimentadores
Red Nacional de Transmisión	115	9.2	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	-	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	-	1.8	6
Total	-	9.2	30.0	1.8	8

Fecha Factible de Entrada en Operación

Mayo de 2024

Área de Influencia del Proyecto

Cárdenas, Tabasco y comunidades aledañas

D20-OC2
Carlota Banco 1
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá atender el crecimiento de la demanda al sur poniente de la ciudad de Querétaro, donde se ha incrementado el desarrollo de la industria automotriz, aeronáutica, aeroespacial y médica, aunado al impulso vertical de la vivienda que ha generado el surgimiento de nuevos polos de desarrollo. El proyecto permite descargar la transformación de la SE Querétaro Maniobras que atiende a Centros de Carga industriales, residenciales y comerciales.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 13.8 kV ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas por efecto Joule I^2R y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos. La conexión del proyecto se encuentra condicionada a la entrada en operación de la recalibración de la LT Querétaro Potencia – Querétaro Sur.

Infraestructura del proyecto

- Construcción de una nueva Subestación Eléctrica, denominada Carlota, con un banco de transformación de 30 MVA de capacidad, relación de transformación 115/13.8 kV y cambiador de tap bajo carga.
- Construcción de una línea de transmisión en poste troncocónico de doble circuito de 2.1 km en calibre 795 kcmil tipo ACSR para entroncar la LT Querétaro Poniente – 73090 – Querétaro Sur y circuitos de media tensión en 13.8 kV.
- Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV de 1.8 MVar.
- El proyecto contempla 2 alimentadores en 115 kV y 5 alimentadores en 13.8 kV para la conexión de nuevas líneas y equipos en la Subestación Eléctrica.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	km-c	MVA	MVar	Alimentadores
Red Nacional de Transmisión	115	4.2	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	-	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	-	1.8	5
Total	-	4.2	30.0	1.8	7

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2024

Área de Influencia del Proyecto

Querétaro, Querétaro

D20-OC3
Satélite Banco 2
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá atender el crecimiento de la demanda al poniente de la zona metropolitana de Querétaro, Querétaro, permitiendo descargar la transformación de las SE Satélite 115/13.8 kV que atiende usuarios residenciales e industriales.

Con la entrada en operación del proyecto, no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 13.8 kV ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas por efecto Joule I^2R . La conexión del proyecto se encuentra condicionada a la entrada en operación de la recalibración de la LT Querétaro Potencia- Querétaro Sur.

Infraestructura del proyecto

Instalación de un banco de transformación en la SE Satélite de 30 MVA de capacidad con cambiador de tap bajo carga y relación de transformación 115/13.8 kV.

Construcción de circuitos de media tensión en 13.8 kV.

Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV de 1.8 MVAR.

El proyecto contempla 6 alimentadores en 13.8 kV para la conexión de nuevos circuitos de distribución y equipos en la Subestación Eléctrica.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	MVA	MVAR	Alimentadores
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	1.8	6
Total	-	30.0	1.8	6

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2024

Área de Influencia del Proyecto

Querétaro, Querétaro

D20-OC4
Los Olivos Banco 1
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá atender el crecimiento de la demanda de la ciudad de Irapuato, la cual forma parte del corredor industrial del centro del país, en donde se presenta un crecimiento no solo en la industria sino también en el ramo habitacional, situándose como uno de los primeros en este rubro a nivel estado. El proyecto permite descargar la transformación de las SE Irapuato Poniente e Irapuato Industrial que atienden a Centros de Carga industriales, residenciales y comerciales.

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 y consumo de energía eléctrica esperado en la zona 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 pérdidas eléctricas por efecto Joule I^2R y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Infraestructura del proyecto

- Construcción de una nueva Subestación Eléctrica, denominada Los Olivos, con un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV y cambiador de tap bajo carga.
- Para entroncar la LT Las Fresas – 73F60 – Irapuato Poniente se requiere la construcción de una línea de transmisión en 115 kV de doble circuito sobre poste troncocónico de 3.0 km de longitud y en calibre 795 kcmil tipo ACSR, que incluye un segmento en cable de potencia subterráneo 1000-XLP-AI de 0.08 km (una vez que se realice la ingeniería de detalle, la ampacidad del conductor subterráneo deberá ser igual a la del conductor aéreo en operación normal en condiciones de verano)
- Construcción de circuitos de media tensión en 13.8 kV.
- Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV de 1.8 MVar.
- El proyecto contempla 2 alimentadores en 115 kV y 6 alimentadores en 13.8 kV para la conexión de nuevas líneas y equipos en la Subestación Eléctrica.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	km-c	MVA	MVar	Alimentadores
Red Nacional de Transmisión	115	6.16	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	-	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	-	1.8	6
Total	-	6.16	30.0	1.8	8

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2024

Área de Influencia del Proyecto

Irapuato, Guanajuato

D20-OC5
Los Fresnos Banco 1
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá atender el crecimiento de la demanda de la ciudad de Silao de la Victoria, Guanajuato, permitiendo descargar la transformación de la SE Silao que atiende a Centros de Carga residenciales, comerciales e industriales.

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, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión del área, con la finalidad de poder liberar la carga del banco existente y distribuir las densidades de carga para esta área, haciendo más confiable el Suministro Eléctrico.

Infraestructura del proyecto

- Construcción de una nueva Subestación Eléctrica, denominada Los Fresnos, con un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV y cambiador de tap bajo carga.
- Construcción de una línea de transmisión en 115 kV de doble circuito en poste troncocónico de 1.5 km en calibre 795 kcmil tipo ACSR para entroncar la LT Guanajuato Sur – 73430 – Silao Potencia
- Construcción de circuitos de media tensión en 13.8 kV.
- Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV de 1.8 MVar.
- El proyecto contempla 2 alimentadores en 115 kV y 6 alimentadores en 13.8 kV para la interconexión de nuevas líneas y equipos en la Subestación Eléctrica.
- Cambio de Relación de Transformadores de Corriente (RTC) en la LT Castro del Río – 73670 – Irapuato para alcanzar una cargabilidad mínima de 140 MVA.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	km-c	MVA	MVar	Alimentadores
Red Nacional de Transmisión	115	3.0	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	-	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	-	1.8	6
Total	-	3.0	30.0	1.8	8

Fecha Factible de Entrada en Operación

Agosto de 2024

Área de Influencia del Proyecto

Silao, Guanajuato

D20-OC6
Irapuato Villas Banco 2
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá atender el crecimiento de la demanda al occidente de la ciudad de Irapuato, Guanajuato, así como poblaciones aledañas, permitiendo descargar la transformación de las SE Irapuato Villas (115/13.8 kV) que atiende Centros de Carga residenciales e industriales.

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 13.8 kV ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas por efecto Joule I²R.

Infraestructura del proyecto

- Instalación de un banco de transformación en la SE Irapuato Villas de 30 MVA de capacidad, con cambiador de tap bajo carga y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Construcción de circuitos de media tensión en 13.8 kV.
- Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV de 1.8 MVar.
- El proyecto contempla 6 alimentadores en 13.8 kV para la interconexión de nuevas líneas y equipos en la Subestación Eléctrica.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	MVA	MVar	Alimentadores
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	1.8	6
Total	-	30.0	1.8	6

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2024

Área de Influencia del Proyecto

Irapuato, Guanajuato

D20-NOI	Villa Ángel Flores Banco 1																														
Beneficios del Proyecto																															
El proyecto permitirá atender el crecimiento de la demanda del poniente de la ciudad de Culiacán y el municipio de Navolato, permitiendo descargar la transformación de las SE Navolato y Bachigualato que atienden a Centros de Carga residenciales, agrícola y comercial. Con la entrada en operación del banco 1 en la SE Villa Ángel Flores no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 34.5 kV ante el incremento de demanda y consumo de energía eléctrica esperados en la zona 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 pérdidas eléctricas por efecto Joule I^2R y mejorar la regulación de tensión en dichos circuitos. Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.																															
Infraestructura del proyecto																															
• Instalación del Banco 1 en una nueva SE denominada Villa Ángel Flores con 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV. • Construcción de 6.5 km de línea de transmisión de doble circuito en 115 kV, para entroncar la nueva SE con la LT Culiacán Poniente – La Higuera con un conductor por fase, calibre 795 kcmil tipo ACSR. • Instalación de un banco de capacitores en 34.5 kV de 1.8 MVar. • El proyecto contempla 3 alimentadores en 34.5 kV para la conexión de nuevas líneas y equipos. • Reconfiguración de la red de media tensión para la optimización de las redes de distribución.																															
Resumen de metas físicas del proyecto																															
<table><tr><th>Obra que pertenece a</th><th>kV</th><th>km-c</th><th>MVA</th><th>MVar</th><th>Alimentadores</th></tr><tr><td>Red Nacional de Transmisión</td><td>115</td><td>13.0</td><td>-</td><td>-</td><td>2</td></tr><tr><td>Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista</td><td>115/34.5</td><td>-</td><td>30.0</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td>Redes Generales de Distribución</td><td>34.5</td><td>-</td><td>-</td><td>1.8</td><td>3</td></tr><tr><td>Total</td><td>-</td><td>13.0</td><td>30.0</td><td>1.8</td><td>5</td></tr></table>		Obra que pertenece a	kV	km-c	MVA	MVar	Alimentadores	Red Nacional de Transmisión	115	13.0	-	-	2	Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/34.5	-	30.0	-	-	Redes Generales de Distribución	34.5	-	-	1.8	3	Total	-	13.0	30.0	1.8	5
Obra que pertenece a	kV	km-c	MVA	MVar	Alimentadores																										
Red Nacional de Transmisión	115	13.0	-	-	2																										
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/34.5	-	30.0	-	-																										
Redes Generales de Distribución	34.5	-	-	1.8	3																										
Total	-	13.0	30.0	1.8	5																										
Fecha Factible de Entrada en Operación																															
Marzo de 2024																															
Área de Influencia del Proyecto																															
Culiacán y Navolato, Sinaloa																															

D20-NO2	Tecnológico Hermosillo Banco 2				
Beneficios del Proyecto					
El proyecto permitirá atender el crecimiento de la demanda de la población al norte de la ciudad de Hermosillo, permitiendo evitar la saturación de la transformación de las SE Colinas y Tecnológico Hermosillo que atienden a Centros de Carga residenciales y comerciales. Con la entrada en operación del banco 2 en la SE Tecnológico Hermosillo no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 13.8 kV ante el incremento de demanda y consumo de energía eléctrica esperados en la zona 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 pérdidas eléctricas por efecto Joule I²R. 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. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.					
Infraestructura del proyecto					
• Instalación del Banco 2 en la SE Tecnológico Hermosillo con 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV. • Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV de 2.4 MVar. • El proyecto contempla la instalación de 8 alimentadores en 13.8 kV para la interconexión de nuevas líneas y equipos. • Reconfiguración de la red de media tensión para la optimización de las redes de distribución.					
Resumen de metas físicas del proyecto					
Obra que pertenece a		kV	MVA	MVar	Alimentadores
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista		115/13.8	40.0	-	-
Redes Generales de Distribución		13.8	-	2.4	8
Total		-	40.0	2.4	8
Fecha Factible de Entrada en Operación					
Abril de 2024					
Área de Influencia del Proyecto					
Hermosillo, Sonora					

D20-NO3
La Primavera Banco 1
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá atender el crecimiento de la demanda del sur de la ciudad de Culiacán, permitiendo evitar saturación de la transformación de las SE Culiacán Cinco y Culiacán Libramiento que atienden a Centros de Carga residenciales y comerciales. Con la entrada en operación del banco 1 en la nueva SE La Primavera no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 13.8 kV ante el incremento de demanda y consumo de energía eléctrica esperados en la zona 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 pérdidas eléctricas por efecto Joule I^2R y mejorar la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.

Infraestructura del proyecto

- Instalación del Banco 1 en una nueva SE La Primavera con 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV de 2.4 MVAR.
- El proyecto contempla 8 alimentadores en 13.8 kV para la interconexión de nuevas líneas y equipos.
- Reconfiguración de la red de media tensión para la optimización de las redes de distribución.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	km-c	MVA	MVAR	Alimentadores
Red Nacional de Transmisión	115	0.8	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	-	40.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	-	2.4	8
Total	-	0.8	40.0	2.4	10

Fecha Factible de Entrada en Operación

Mayo de 2024

Área de Influencia del Proyecto

Culiacán, Sinaloa

D20-NO4
Oriente Banco 2
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá atender el crecimiento de la demanda de la población al norte de la ciudad de Puerto Peñasco en el estado de Sonora, permitiendo evitar la saturación de la transformación instalada en la SE Oriente que atiende a Centros de Carga residenciales, agrícolas y comerciales. Con la entrada en operación del banco 2 en la SE Oriente no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 13.8 kV ante el incremento de demanda y consumo de energía eléctrica esperados en la zona de influencia de la Subestación Eléctrica, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas por efecto Joule I^2R .

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. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.

Infraestructura del proyecto

- Instalación del Banco 2 en la SE Oriente con 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV de 1.8 MVAR.
- El proyecto contempla 4 alimentadores en 13.8 kV para la interconexión de nuevas líneas y equipos.
- Reconfiguración de la red de media tensión para la optimización de las redes de distribución.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	MVA	MVAR	Alimentadores
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	1.8	4
Total	-	30.0	1.8	4

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2024

Área de Influencia del Proyecto

Puerto Peñasco, Sonora

D20-NE1
Museo Banco 2
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá aumentar la capacidad de suministro en la región del municipio de Ciudad Valles, San Luis Potosí. Con esto se evitarán problemas de suministro de energía eléctrica mediante el incremento de capacidad de transformación en la SE Museo con su red de distribución asociada. Permitiendo así el crecimiento esperado de la demanda y consumo de energía eléctrica en esta zona. Lo anterior se garantizará ante red completa o 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. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.

Infraestructura del proyecto

- Un nuevo banco de transformación trifásico de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV, a ubicarse en la existente SE Museo.
- Equipo de compensación fijo capacitivo paralelo de 1.2 MVar de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.
- El proyecto contempla 4 alimentadores en 13.8 kV para la conexión de nuevos circuitos de distribución y equipos en la Subestación Eléctrica.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	MVA	MVar	Alimentadores
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	20.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	1.2	4
Total	-	20.0	1.2	4

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2023

Área de Influencia del Proyecto

Ciudad Valles, San Luis Potosí

D20-NE2
Zacualtipán Banco 1
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá garantizar en el corto y mediano plazo el Suministro Eléctrico en los municipios de Molango, Tlanchinol, Lolotla Xochicoatlán, Tiangustengo, Zacualtipán, Calnali, Tepehuacán de Guerrero, Juárez, Eloxochitlán, Tlahuilepa y Metztitlán del estado de Hidalgo, esto con red completa o ante contingencia sencilla. Además, se podrá atender sin ningún problema el crecimiento que se presenta en la región tanto habitacional, comercial e industrial, mejorando sustancialmente la Calidad de energía en los servicios.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el Suministro Eléctrico, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.

Infraestructura del proyecto

- Un nuevo banco de transformación trifásico de 20 MVA de capacidad instalada y relación de transformación 115/23 kV, a ubicarse en una nueva Subestación Eléctrica denominada Zacualtipán.
- Una LT en 115 kV de un circuito con 18.1 km de longitud 477 kcmil tipo ACSR que conecta a la SE Molango y a la nueva SE Zacualtipán
- Dos alimentadores aislados y operados en 115 kV, uno en la nueva SE Zacualtipán y otro en la SE Molango.
- Equipo de compensación fijo capacitivo paralelo de 1.2 MVar de capacidad aislado y operado en 23 kV.
- El proyecto contempla 3 alimentadores en 23 kV para la conexión de nuevos circuitos de distribución y equipos en la Subestación Eléctrica.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	km-c	MVA	MVar	Alimentadores
Red Nacional de Transmisión	115	18.1	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/23	-	20.0	-	-
Redes Generales de Distribución	23	-	-	1.2	3
Total	-	18.1	20.0	1.2	5

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2024

Área de Influencia del Proyecto

Municipios del estado de Hidalgo

D20-PE1
Keeh Banco 1
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá atender el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica del sur de la ciudad de Cancún, permitiendo descargar la transformación de la SE Bonfil que atiende a Centros de Carga residenciales y comerciales. Con la entrada en operación de la SE Keeh no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 13.8 kV ante el incremento de demanda y consumo de energía eléctrica esperados en la zona de influencia de las Subestaciones Eléctricas, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas por efecto Joule I^2R y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.

La conexión del proyecto en la fecha factible de entrada en operación está sujeta a la construcción del proyecto "P20-PE3 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (Fase II)" que atiende el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica en dichas zonas, del Tren Maya en la Zona Cancún y la Estabilidad de Voltaje de la región.

Infraestructura del proyecto

- Construcción de una nueva Subestación Eléctrica, denominada Keeh, con un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Construcción de 3.1 km de línea de transmisión en 115 kV para entroncar la LT Nizuc – Bonfil con un conductor por fase calibre 795 ACSR.
- Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV de 1.8 MVar.
- El proyecto contempla 2 alimentadores en 115 kV y 6 alimentadores en 13.8 kV para la interconexión de nuevas líneas y equipos en la Subestación Eléctrica.
- Reconfiguración de la red de media tensión para la optimización de las redes de distribución.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	km-c	MVA	MVar	Alimentadores
Red Nacional de Transmisión	115	6.2	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	-	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	-	1.8	6
Total	-	6.2	30.0	1.8	8

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2024

Área de Influencia del Proyecto

Cancún, Quintana Roo

D20-PE2
Kohunlich Banco 2
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá atender el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica del poniente de la ciudad de Cancún, permitiendo descargar la transformación de las SE Kohunlich y Yaxché que atiende a Centros de Carga industriales, residenciales y comerciales. Con la entrada en operación del banco 2 en la SE Kohunlich no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 13.8 kV ante el incremento de demanda y consumo de energía eléctrica esperados en la zona de influencia de las Subestaciones Eléctricas, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas por efecto Joule I²R y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.

La conexión del proyecto en la fecha factible de entrada en operación está sujeta a la construcción del proyecto "P20-PE3 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (Fase II)" que atiende el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica en la zona Cancún, del Tren Maya en la Zona Cancún y mejora la Estabilidad de Voltaje de la región, ante contingencia, en el corredor Canek – Kohunlich – Popolnáh – Tizimín en 115 kV.

Infraestructura del proyecto

- Instalación del Banco 2 en la SE Kohunlich con 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV de 1.8 MVar.
- El proyecto contempla 6 alimentadores en 13.8 kV para la interconexión de nuevas líneas y equipos en la Subestación Eléctrica.
- Reconfiguración de la red de media tensión para la optimización de las redes de distribución.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	MVA	MVar	Alimentadores
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	1.8	6
Total	-	30.0	1.8	8

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2024

Área de Influencia del Proyecto

Cancún, Quintana Roo

D20-PE3
Tekax II Banco 2
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá atender el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica de la población de Tekax, Yucatán, así como poblaciones aledañas, permitiendo descargar la transformación de las SE Tekax II (115/34.5 kV) y Tekax I (34.5/13.8 kV) que atienden a Centros de Carga agrícolas, residenciales y comerciales. Con la entrada en operación del banco 2 en la SE Tekax II no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 13.8 kV ante que atiende el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica en la zona Cancún, del Tren Maya en la Zona Cancún y la Estabilidad de Voltaje de la región en la zona de influencia de la Subestación Eléctrica, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas por efecto Joule I^2R .

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. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.

La conexión del proyecto en la fecha factible de entrada en operación está sujeta a la construcción del proyecto "P20-PE2 Reforzamiento de la red eléctrica para atender el crecimiento de la demanda del corredor Ticul – Chetumal en 115 kV" debido a la problemática de Estabilidad de Voltaje, ante contingencia, del corredor Ticul – Chetumal en 115 kV esperada en 2025.

Infraestructura del proyecto

- Instalación del Banco 2 en la SE Tekax II con 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV de 1.2 MVar.
- El proyecto contempla 4 alimentadores en 13.8 kV para la interconexión de nuevas líneas y equipos en la Subestación Eléctrica.
- Reconfiguración de la red de media tensión para la optimización de las redes de distribución.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	MVA	MVar	Alimentadores
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	20.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	1.2	4
Total	-	20.0	1.2	4

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2025

Área de Influencia del Proyecto

Ticul, Yucatán

D20-BC1
Toreo Banco 1
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá atender el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica del centro y noreste de la ciudad de Tijuana, permitiendo descargar la transformación de la SE Universidad que atiende a Centros de Carga residenciales, comerciales y de mediana industria. Con la entrada en operación del banco 1 en la SE Toreo no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 13.8 kV el incremento de demanda y consumo de energía eléctrica esperados en la zona 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 pérdidas eléctricas por efecto Joule I^2R y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda y consumo de energía eléctrica, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.

Infraestructura del proyecto

- Instalación de un banco de transformación en una nueva Subestación Eléctrica, denominada Toreo, con 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/69/13.8 kV.
- Construcción de 0.7 km de línea de transmisión con cable de potencia subterráneo con aislamiento en 115 kV, operación inicial en 69 kV, para entroncar la LT Guerrero – Río de un conductor por fase, con capacidad de transmisión no menor a la de la línea de transmisión que entronca en condiciones de verano.
- Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV de 1.8 MVar.
- El proyecto contempla 2 alimentadores en 115 kV y 5 alimentadores en 13.8 kV para la interconexión de nuevas líneas y equipos en la Subestación Eléctrica.
- Reconfiguración de la red de media tensión para la optimización de las redes de distribución.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	km-c	MVA	MVar	Alimentadores
Red Nacional de Transmisión	115	1.4	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/69/13.8	-	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	-	1.8	5
Total	-	1.4	30.0	1.8	7

Fecha Factible de Entrada en Operación

Agosto de 2024

Área de Influencia del Proyecto

Tijuana, Baja California

D20-BC2
Durazno Banco 2
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá atender el crecimiento de la demanda del sureste de la ciudad de Tijuana, permitiendo descargar la transformación de la SE Durazno que atiende a usuarios residenciales y comerciales. Con la entrada en operación del banco 2 en la SE Durazno no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 13.8 kV ante el incremento de demanda esperada en la zona de influencia de las Subestaciones Eléctricas, esto con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas por efecto Joule I^2R y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda y consumo de energía eléctrica, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.

Infraestructura del proyecto

- Instalación de un segundo banco de transformación en la SE Durazno con 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/69/13.8 kV.
- Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV de 1.8 MVAR.
- El proyecto contempla 5 alimentadores en 13.8 kV para la conexión de nuevas líneas y equipos en la Subestación Eléctrica.
- Reconfiguración de la red de media tensión para la optimización de las redes de distribución.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	MVA	MVAR	Alimentadores
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/69/13.8	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	1.8	5
Total	-	30.0	1.8	5

Fecha Factible de Entrada en Operación

Agosto de 2024

Área de Influencia del Proyecto

Tijuana, Baja California

D20-BC3
Alamar Banco 1
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá atender el crecimiento de la demanda y consumo de energía del noreste de la ciudad de Tijuana, permitiendo descargar la transformación de la SE Industrial y Tijuana I que atiende a Centros de Carga residenciales, comerciales y de mediana industria. Con la entrada en operación del banco 1 en la SE Alamar no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 13.8 kV ante el incremento de demanda y consumo de energía eléctrica esperados en la zona 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 pérdidas eléctricas por efecto Joule I^2R y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda y consumo de energía eléctrica, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.

Infraestructura del proyecto

- Instalación de un banco de transformación en una nueva Subestación Eléctrica, denominada Alamar, con 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/69/13.8 kV.
- Construcción de 0.4 km de línea de transmisión con aislamiento en 115 kV, operación inicial en 69 kV, para entroncar la LT Tijuana I – Frontera con un conductor por fase calibre 795 kcmil tipo ACSR.
- Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV de 1.8 MVar.
- El proyecto contempla 2 alimentadores en 115 kV y 5 alimentadores en 13.8 kV para la interconexión de nuevas líneas y equipos en la Subestación Eléctrica.
- Reconfiguración de la red de media tensión para la optimización de las redes de distribución.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	km-c	MVA	MVar	Alimentadores
Red Nacional de Transmisión	115	0.8	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/69/13.8	-	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	-	1.8	5
Total	-	0.8	30.0	1.8	7

Fecha Factible de Entrada en Operación

Agosto de 2024

Área de Influencia del Proyecto

Tijuana, Baja California

D20-BC4
Mexicali Oriente Banco 4
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá atender el crecimiento de la demanda y consumo de energía del oriente de la ciudad de Mexicali, permitiendo descargar la transformación de la SE Mexicali Oriente y Tecnológico que atiende a Centros de Carga residenciales, comerciales y mediana industria. Con la entrada en operación del banco 4 en la SE Mexicali Oriente no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 34.5 kV ante el incremento de demanda y consumo de energía eléctrica esperados en la zona 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 pérdidas eléctricas por efecto Joule I^2R y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda y consumo de energía Eléctrica, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.

Infraestructura del proyecto

- Instalación de un nuevo banco en la SE Mexicali Oriente con 50 MVA de capacidad y relación de transformación 161/34.5 kV.
- Instalación de un banco de capacitores en 34.5 kV de 3.0 MVar.
- El proyecto contempla 4 alimentadores en 34.5 kV para la conexión de nuevas líneas y equipos en la Subestación Eléctrica.
- Reconfiguración de la red de media tensión para la optimización de las redes de distribución.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	MVA	MVar	Alimentadores
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	161/34.5	50.0	-	-
Redes Generales de Distribución	34.5	-	3.0	4
Total	-	50.0	3.0	4

Fecha Factible de Entrada en Operación

Mayo de 2024

Área de Influencia del Proyecto

Mexicali, Baja California

D20-BC5
Panamericana Banco 2
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá atender el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica del suroeste de la ciudad de Tijuana, permitiendo descargar la transformación de la SE Panamericana que atiende a usuarios residenciales, comerciales y mediana industria. Con la entrada en operación del banco 2 en la SE Panamericana no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 13.8 kV ante el incremento de demanda y consumo de energía eléctrica esperados en la zona 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 pérdidas eléctricas por efecto Joule I^2R y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda y consumo de energía eléctrica, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.

Infraestructura del proyecto

- Instalación de un segundo banco de transformación en la SE Panamericana con 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV de 1.8 MVar.
- El proyecto contempla 3 alimentadores en 13.8 kV para la conexión de nuevas líneas y equipos en la Subestación Eléctrica.
- Reconfiguración de la red de media tensión para la optimización de las redes de distribución.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	MVA	MVar	Alimentadores
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	1.8	3
Total	-	30.0	1.8	3

Fecha Factible de Entrada en Operación

Agosto de 2025

Área de Influencia del Proyecto

Tijuana, Baja California

D20-BC6
Paredones Potencia Banco 1
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá atender el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica del norte y noroeste de la ciudad de San Luis Río Colorado, permitiendo descargar la transformación de la SE Ruiz Cortines que atiende a Centros de Carga de tipos residencial y agrícola. Con la entrada en operación del banco 1 en la SE Paredones Potencia no se tendrán problemas de suministro en la red eléctrica de 13.8 kV ante el incremento de demanda y consumo de energía eléctrica esperados en la zona 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 pérdidas eléctricas por efecto Joule I^2R y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Con la infraestructura propuesta se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda y consumo de energía eléctrica, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Con todo esto, no se tendrán restricciones para el desarrollo económico de la región al contar con suficiencia de capacidad de Suministro Eléctrico en la zona de influencia.

Infraestructura del proyecto

- Instalación de un banco de transformación en una nueva Subestación Eléctrica, denominada Paredones Potencia, con 40 MVA de capacidad y relación de transformación 161/13.8 kV.
- Construcción de 7.7 km (15.4 km-circuito) de línea de transmisión en 161 kV, para entroncar la LT González Ortega – Ruiz Cortines con un conductor por fase calibre 1113 kcmil tipo ACSR.
- Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV de 2.4 MVar.
- El proyecto contempla 2 alimentadores en 161 kV y 6 alimentadores en 13.8 kV para la conexión de nuevas líneas y equipos en la Subestación Eléctrica.
- Reconfiguración de la red de media tensión para la optimización de las redes de distribución.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	km-c	MVA	MVar	Alimentadores
Red Nacional de Transmisión	161	15.4	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	161/13.8	-	40.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	-	2.4	6
Total	-	15.4	40.0	2.4	8

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2024

Área de Influencia del Proyecto

Mexicali, Baja California y San Luis Río Colorado, Sonora

7.7. Proyectos en estudio en la Red Nacional de Transmisión

En la siguiente sección se presentan proyectos de ampliación y modernización de la RNT que fueron identificados como necesarios para el cumplimiento del Código de Red en materia de planeación del Sistema Eléctrico Nacional; sin embargo, por

cuestiones de incertidumbre de algún insumo relevante para el proyecto (alta o baja en la demanda, desarrollo de nuevas Centrales Eléctricas, o información relevante de aspectos constructivos) podría ocasionar que no se lleve a cabo la mejor decisión de largo plazo para el sistema eléctrico, por tales motivos se presentan como proyectos en fase de estudio que serán evaluados en el PAMRNT 2021-2035.

I20-NOI	Solución a la problemática de congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GCR Occidental y Norte
Beneficios del Proyecto	
En los últimos años se han incorporado una gran cantidad de proyectos de generación eléctrica entre las que destacan Centrales Eléctricas de Ciclo Combinado y otras tecnologías que utilizan los recursos renovables disponibles en esta región del país, con lo que se han diversificado de las fuentes de generación en la región, predominando la generación fotovoltaica en el norte de Sonora. Adicionalmente, en el corto plazo se incorporarán nuevos proyectos fotovoltaicos en la región con lo que se tendrá una problemática altas transferencias de potencia en las compuertas que forma parte de la GRC Noroeste, ya que superarán los límites de transmisión en diferentes escenarios de demanda durante el día y durante los diferentes periodos estacionales, lo que repercute en un incremento en los costos de operación del Sistema Interconectado Nacional al tener altos niveles de congestión. La GCR Noroeste cuenta con gran potencial de generación renovable, lo que ha propiciado la instalación de Centrales Eléctricas fotovoltaicas y en donde, actualmente se tiene comprometida bajo contratos alrededor de 889 MW de capacidad adicional fotovoltaica que entrará en servicio durante el 2021. El incremento pronosticado de la demanda será suministrado localmente con la generación instalada en la GCR Noroeste, ya que desde el invierno de 2019 la GCR Noroeste es una región exportadora de energía eléctrica. Por tanto, es necesaria la construcción de nueva infraestructura eléctrica desde la región de Guaymas (Sonora) hasta Cerro Blanco (Nayarit) y Nuevo Casas Grandes (Chihuahua), de forma que sea posible incrementar los límites de transmisión en la red eléctrica del Noroeste hacia el Occidente y Norte del país, con lo anterior, se mejora la estabilidad angular y de voltaje ante perturbaciones en escenarios de alta transmisión de potencia, aumentando la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Por consiguiente, se obtendrán beneficios al aprovechar los bajos costos de producción de la región Noroeste, con el despacho sin restricciones de las Centrales Eléctricas y precios marginales de menor costo a largo plazo. Adicionalmente, dado que el proyecto considera dos equipos dinámicos de compensación de potencia reactiva, se logra una mejor regulación en zonas donde existen problemas de abatimiento de voltaje o que son muy sensibles ante perturbaciones en el sistema eléctrico. Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda, preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, minimizar las congestiones en la RNT, incentivar una expansión eficiente de la generación, aplicación de tecnologías de redes eléctricas inteligentes y reducción en los costos de producción.	

Infraestructura del proyecto

- LT Choacahui – Culiacán Poniente, aislada y operada en 400 kV, con longitud de 216 km doble circuito, tendido del primer circuito y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR.
- LT Culiacán Poniente – Mazatlán Dos, aislada y operada en 400 kV, con longitud de 268 km doble circuito, tendido del primer circuito y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR.
- LT Mazatlán Dos – Tepic Dos, aislada y operada en 400 kV, con longitud de 252 km doble circuito, tendido del primer circuito y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR.
- LT Tepic Dos – Cerro Blanco, aislada y operada en 400 kV, con longitud de 46 km doble circuito, tendido del primer circuito y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR.
- Instalación de cuatro unidades de autotransformación monofásicas 400/230 kV, de 150 MVA cada una, para instalarse en la SE Empalme Ciclo Combinado (incluye una unidad de reserva).
- Un reactor de línea de 75 MVar en 400 kV, con reactor de neutro, en la SE Choacahui para la conexión de la nueva LT Choacahui – Culiacán Poniente.
- Un reactor de línea de 75 MVar en 400 kV (incluye fase de reserva de 25 MVar), con reactor de neutro, en la SE Culiacán Poniente para la conexión de la nueva LT Culiacán Poniente – Mazatlán Dos.
- Un reactor de línea de 75 MVar en 400 kV, con reactor de neutro, en la SE Mazatlán Dos para la conexión de la nueva LT Mazatlán Dos – Tepic Dos.
- Equipo de compensación dinámica mediante la instalación de un STATCOM con capacidad de ± 300 MVar en la SE Seri en 230 kV.
- Equipo de compensación dinámica mediante la instalación de un STATCOM con capacidad de ± 300 MVar en la SE Nuevo Casas Grandes en 230 kV.
- Un alimentador en la SE Choacahui en el nivel de tensión de 400 kV.
- Dos alimentadores en la SE Culiacán Poniente en el nivel de tensión de 400 kV.
- Dos alimentadores en la SE Mazatlán Dos en el nivel de tensión de 400 kV.
- Dos alimentadores en la SE Tepic Dos en el nivel de tensión de 400 kV.
- Un alimentador en la SE Cerro Blanco en el nivel de tensión de 400 kV.

Resumen de metas físicas del proyecto

Tipo de Obra	kV	km-c	MVA	STATCOM MVar	MVar	Alimentadores
Transmisión	400	782.0	-	-	-	-
Transformación	400/230	-	600.0	-	-	-
Compensación	400	-	-	-	250.0	-
	230	-	-	1,200.0	-	-
Equipo en Subestación Eléctrica	400	-	-	-	-	8
Total	-	782.0	600.0	1,200.0	250.0	8

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2025

Área de Influencia del Proyecto

Gerencias de Control Regional Noroeste, Occidental y Norte

I20-BC1	Interconexión Baja California – Sistema Interconectado Nacional
Beneficios del Proyecto	
El Sistema Eléctrico de Baja California opera en forma aislada del resto del Sistema Interconectado Nacional, mantiene una interconexión permanente en forma síncrona con los sistemas eléctricos de <i>San Diego Gas and Electric</i> e <i>Imperial Irrigation District</i> y forma parte del <i>Western Electricity Coordinating Council</i> (WECC) que se encarga del cumplimiento y supervisión de la planificación y Confiabilidad de los miembros, entre los que forma parte la GRC Baja California. Durante muchos años se han obtenido beneficios mutuos ante diversos escenarios de demanda y generación, así como diversas situaciones de fallas o indisponibilidad en equipos, que han permitido intercambios de energía eléctrica con base en las necesidades diarias. Sin embargo, se tiene una dependencia muy alta a la importación de energía de los Estados Unidos de América, motivado por diversos escenarios de planificación de la infraestructura y desarrollo de proyectos de generación y transmisión que han repercutido en un sistema deficitario en cuanto a generación eléctrica, los cuales serán subsanados con la incorporación de los proyectos estratégicos de Centrales Eléctricas C.C.C. González Ortega y C.C.C. San Luis Río Colorado que se interconectarán a la red eléctrica en el mediano plazo, con lo cual se eliminará el déficit de generación que presenta el Sistema Eléctrico de Baja California. Posteriormente, se evaluará la conveniencia técnica y económica de interconectar e integrar el Sistema Eléctrico de Baja California al Sistema Interconectado Nacional para aumentar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en las regiones de Baja California y el Noroeste del país. La Interconexión de los Sistemas de Baja California con el Sistema Interconectado Nacional tendrá beneficios operativos como: 1) aumentar la integración del Sistema Eléctrico Nacional, 2) contar con una flexibilidad operativa con red completa, ante mantenimientos programados, ante fallas de elementos de transmisión, transformación, generación y compensación de potencia reactiva, 3) incrementar la estabilidad del sistema, el control y en la calidad de frecuencia y voltaje, 4) apoyo entre los sistemas eléctricos ante condiciones de emergencia y de arranque negro, y 5) Falla en el suministro de gas natural. Con la entrada en operación del proyecto se tendrán los siguientes beneficios económicos y ambientales: 1) ahorro en los costos de inversión en infraestructura de generación y transmisión en el largo plazo, 2) ahorro en costos de producción y de operación y mantenimiento, 3) ahorro por reducción de costos de Energía no Suministrada, 4) posibilidad de incrementar la capacidad instalada de generación de energías limpias y generación convencional a base de gas natural tanto en Baja California como en el Noroeste del país, 5) al interconectar ambos sistemas eléctricos se tendrá la posibilidad de aumentar el acceso al Mercado Eléctrico de California, beneficiando a Generadores (públicos y privados) instalados en México e incentivando el desarrollo económico regional, y 6) se reducirán las emisiones de gases de efecto invernadero al tener un despacho óptimo de generación.	
Infraestructura del proyecto	
La evaluación técnica de este proyecto considera las obras de interconexión y de refuerzo de los proyectos estratégicos de generación C.C.C. González Ortega y C.C.C. San Luis Río Colorado, así como los proyectos instruidos por parte de SENER a CFE Transmisión y CFE Distribución y los proyectos identificados en este PRODESEN, en el ámbito de las GCR Baja California y Noroeste.	



El diseño de la infraestructura eléctrica de este proyecto permitirá tener una capacidad de transmisión de 1,000 MW entre los Sistemas Eléctricos de Baja California y el SIN, en el nivel de tensión de 400 kV.

Estación Convertidora *High Voltage Direct Current* (HVDC) *Back to Back* (B2B) con tecnología *Voltage Source Converter* (VSC):

- Se instalarán dos Estaciones Convertidoras HVDC tipo *Back to Back* con tecnología de Fuentes Convertidoras de Voltaje (VSC, por sus siglas en inglés) de 500 MW, cada una, en la SE Cucapah, ubicada al sur de la ciudad de Mexicali, con lo cual se logrará la separación eléctrica entre el Sistema Interconectado Nacional y el Sistema Eléctrico del WECC de Estados Unidos de América. Por tanto, la GCR Baja California (BC) quedará interconectada síncronamente al Sistema Eléctrico administrado por el WECC en corriente alterna. Las Estaciones Convertidoras deberán incluir todos los elementos para garantizar la potencia reactiva y nivel de corto circuito (Condensador Síncrono) dada la distancia eléctrica de la interconexión lado Sistema Interconectado Nacional, transformación y transmisión que pudieran requerirse para su correcta operación en ambos sistemas eléctricos. También, el diseño de las Estaciones Convertidoras deberá considerar la operación dentro de un rango total de potencia reactiva de al menos ± 330 MVar lado alta de los elementos de transformación.

Obras requeridas en el Sistema Interconectado Nacional:

- LT Seri – Seis de Abril aislada y operada en 400 kV, con longitud de 295 km, doble circuito y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR.
- LT Seis de Abril – Pinacate aislada y operada en 400 kV, con longitud de 221 km, doble circuito y tres conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR.
- LT Pinacate – Cucapah (lado SIN) aislada y operada en 400 kV, con longitud de 180 km, doble circuito y tres conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR.
- Dos alimentadores en la SE Seri en el nivel de tensión de 400 kV.
- Cuatro alimentadores en la SE Seis de Abril en el nivel de tensión de 400 kV.
- Cuatro alimentadores encapsulados en gas de Hexafluoruro de Azufre (SF₆) en la SE Pinacate en el nivel de tensión de 400 kV.
- Dos alimentadores en la SE Cucapah (lado SIN) en el nivel de tensión de 400 kV.
- Dos reactores de línea de 100 MVar en 400 kV (incluye fase de reserva de 33.33 MVar), con reactor de neutro, en la SE Seis de Abril para la conexión de las nuevas LT Seri – Seis de Abril.
- Dos reactores de línea de 75 MVar en 400 kV (incluye fase de reserva de 25 MVar), con reactor de neutro, en la SE Seis de Abril para la conexión de las nuevas LT Seis de Abril – Pinacate.
- Dos reactores de línea de 75 MVar en 400 kV (incluye fase de reserva de 25 MVar), con reactor de neutro, en la SE Cucapah (lado SIN) para la conexión de las nuevas LT Pinacate – Cucapah (lado SIN).
- Dos bancos de transformación en la SE Seis de Abril, considerando la instalación de siete unidades de autotransformación monofásicas 400/230 kV, de 125 MVA cada una (incluye una unidad de reserva).
- Compensador Estático de VAR (CEV) en la SE Seis de Abril, con una capacidad de +450/-300 MVar en 400 kV.
- Dos bancos de Compensación Serie del 42% (aproximadamente 502 MVar), cada uno, en la SE Seis de Abril para las LT Seis de Abril – Pinacate.
- Dos bancos de Compensación Serie del 42% (aproximadamente 409 MVar), cada uno, en la SE Cucapah (lado SIN) para las LT Pinacate – Cucapah.
- Requiere la sustitución de Transformadores de Corriente (TC) de la LT Puerto Libertad – 93080 – Seis de Abril y LT Puerto Libertad – 93090 – Seis de Abril, para incrementar la capacidad de transmisión a 386 MVA.
- Requiere la sustitución de Transformadores de Corriente de la LT Santa Ana – 93180 – Industrial Caborca y LT Seis de Abril – 93010 – Industrial Caborca para incrementar la capacidad de transmisión a 386 MVA.

Obras requeridas en el Sistema Eléctrico de Baja California:

- LT Cucapah (lado BC) – Punto de Inflexión La Rosita aislada y operada en 400 kV, con longitud de 25 km, doble circuito y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR.
- LT Punto de Inflexión La Rosita – La Herradura aislada y operada en 400 kV, con longitud de 112 km, doble circuito, tendido del segundo circuito y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR y cambio de tensión de 230 kV a 400 kV del tramo de la LT La Rosita – La Herradura asociada como obra de refuerzo al proyecto estratégico C.C.C. González Ortega. Finalmente se formarán las LT Cucapah (lado BC) – La Herradura en 400 kV.
- LT La Herradura – Tijuana Uno aislada y operada en 230 kV, con longitud de 16 km, doble circuito, tendido del segundo circuito y dos conductores por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR (el tendido del primer circuito fue asociada como obra de refuerzo al proyecto estratégico C.C.C. González Ortega).
- LT Cucapah (lado BC) entronque Valle de Puebla – Sánchez Taboada aislada y operada en 230 kV, con longitud de 3 km, doble circuito y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR.
- LT Cucapah (lado BC) entronque Mexicali Dos – Siderúrgica aislada y operada en 230 kV, con longitud de 3 km, doble circuito y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR.
- LT Siderúrgica entronque Cerro Prieto Cuatro – C.C.C. González Ortega (actualmente Aeropuerto Dos) aislada y operada en 230 kV, con longitud de 0.5 km, doble circuito y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR.
- Dos alimentadores en la SE Cucapah (lado BC) en el nivel de tensión de 400 kV.
- Dos alimentadores en la SE La Herradura en el nivel de tensión de 400 kV.
- Un alimentador en la SE La Herradura en el nivel de tensión de 230 kV.
- Un alimentador en la SE Tijuana Uno en el nivel de tensión de 230 kV.
- Cuatro alimentadores en la SE Cucapah (lado BC) en el nivel de tensión de 230 kV.
- Dos alimentadores en la SE Siderúrgica en el nivel de tensión de 230 kV.
- Dos reactores de línea de 50 MVar en 400 kV (incluye fase de reserva de 16.66 MVar), con reactor de neutro, en la SE La Herradura para la conexión de las nuevas LT Cucapah (lado BC) – La Herradura.
- Dos bancos de transformación en la SE Cucapah (lado BC), considerando la instalación de siete unidades de autotransformación monofásicas 400/230 kV, de 125 MVA cada una (incluye una unidad de reserva).
- Dos bancos de transformación en la SE La Herradura, considerando la instalación de siete unidades de autotransformación monofásicas 400/230 kV, de 125 MVA cada una (incluye una unidad de reserva).

Resumen de metas físicas del proyecto

Tipo de Obra	kV	km-c	Estación Convertidora MVA	Transf. MVA	CEV MVar	Reactores MVar	Comp. Serie MVar	Alimentadores	TC
Transmisión	400	1,554.0	-	-	-	-	-	-	-
	230	29.0	-	-	-	-	-	-	-
Transformación	400/400	-	1,100.0	-	-	-	-	-	-
	400/230	-	-	2,625.0	-	-	-	-	-
Compensación	400	-	-	-	750.0	700.0	1,822.0	-	-
Equipo en Subestación Eléctrica	400	-	-	-	-	-	-	16	-
	230	-	-	-	-	-	-	8	8
Total		1,583.0	1,100.0	2,625.0	750.0	700.0	1,822.0	24	8

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2025

Área de Influencia del Proyecto

Gerencias de Control Regional Noroeste y Baja California

7.8 Obras de interconexión y obras de refuerzo asociadas a las Centrales Eléctricas del Plan de Fortalecimiento de la Industria Eléctrica

De conformidad con los artículos 11 fracciones XII y XIII, y 13 de la Ley de la Industria Eléctrica, la SENER determinó calificar como proyectos estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional, el Plan de Fortalecimiento de la Industria Eléctrica elaborado y presentado por la Comisión Federal de Electricidad como estratégico, cuyo desarrollo e implementación resulta necesario para cumplir con el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 y mantener el adecuado balance energético.

Este Plan de Fortalecimiento fue formulado en atención al Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 y considera diversos proyectos de generación basados en los principios y acciones prioritarias que guiaron el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2019-2033.

Para los proyectos de generación que la Secretaría de Energía determinó como estratégicos en el PIIRCE, resulta necesario establecer que, para fortalecer la política energética nacional, propiciar el desarrollo y operación eficiente de la industria eléctrica, asegurar la Confiabilidad del SEN, e igualmente fortalecer a las empresas productivas del Estado del sector energético, ese organismo deberá incluir en el desarrollo del SEN dichos proyectos, y por tanto otorgar prioridad en el orden de preferencia en la elaboración de los Estudios de Interconexión que al efecto requieran y otorgarles prioridad en la prelación a la firma del Contrato de Interconexión.

Asimismo, se deberán de considerar como preferentes los requerimientos de infraestructura de

ampliación y modernización y Obras de Refuerzo en la RNT y las RGD que se determinen para los proyectos de generación que la Secretaría de Energía ha tenido a bien establecer como estratégicos en el citado PIIRCE. Asimismo como se establece en las fracciones II y IV del artículo 5° del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, se deberá coordinar el PIIRCE y los Programas de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD que correspondan al MEM 2020-2034, así como se prevea la infraestructura necesaria para asegurar la Confiabilidad del SEN para los proyectos estratégicos de generación que esta Secretaría determinó, en la propuesta de los Programas de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD que correspondan al MEM 2020-2034 que se formule y proponga a esta Secretaría; y, en su caso, aprobación y publicación por la Secretaría en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2020-2034.

Una vez autorizados por la Secretaría de Energía como se establece en los artículos 11, fracción XX, 14 párrafo segundo de la Ley de la Industria Eléctrica, y 9, fracción IV de su Reglamento, los programas de ampliación y modernización de la RNT y de los elementos de las RGD que correspondan al MEM 2020-2034 y publicado por parte de esta Secretaría, -el "PRODESEN 2020-2034"-, se deberán de incluir las Obras de Refuerzo determinadas para los proyectos que esta Secretaría estableció como estratégicos en el PIIRCE, y con ello dar cumplimiento a lo dispuesto por el artículo 33 fracción V, de la LOAPF, antes citado.

El fortalecimiento de las empresas productivas del Estado se deberá considerar para efectos de la RNT y las RGD del MEM; así como a los proyectos de generación estratégicos que considera la Secretaría de Energía, lo anterior sin menoscabo de que dichos proyectos, cumplan en lo aplicable con el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga, pero sujeto al contenido de este documento.

CFE20-GCC	Central Eléctrica Ciclo Combinado González Ortega
Beneficios del Proyecto	
El proyecto de Central Eléctrica Ciclo Combinado denominado "C.C.C. González Ortega" de la empresa CFE Generación III se interconectará en la Red Nacional de Transmisión, con 699 MW de Capacidad Bruta media anual. Considera modelos de turbogeneradores de alta eficiencia con fecha de entrada en operación en etapas entre 2022 y verano de 2023. Las obras de Interconexión y de Refuerzo deberán estar concluidas seis meses antes de la conclusión de la Central Eléctrica para el proceso de pruebas y puesta en servicio. Las instalaciones de la Central Eléctrica estarían ubicadas en el municipio de Mexicali, en el estado de Baja California, utilizando como combustible principal gas natural y con la entrada en operación del proyecto se ayudará a satisfacer la demanda de energía en la Gerencia de Control Regional Baja California.	
Infraestructura del proyecto	
Previo a la entrada en operación de la Central Eléctrica (CE) se consideran en operación las siguientes Obras de Ampliación y Modernización de la RNT, que serán llevadas a cabo con recursos propios de CFE Transmisión: modificación del sistema de aterrizamiento multipunto a un sistema de aterrizamiento <i>Cross Bonded</i> en tramo subterráneo de la SE Packard para eliminar restricciones de capacidad de 336 Amperes a 900 Amperes de la Línea de Transmisión (LT) Cetys – 83320 – Packard en 161 kV y LT Packard – 83140 – Mexicali Dos en 161 kV y cambios de Transformadores de Corriente de capacidad mayor o igual a 900 Amperes en las SE Cetys, Packard y Mexicali Dos. Además, se han considerado en operación los proyectos instruidos para su construcción en el ámbito de la GCR Baja California hasta 2024, por lo que los resultados cambiarán sustancialmente ante la cancelación o diferimiento de los proyectos, requiriéndose la actualización de los estudios de interconexión. Interconexión: - Subestación Eléctrica (SE) de maniobras C.C.C. González Ortega en 230 kV con arreglo de interruptor y medio con dos bahías (cinco interruptores) y dos alimentadores para la apertura de la LT Aeropuerto Dos – 93260 – Cerro Prieto Tres en 230 kV. La SE C.C.C. González Ortega debe cumplir con la normatividad vigente de CFE para instalaciones similares en 230 kV. - Una LT aislada y operada en 230 kV de aproximadamente 6.0 km, (doble circuito de un conductor por fase, tipo ACSR, calibre 1113 kcmil) de la SE C.C.C. González Ortega al entronque de la LT Aeropuerto Dos – 93260 – Cerro Prieto Tres. - Una Bahía (un interruptor) y un alimentador en 230 kV en la SE C.C.C. González Ortega para la Interconexión de la LT de la unidad de generación con tecnología de vapor. - LT aislada y operada en 230 kV de aproximadamente 0.10 km (un circuito de un conductor por fase, tipo ACSR, calibre 1113 kcmil) de la SE C.C.C. González Ortega a la unidad de vapor de la CE. - Una Bahía (un interruptor) y un alimentador en 230 kV en la SE de la Central Eléctrica para la Interconexión de la Línea de Transmisión. - Subestación Eléctrica (SE) de maniobras C.C.C. González Ortega en 161 kV con arreglo Interruptor y Medio con tres bahías (nueve interruptores) y cuatro alimentadores para la apertura de las Líneas de Transmisión (LT) Mexicali Dos – 83360 – González Ortega en 161 kV y González Ortega – 83150 – Ruiz Cortines en 161 kV (a futuro entrará en operación la SE Paredones Potencia, por lo que la LT modifica su destino a la SE Paredones Potencia). La SE C.C.C. González Ortega debe cumplir con la normatividad vigente de CFE para instalaciones similares en 161 kV.	



- Una LT aislada y operada en 161 kV de aproximadamente 1.0 km, (doble circuito de un conductor por fase, tipo ACSR, calibre 1113 kcmil) de la SE C.C.C. González Ortega al entronque de la LT Mexicali Dos – 83360 – González Ortega.
- Una LT aislada y operada en 161 kV de aproximadamente 1.0 km, (doble circuito de un conductor por fase, tipo ACSR, calibre 1113 kcmil) de la SE C.C.C. González Ortega al entronque de la LT González Ortega – 83150 – Ruiz Cortines (a futuro será hacia la SE Paredones Potencia). Se formará la LT C.C.C. González Ortega – Mexicali Dos y LT C.C.C. González Ortega – Ruiz Cortines (Paredones Potencia a futuro).
- LT aislada y operada en 161 kV de aproximadamente 0.10 km (un circuito de un conductor por fase, tipo ACSR, calibre 1113 kcmil) de la SE C.C.C. González Ortega a la unidad 1 de gas de la CE.
- Una Bahía (un interruptor) y un alimentador en 161 kV en la SE C.C.C. González Ortega para la Interconexión de la LT de la unidad 1 de generación con tecnología de gas.
- Una Bahía (un interruptor) y un alimentador en 161 kV en la SE de la Central Eléctrica para la Interconexión de la Línea de Transmisión.
- LT aislada y operada en 161 kV de aproximadamente 0.10 km (un circuito de un conductor por fase, tipo ACSR, calibre 1113 kcmil) de la SE C.C.C. González Ortega a la unidad 2 de gas de la CE.
- Una Bahía (un interruptor) y un alimentador en 161 kV en la SE C.C.C. González Ortega para la Interconexión de la LT de la unidad 2 de generación con tecnología de gas.
- Una Bahía (un interruptor) y un alimentador en 161 kV en la SE de la Central Eléctrica para la Interconexión de la Línea de Transmisión.
- Adecuaciones en las Subestaciones Eléctricas en 230 kV Aeropuerto Dos y Cerro Prieto Tres y las Subestaciones Eléctricas en 161 kV González Ortega, Mexicali Ily Ruiz Cortines (a futuro SE Paredones Potencia) asociadas a la Interconexión, que pudieran surgir de una revisión detallada por CFE Transmisión.

Refuerzo:

- LT González Ortega entronque Mexicali Oriente – Cerro Prieto Cuatro, aislada y operada en 161 kV de aproximadamente 0.20 km (un circuito de un conductor por fase, tipo ACSR, calibre 1113 kcmil).
- Dos Bahías (tres interruptores) y dos alimentadores en 161 kV en la SE González Ortega para la Interconexión de la LT González Ortega – Mexicali Oriente y LT González Ortega – Cerro Prieto Cuatro.
- LT La Rosita – Herradura aislada en 400 kV y operada inicialmente en 230 kV, de aproximadamente 112 km, (dos circuitos, tendido del primero, de dos conductores por fase, tipo ACSR, calibre 1113 kcmil).
- LT Tijuana Uno – Herradura aislada y operada en 230 kV, de aproximadamente 16 km, (dos circuitos, tendido del primero, de dos conductores por fase, tipo ACSR, calibre 1113 kcmil).
- Dos alimentadores en 230 kV en la SE La Herradura.
- Un alimentador en 230 kV en la SE La Rosita.
- Un alimentador en 230 kV en la SE Tijuana Uno.
- Reemplazar equipo que limita la capacidad de líneas de transmisión en 161 kV:
- Para la LT Carranza – 83350 – Cetys en 161 kV, se requiere el cambio de Transformadores de Corriente de 600 A (167 MVA) a una capacidad de 970 A (270 MVA), para eliminar restricción en la capacidad de transmisión.
- Para la LT Carranza – 83270 – González Ortega 161 kV, se requiere el cambio de Transformadores de Corriente de 800 A (223 MVA) a una capacidad de 970 A (270 MVA), para eliminar restricción en la capacidad de transmisión.
- Adecuaciones en las Subestaciones Eléctricas La Herradura, Tijuana I, Cerro Prieto IV, Mexicali Oriente, González Ortega, Mexicali Dos, Carranza y Cetys asociadas a la Interconexión del proyecto, que surjan de



una revisión detallada por CFE Transmisión y como resultado del análisis de corto circuito, además, se definirán requerimientos adicionales una vez que se tengan los parámetros de las unidades de generación y transformación.

Resumen de metas físicas del proyecto C.C.C. González Ortega

Tipo de Obra	kV	km-c	Alimentadores	Fecha de Entrada en Operación
Interconexión	230	12.1	4	ene-2023
	161	4.2	8	ene-2022
Refuerzo	400	112.0	-	ene-2023
	230	16.0	4	ene-2023
	161	0.4	2	ene-2022
Total	-	144.7	18	

Fecha Factible de Entrada en Operación

Enero de 2022 y enero de 2023

Área de Influencia del Proyecto

Mexicali y Tijuana, Baja California

CFE20-VAC	Central Eléctrica Ciclo Combinado Valladolid																																								
Beneficios del Proyecto																																									
El proyecto de Central Eléctrica Ciclo Combinado denominado “C.C.C. Valladolid” de la empresa CFE Generación VI se interconectará en la Red Nacional de Transmisión con 1,061 MW de Capacidad Bruta media anual, en la modalidad individual, con entrada en operación en 2023. Las Obras de Interconexión y de Refuerzo deberán estar concluidas seis meses antes de la conclusión de la Central Eléctrica para el proceso de pruebas y puesta en servicio. Las instalaciones de la Central Eléctrica estarían ubicadas en el municipio de Valladolid, en el estado de Yucatán, utilizando como combustible principal gas natural y con la entrada en operación del proyecto ayudará a satisfacer la demanda de la Península de Yucatán.																																									
Infraestructura del proyecto																																									
El estudio de interconexión de C.C.C. Valladolid se llevó a cabo considerando que el proyecto instruido “P18-PE2 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya” y el proyecto propuesto en este PRODESEN “P20-PE3 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (Fase II)” están en operación a más tardar en abril de 2024. En caso de un mayor diferimiento de dichos proyectos se deberá de actualizar el estudio de interconexión y por ende las Obras de Refuerzo. Interconexión: - Una Línea de Transmisión aislada y operada en 400 kV de aproximadamente 1.8 km, (dos circuitos, dos conductores por fase, tipo ACSR, calibre 1113 kcmil) de la SE de la Central Eléctrica a la SE Dzitnup. - Una SE en la Central Eléctrica con tres módulos de interruptor y medio con ocho bahías (ocho interruptores) y cinco alimentadores en 400 kV, para la interconexión de las unidades de turbinas de gas y vapor, así como la Línea de Transmisión del inciso 1. - Cuatro bahías (cuatro interruptores) y dos alimentadores en 400 kV en la SE Dzitnup, con arreglo de doble interruptor para la conexión de la Línea de Transmisión del inciso 1. Refuerzo: - Un reactor de barra de 100 MVar de capacidad nominal en la SE Escárcega Potencia en 400 kV. - Dos bahías (dos interruptores) y un alimentador en 400 kV en la SE Escárcega Potencia, con arreglo de doble interruptor para la conexión del reactor de barra. - Sustitución de 22 cuchillas en la SE Nizuc en 115 kV debido a que con la interconexión de la Central Eléctrica a la RNT se supera la capacidad de corriente de aguante de corta duración de estos elementos limitados a 25 kA. La capacidad de corriente de corta duración debe ser de al menos 40 kA. - Adecuaciones en las SE Dzitnup, Escárcega Potencia y Nizuc que pudieran surgir de una revisión detallada por CFE Transmisión.																																									
Resumen de metas físicas del proyecto C.C.C. Valladolid																																									
<table><tr><th>Tipo de Obra</th><th>kV</th><th>km-c</th><th>MVar</th><th>Alimentadores</th><th>Cuchillas</th><th>Fecha de Entrada en Operación</th></tr><tr><td rowspan="2">Interconexión</td><td>400</td><td>3.6</td><td>-</td><td>7</td><td>-</td><td>ene-2023</td></tr><tr><td>400</td><td>-</td><td>100.0</td><td>1</td><td>-</td><td>ene-2023</td></tr><tr><td rowspan="2">Refuerzo</td><td>115</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>22</td><td>abr-2024</td></tr><tr><td>-</td><td>3.6</td><td>100.0</td><td>8</td><td>22</td><td></td></tr><tr><td>Total</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr></table>	Tipo de Obra	kV	km-c	MVar	Alimentadores	Cuchillas	Fecha de Entrada en Operación	Interconexión	400	3.6	-	7	-	ene-2023	400	-	100.0	1	-	ene-2023	Refuerzo	115	-	-	-	22	abr-2024	-	3.6	100.0	8	22		Total							
Tipo de Obra	kV	km-c	MVar	Alimentadores	Cuchillas	Fecha de Entrada en Operación																																			
Interconexión	400	3.6	-	7	-	ene-2023																																			
	400	-	100.0	1	-	ene-2023																																			
Refuerzo	115	-	-	-	22	abr-2024																																			
	-	3.6	100.0	8	22																																				
Total																																									
Fecha Factible de Entrada en Operación																																									
Enero de 2023 y abril de 2024																																									
Área de Influencia del Proyecto																																									
Tizimín, Yucatán y Escárcega, Campeche																																									

CFE20-PCC	Central Eléctrica Ciclo Combinado Baja California Sur
Beneficios del Proyecto	
El proyecto de Central Eléctrica Ciclo Combinado denominado “C.C.C. Baja California Sur” de la empresa CFE Generación III se interconectará en la Red Nacional de Transmisión, con 167 MW de Capacidad Bruta media anual. Considera modelos de turbogeneradores de alta eficiencia con fecha de entrada en operación en 2024. Las Obras de Interconexión y de Refuerzo deberán estar concluidas seis meses antes de la conclusión de la Central Eléctrica para el proceso de pruebas y puesta en servicio. Las instalaciones de la Central Eléctrica estarían ubicadas en el municipio de La Paz, en el estado de Baja California Sur, utilizando como combustible principal gas natural y con la entrada en operación del proyecto ayudará a satisfacer la demanda de energía en el Sistema Interconectado de Baja California Sur.	
Infraestructura del proyecto	
Se considera que se ha realizado la Modernización de la Subestación Eléctrica (SE) Punta Prieta Uno considerando un arreglo de doble barra en 115 kV previo a la entrada en operación de la C.C.C. Baja California Sur. Interconexión: - Modernización de la SE Punta Prieta Dos considerando un arreglo de interruptor y medio en SF6 en 115 kV. - Una Subestación Eléctrica (SE) en 115 kV con arreglo de interruptor y medio en Punta Prieta II encapsulada en gas de Hexafluoruro de Azufre (SF6) con siete bahías (trece interruptores) y diez alimentadores. La SE debe cumplir con la normatividad vigente de CFE para instalaciones similares en 115 kV. - Cinco bahías (once interruptores) y seis alimentadores en 115 kV en la SE Punta Prieta II, para la interconexión de los bancos de transformación. - Seis bancos de transformación (TR) elevadores con relación de 13.8/115 kV, con impedancia de 10% a 50 MVA, para interconectar cada unidad de la Central Eléctrica (CE). - Seis bahías (seis interruptores) y seis alimentadores en 13.8 kV para la interconexión de los bancos de transformación con las unidades de generación de la CE. - Dos bahías (dos interruptores), encapsulados en gas de Hexafluoruro de Azufre (SF6), los interruptores enlazarán las barras de la SE Punta Prieta I y la SE Punta Prieta II. - Requiere reubicar enlaces con cable de potencia de transformadores de la Central Eléctrica Ciclo Combinado hacia la ubicación de la encapsulada SF6. - Requiere reubicar enlaces con cable de potencia de los transformadores de arranque hacia la ubicación de la encapsulada SF6. Refuerzo: - Una bahía (1 interruptor) y un alimentador en 230 kV con arreglo de bus principal y bus auxiliar en la SE Olas Altas para interconexión del nuevo equipo de transformación. - Banco de transformación de 230/115 kV, 100 MVA en la SE Olas Altas, de características e impedancia similar al autotransformador AT10 existente en la SE Olas Altas. - Una bahía (1 interruptor) y un alimentador en 115 kV con arreglo de bus principal y bus auxiliar para la interconexión del nuevo equipo de transformación. - Adecuaciones en las SE Punta Prieta I y Olas Altas asociadas a la Interconexión que surjan de una revisión detallada por CFE Transmisión y como resultado del análisis de corto circuito una vez que se tengan los parámetros de las unidades.	



Resumen de metas físicas del proyecto C.C.C. Baja California Sur

Tipo de Obra	kV	MVA	Alimentadores	Interruptores	Cuchillas
Interconexión	115	-	16	26	68
Refuerzo	230	100	1	1	-
	115	-	1	1	-
Total	-	100	18	28	68

Fecha Factible de Entrada en Operación

Enero de 2024

Área de Influencia del Proyecto

La Paz, Baja California Sur

CFE20-MDC	Central Eléctrica Ciclo Combinado Mérida
Beneficios del Proyecto	
El proyecto de Central Eléctrica Ciclo Combinado denominado "C.C.C. Mérida" de la empresa CFE Generación VI se interconectará en la Red Nacional de Transmisión, con 532 MW de Capacidad Bruta media anual, en la modalidad existente. Por tanto, se incrementará su capacidad instalada media anual en 364 MW, sustituyendo las dos unidades de la C.T. Mérida II con una capacidad total de 168 MW y con entrada en operación en 2024. Las Obras de Interconexión y de Refuerzo deberán estar concluidas seis meses antes de la conclusión de la Central Eléctrica para el proceso de pruebas y puesta en servicio. Las instalaciones de la Central Eléctrica estarían ubicadas en el municipio de Mérida, en el estado de Yucatán, utilizando como combustible principal gas natural y con la entrada en operación del proyecto ayudara a satisfacer la demanda de la Península de Yucatán.	
Infraestructura del proyecto	
El estudio de interconexión de C.C.C. Mérida se llevó a cabo considerando que el proyecto instruido "P16-PE2 Chichí Suárez Banco 1" está en operación a más tardar en julio de 2023. También, se considera en operación, a partir de 2023, C.C.C. Valladolid; a la cual se le solicitó un reactor de barra en la SE Escárcega Potencia. En caso de un mayor diferimiento del proyecto instruido o de C.C.C. Valladolid se deberá de actualizar el estudio de interconexión y por ende las obras de refuerzo. Interconexión: - Una Línea de Transmisión aérea en 115 kV de aproximadamente 0.15 km, (un circuito de dos conductores por fase, tipo ACSR calibre 1113 kcmil o su equivalente en un circuito subterráneo conforme al diseño de la Central Eléctrica) de la SE Mérida II a la SE de la Central Eléctrica en 115 kV. - Una bahía (un interruptor) y un alimentador en 115 kV en la SE de la Central Eléctrica para la interconexión de la Línea de Transmisión en 115 kV. - Dos bahías (dos interruptores) y un alimentador en 115 kV en la SE Mérida II, con arreglo de doble barra, doble interruptor para la interconexión de la Línea de Transmisión en 115 kV. - Una Línea de Transmisión aérea en 230 kV de aproximadamente 2 km, (un circuito de un conductor por fase, tipo ACSR calibre 900 kcmil o su equivalente en un circuito subterráneo conforme al diseño de la Central Eléctrica) de la SE Mérida Potencia a la SE de la Central Eléctrica en 230 kV. - Una bahía (un interruptor) y un alimentador en 230 kV en la SE de la Central Eléctrica para la interconexión de la Línea de Transmisión en 230 kV. - Una bahía (un interruptor) y un alimentador en 230 kV en la SE Mérida Potencia, para completar el arreglo de interruptor y medio con la LT Mérida Potencia – 93140 – Cauce Potencia para la interconexión de la Línea de Transmisión en 230 kV. Refuerzo: - Repotenciación de la LT Mérida II – 73530 – Itzaes, sustituyendo el transformador de corriente en la SE Itzaes con uno de capacidad suficiente para aumentar la capacidad de la Línea de Transmisión de 120 MVA a 133 MVA. - Recalibración de la LT Poniente – 73570 – Cauce Potencia de aproximadamente 4.9 km de conductor actual 477 kcmil tipo ACSR a conductor con capacidad equivalente a 795 kcmil tipo ACSR. - Recalibración de la LT Poniente – 73590 – Cauce Potencia de aproximadamente 4.9 km de conductor actual 477 kcmil tipo ACSR a conductor con capacidad equivalente a 795 kcmil tipo ACSR.	



- Compensación discreta distribuida de 45 MVAR en SE Mérida II en 115 kV con conexión conexión/desconexión automática mediante esquemas de automatismo con un paso de 30 MVAR y un segundo paso de 15 MVAR; y compensación discreta distribuida de 30 MVAR en la SE Sur en 115 kV con conexión/desconexión automática mediante esquemas de automatismo con un paso de 30 MVAR.
- Una bahía (un interruptor) y un alimentador en 115 kV en la SE Mérida II, para completar el arreglo de interruptor y medio con la LT Mérida II – 73530 – Itzaes para la conexión de la compensación discreta.
- Una bahía (un interruptor) y un alimentador en 115 kV en la SE Sur, para la conexión de la compensación discreta.
- Considerando que se sustituyen las dos unidades de la C.T. Mérida II se requiere:
 - Sustitución de 8 interruptores, 33 cuchillas y 1 transformador de corriente en la SE Mérida II en 115 kV con capacidad interruptiva y de corriente de aguante de corta duración de al menos 40 kA.
 - Sustitución de 34 cuchillas en la SE Kanasín Potencia en 115 kV con capacidad de corriente de aguante de corta duración de al menos 40 kA.
 - Sustitución de 42 cuchillas y 5 transformadores de corriente en la SE Norte en 115 kV con capacidad de corriente de aguante de corta duración de al menos 40 kA.
- Considerando que no se sustituyen las dos unidades de la C.T. Mérida II se requiere:
 - Sustitución de 20 interruptores, 33 cuchillas y 71 transformadores de corriente en la SE Mérida II en 115 kV con capacidad interruptiva y de corriente de aguante de corta duración de al menos 40 kA.
 - Sustitución de 6 interruptores, 34 cuchillas y 24 transformadores de corriente en la SE Kanasín Potencia en 115 kV con capacidad interruptiva y de corriente de aguante de corta duración de al menos 40 kA.
 - Sustitución de 27 cuchillas en la SE Nachi-Cocom en 115 kV con capacidad de corriente de aguante de corta duración de al menos 40 kA.
 - Sustitución de 42 cuchillas y 5 transformadores de corriente en la SE Norte en 115 kV con capacidad de corriente de aguante de corta duración de al menos 40 kA.
- Adecuaciones en las SE Mérida II, Mérida Potencia, Poniente, Caucel Potencia, Itzaes, Kanasín Potencia, Nachi-Cocom, Norte y Sur asociadas a la interconexión, que pudieran surgir de una revisión detallada por CFE Transmisión.

Resumen de metas físicas del proyecto C.C.C. Mérida sustituyendo C.T. Mérida II

Tipo de Obra	kV	km-c	MVAR	Alimentadores	Interruptores Modernización	TC Modernización	Cuchillas Modernización
Interconexión	230	2.0	-	2	-	-	-
	115	0.15	-	2	-	-	-
Refuerzo	115	9.8	75.0	2	8	7	109
Total	-	11.95	75.0	7	8	7	109

Resumen de metas físicas del proyecto C.C.C. Mérida sin sustituir C.T. Mérida II

Tipo de Obra	kV	km-c	MVAR	Alimentadores	Interruptores Modernización	TC Modernización	Cuchillas Modernización
Interconexión	230	2.0	-	2	-	-	-
	115	0.15	-	2	-	-	-
Refuerzo	115	9.8	75.0	2	26	101	136
Total	-	11.95	75.0	7	26	101	136

Fecha Factible de Entrada en Operación

Enero de 2024

Área de Influencia del Proyecto

Mérida, Yucatán y Escárcega, Campeche

CFE20-TUC	Central Eléctrica Ciclo Combinado Tuxpan Fase I																																
Beneficios del Proyecto																																	
El proyecto de Central Eléctrica Ciclo Combinado denominado “C.C.C. Tuxpan Fase I” de la empresa CFE Generación VI se interconectará en la Red Nacional de Transmisión con 1,108 MW de Capacidad Bruta media anual, en la modalidad existente. Se mantendrá la Capacidad Instalada de 2,100 MW en la actual Central Eléctrica Presidente Adolfo López Mateos con punto de interconexión en la SE Tuxpan Vapor en 400 kV, sin embargo, se tendrá como Capacidad Instalada 2,858 MW en el sitio, contemplando que seguirán disponibles las unidades existentes, con fecha de entrada en operación en 2024. Las Obras de Interconexión y de Refuerzo deberán estar concluidas seis meses antes de la conclusión de la Central Eléctrica para el proceso de pruebas y puesta en servicio. Las instalaciones de la Central Eléctrica estarían ubicadas en el municipio de Tuxpan, en el estado de Veracruz, utilizando como combustible principal gas natural y con la entrada en operación del proyecto ayudará a satisfacer la demanda del Centro y Oriente del País.																																	
Infraestructura del proyecto																																	
Interconexión: - Dos bahías (2 interruptores) y un alimentador en un módulo de arreglo en interruptor y medio en 400 kV en la SE Tuxpan Vapor, para la interconexión de la primera Unidad de Gas del proyecto CCC Tuxpan Fase I. - Dos bahías (2 interruptores) y un alimentador en un módulo de arreglo en interruptor y medio en 400 kV en la SE Tuxpan Vapor, para la interconexión de la segunda Unidad de Gas del proyecto CCC Tuxpan Fase I. - Dos bahías (2 interruptores) y un alimentador en un módulo de arreglo en interruptor y medio en 400 kV en la SE Tuxpan Vapor, para la interconexión de la Unidad de Vapor del proyecto CCC Tuxpan Fase I. - Dos interruptores de amarre en 400 kV para crear una tercera sección (sección C) en las barras 1 y 2 de la SE Tuxpan Vapor. - Adecuaciones en la SE Tuxpan Vapor, que pudieran surgir de una revisión detallada por el Transportista. Refuerzo: - Sustitución de 22 Interruptores, 93 Transformadores de Corriente (TC), 54 Cuchillas y 8 Trampas de Onda, con una corriente de aguante de corta duración y capacidad interruptiva de al menos 50 kA, en la SE Tuxpan Vapor. - Sustitución de 2 Trampas de Onda, con una corriente de aguante de corta duración de al menos 40 kA, en la SE Poza Rica Dos. - Instalación de equipo terminal óptico en las SE Tuxpan Vapor y Poza Rica Dos, asociado con el enlace óptico existente de la LT Tuxpan Vapor-A3580-Poza Rica Dos. De una revisión detallada por el Transportista, se determinará la instalación de aproximadamente 69 km de fibra óptica en la LT Tuxpan Vapor – A3580 – Poza Rica Dos, en cumplimiento al Manual de TICs, de acuerdo con lo informado por el Transportista al CENACE. Resumen de metas físicas del proyecto C.C.C. Tuxpan Fase I <table><tr><th>Tipo de Obra</th><th>kV</th><th>Alimentadores</th><th>Interruptores</th><th>TC</th><th>Cuchillas</th><th>Trampas de Onda</th><th>Fibra óptica (km)</th></tr><tr><td>Interconexión</td><td>400</td><td>3</td><td>2</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td>Refuerzo</td><td>400</td><td>-</td><td>22</td><td>93</td><td>54</td><td>10</td><td>69</td></tr><tr><td>Total</td><td>-</td><td>3</td><td>24</td><td>93</td><td>54</td><td>10</td><td>69</td></tr></table>		Tipo de Obra	kV	Alimentadores	Interruptores	TC	Cuchillas	Trampas de Onda	Fibra óptica (km)	Interconexión	400	3	2	-	-	-	-	Refuerzo	400	-	22	93	54	10	69	Total	-	3	24	93	54	10	69
Tipo de Obra	kV	Alimentadores	Interruptores	TC	Cuchillas	Trampas de Onda	Fibra óptica (km)																										
Interconexión	400	3	2	-	-	-	-																										
Refuerzo	400	-	22	93	54	10	69																										
Total	-	3	24	93	54	10	69																										
Fecha Factible de Entrada en Operación																																	
Enero de 2024																																	
Área de Influencia del Proyecto																																	
Centro y Oriente del País																																	

CFE20-ESL	Central Eléctrica Ciclo Combinado San Luis Río Colorado
Beneficios del Proyecto	
El proyecto de Central Eléctrica Ciclo Combinado denominado “C.C.C. San Luis Río Colorado” que se instalará en el sitio “Ejido San Luis” y administrará la empresa CFE Generación III se interconectará en la Red Nacional de Transmisión, con 697 MW de Capacidad Bruta media anual. Considera modelos de turbogeneradores de alta eficiencia con fecha de entrada en operación en 2024. Las Obras de Interconexión y de Refuerzo deberán estar concluidas seis meses antes de la conclusión de la Central Eléctrica para el proceso de pruebas y puesta en servicio. Las instalaciones de la Central Eléctrica estarían ubicadas en el municipio de San Luis Río Colorado, en el estado de Sonora, utilizando como combustible principal gas natural y con la entrada en operación del proyecto se ayudará a satisfacer la demanda de energía en la Gerencia de Control Regional Baja California que suministra las ciudades de San Luis Río Colorado en el estado de Sonora y Mexicali y Tijuana en el estado de Baja California.	
Infraestructura del proyecto	
Se considera en operación el proyecto C.C.C. González Ortega, y los proyectos instruidos para su construcción en el ámbito de la GCR Baja California hasta 2024, por lo que los resultados cambiarán sustancialmente ante la cancelación o diferimiento de los proyectos, requiriéndose la actualización de los estudios de interconexión. Interconexión: • Subestación Eléctrica (SE) Ejido San Luis en 230 kV con arreglo de interruptor y medio con cuatro bahías (once interruptores) y cuatro alimentadores para la apertura de las Líneas de Transmisión (LT) Chapultepec – 93480 – Parque Industrial en 230 kV y San Luis Rey – 93650 – Parque Industrial en 230 kV (esta última LT es la existente actualmente, sin embargo, cuando entre en operación la obra instruida D19-BC1 Libramiento Banco 1, con fecha factible para abril de 2022, será la LT Libramiento – Parque Industrial en 230 kV). La SE Ejido San Luis debe cumplir con la normatividad vigente de CFE para instalaciones similares en 230 kV. • LT aislada y operada en 230 kV de aproximadamente 3.2 km, (doble circuito de un conductor por fase, tipo ACSR, calibre 1113 kcmil) de la SE Ejido San Luis al entronque de la LT Chapultepec – 93480 – Parque Industrial. • LT aislada y operada en 230 kV de aproximadamente 3.2 km, (doble circuito de un conductor por fase, tipo ACSR, calibre 1113 kcmil) de la SE Ejido San Luis al entronque de la LT Parque Industrial - Libramiento (actual LT San Luis Rey – 93650 – Parque Industrial). • Tres bahías y tres alimentadores en 230 kV en la SE Ejido San Luis para la Interconexión de las LT que interconectarán las unidades de generación. • Tres bahías y tres alimentadores en 230 kV en la SE de la CE para la Interconexión de las LT que interconectarán las unidades de generación a la SE Ejido San Luis. • LT aislada y operada en 230 kV de aproximadamente 0.10 km (un circuito de un conductor por fase, tipo ACSR, calibre 1113 kcmil) de la SE Ejido San Luis a la SE de la CE Ciclo Combinado San Luis Río Colorado para la unidad 1 de gas. • LT aislada y operada en 230 kV de aproximadamente 0.10 km (un circuito de un conductor por fase, tipo ACSR, calibre 1113 kcmil) de la SE de Ejido San Luis a la SE de la CE Ciclo Combinado San Luis Río Colorado para la unidad 2 de gas.	



- LT aislada y operada en 230 kV de aproximadamente 0.10 km (un circuito de un conductor por fase, tipo ACSR, calibre 1113 kcmil) de la SE Ejido San Luis a la SE de la CE Ciclo Combinado San Luis Río Colorado para la unidad de vapor.
- Adecuaciones en las Subestaciones Eléctricas en 230 kV Parque Industrial, Chapultepec, San Luis Rey y Libramiento, asociadas a la Interconexión, que pudieran surgir de una revisión detallada por CFE Transmisión.

Refuerzo:

- LT aislada y operada en 230 kV de aproximadamente 36 km (un circuito de un conductor por fase, tipo ACSR, calibre 1113 kcmil) de la SE Cerro Prieto II a la SE Sánchez Taboada. Se tenderá el segundo circuito sobre torre existente de dos circuitos el cual únicamente tiene tendido el primer circuito.
- Un alimentador en 230 kV en la SE Sánchez Taboada para la Interconexión de la LT.
- Un alimentador en 230 kV en la SE Cerro Prieto Dos para la Interconexión de la LT.
- Traslado de los bancos de las unidades monofásicas de autotransformación, con relación 230/161 kV de la SE Parque Industrial a la SE Ruiz Cortines, incluye los interruptores en 230 y 161 kV para su instalación definitiva con sus bahías correspondientes en la SE Ruiz Cortines.
- Nuevo Banco de transformación de 230/161 kV, 225 MVA en la SE Ruiz Cortines, de características e impedancia similar a los autotransformadores existentes en la SE Parque Industrial que serán trasladados a la SE Ruiz Cortines.
- Un alimentador en 230 kV en la SE Ruiz Cortines para interconexión de un nuevo equipo de transformación.
- Un alimentador en 161 para la interconexión del nuevo equipo de transformación.
- LT Ruiz Cortines entronque Parque Industrial – Ruiz Cortines, 230 kV, 3 km de longitud, doble circuito, un conductor por fase, tipo ACSR, calibre 1113 kcmil, con la que se formarán las dos nuevas LT Ruiz Cortines – Parque Industrial en 230 kV y considera la conexión en 161 kV para formar dos LT Ruiz Cortines – Hidalgo en 161 kV.
- Tres alimentadores en 230 kV en la SE Ruiz Cortines para interconexión de las nuevas líneas de transmisión en 230 kV.
- Cambio de tensión de operación a 230 kV de parte de la LT existente Parque Industrial – Ruiz Cortines y LT Parque Industrial – Hidalgo que actualmente operan en 161 kV.
- Cambio de tensión de operación a 230 kV de la LT existente Cerro Prieto Uno – Ruiz Cortines, modificando su punto de interconexión a la SE Cerro Prieto Tres en 230 kV para formar la LT Cerro Prieto Tres – Ruiz Cortines.
- Un alimentador en 230 kV en la SE Cerro Prieto Tres para la Interconexión de la LT en la SE Ruiz Cortines.
- Dos alimentadores en 230 kV en la SE Parque Industrial para la Interconexión de las dos nuevas líneas de transmisión en 230 kV.
- Traslado del capacitor de 21 MVAR existente en la SE Parque Industrial a la SE Paredones Potencia, incluye su equipo de conexión y desconexión.
- Nuevo transformador de 40 MVA en la SE Parque Industrial con relación de transformación 230/13.8 kV, que sustituirá el transformador T30 existente en la SE Parque Industrial, el cual posteriormente será reubicado a otra Subestación Eléctrica de la zona Mexicali.
- Reemplazar equipo que limita la capacidad de líneas de transmisión en 161 kV:
- Para la LT Mexicali – 83130 – Centro en 161 kV, se requiere el cambio de Transformadores de Corriente de 600 A (167 MVA) a una capacidad de 970 A (270 MVA), para eliminar restricción en la capacidad de transmisión.



- Adecuaciones en las Subestaciones Eléctricas Cerro Prieto Tres, Mexicali II, Centro, Ruiz Cortines, Sánchez Taboada, Cerro Prieto Dos y Parque Industrial asociadas a la Interconexión que surjan de una revisión detallada por CFE Transmisión y como resultado del análisis de corto circuito, se definirán requerimientos adicionales una vez que se tengan los parámetros de las unidades de generación y transformación.

Resumen de metas físicas del proyecto C.C.C. San Luis Río Colorado

Tipo de Obra	kV	km-c	MVA	MVA (traslado)	MVAr (traslado)	Alimentadores
Interconexión	230	13.1	-	-	-	10
Refuerzo	230	44.0	265.0	300.0	-	10
	161	-	-	-	21.0	3
Total	-	57.1	265.0	300.0	21.0	23

Fecha Factible de Entrada en Operación

Enero de 2024

Área de Influencia del Proyecto

San Luis Río Colorado, Sonora y Mexicali, Baja California

7.9 Alcance en metas físicas para las Obras de Interconexión y de Refuerzo asociadas al Plan de Fortalecimiento de la Industria Eléctrica

Se estima que las Obras de Interconexión y de Refuerzo asociadas a los proyectos del Plan de Fortalecimiento adicionen 217 kilómetros circuito

(km-c) de líneas de transmisión, 665 MVA de capacidad de transformación y 196 MVar de compensación de potencia reactiva (fija en derivación y discreta).

En los cuadros siguientes se desglosan las metas físicas para obras de transmisión, transformación y compensación de potencia reactiva por nivel de tensión y por año.

Cuadro 7.10. Metas físicas de obras de transmisión por nivel de tensión (km-c)

Año	400 kV	230 kV	161 kV	138 kV	115 kV	85 kV	69 kV	Total
2022	0	0	4	0	0	0	0	4
2023	116	28	0	0	0	0	0	144
2024	0	59	0	0	10	0	0	69
Total	116	87	4	0	10	0	0	217

Nota: 112 km de Línea de Transmisión en 400 kV son inicialmente operados en 230 kV.

Cuadro 7.11. Metas físicas de obras de transformación por nivel de tensión (MVA)

Año	400 kV	230 kV	161 kV	138 kV	115 kV	85 kV	69 kV	Total
2024	0	665	0	0	0	0	0	665
Total	0	665	0	0	0	0	0	665

Nota: 300 MVA corresponden al traslado de un banco de transformación y 40 MVA a la sustitución de banco de transformación existente.

Cuadro 7.12. Metas físicas de obras de compensación de potencia reactiva por nivel de tensión (MVar)

Año	400 kV	230 kV	161 kV	138 kV	115 kV	85 kV	69 kV	Total
2023	100	0	0	0	0	0	0	100
2024	0	0	21	0	75	0	0	96
Total	100	0	21	0	75	0	0	196

Nota: Se trasladaría un banco de capacitores de 21 MVar.

8

*Programa de Ampliación
y Modernización de las
Redes Generales de
Distribución no Correspondientes
al Mercado Eléctrico Mayorista*



Fotografía 21. Instalación de dispositivo para tirado de conductores en alta tensión. Colocación de protectores a línea. Cableado Centro Histórico, CDMX. | Comisión Federal de Electricidad.

El Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución se planea bajo el crecimiento ordenado y armónico de las RGD, y es el resultado de analizar el comportamiento del sistema de distribución y de los estudios de planeación, para satisfacer la demanda incremental, mejorar la eficiencia en la distribución de la energía eléctrica, mejorar la Calidad y la Confiabilidad del suministro de energía eléctrica, e identificar aquellas comunidades rurales y zonas urbanas marginadas que no cuentan aun con este servicio.

La planeación de las RGD corresponde a un horizonte de cinco años, incluye el estudio de variables como la evolución geoespacial de la demanda, aleatoriedad en la generación distribuida, disponibilidad de los diferentes elementos que conforman las RGD, entre otros, para determinar los proyectos, obras e inversiones requeridas en el periodo 2020-2024.

El objetivo principal del Programa de Ampliación y Modernización de las RGD es abastecer de energía eléctrica a los usuarios finales, bajo los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad, a precios competitivos, considerando además la apertura y acceso abierto y no indebidamente discriminatorio para la integración, gradual y ordenada de la Generación Distribuida. En este sentido, el Programa de Ampliación y Modernización de las RGD contempla objetivos, líneas de acción y proyectos, que se llevarán a cabo en el periodo 2020-2024²⁵.

Estos objetivos tienen una fuerte interrelación, de tal forma que los proyectos y obras que se realicen contribuyan a más de uno de ellos, tal como las obras de ampliación que en muchos de los casos permiten atender la demanda incremental, mejorar

los indicadores de Confiabilidad y reducir las pérdidas técnicas de energía eléctrica.

Los requerimientos de ampliación y modernización de la infraestructura eléctrica de las RGD se soportan en el diagnóstico de su condición actual, en términos de sus indicadores de Confiabilidad, Calidad y Eficiencia, el pronóstico de demanda máxima en subestaciones 2020-2034 de acuerdo con el CENACE y los supuestos económicos establecidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y la Secretaría de Energía utilizados para la evaluación económica de los proyectos para la selección de las opciones de costo mínimo. Y se enfoca a los objetivos siguientes:

1. Satisfacer la demanda de energía eléctrica en las RGD.
2. Incrementar la eficiencia en la distribución de energía eléctrica.
3. Incrementar la Calidad, Confiabilidad y seguridad en las RGD y en el suministro eléctrico.
4. Cumplir con los requisitos del mercado eléctrico para las RGD.
5. Transitar hacia una Red Eléctrica Inteligente (REI) a fin de optimizar la operación de las RGD.

²⁵ De conformidad con las Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad del Sistema Eléctrico Nacional:

Código de Red (DOF 08/04/2016) y los principios que establece el Artículo 14 de la Ley de la Industria Eléctrica, y los Artículos 5 y 9 de su Reglamento



Objetivo 1. Satisfacer la demanda de energía eléctrica en las RGD.

Línea de acción	1.1. Atender la demanda de usuarios actuales y nuevos usuarios.
Proyectos	Instalación de acometidas y medidores.
	Interconectar la Isla de Holbox.
Línea de acción	1.2. Garantizar el acceso abierto a la Generación Distribuida.
Proyectos	Capacidad de alojamiento de GD de las RGD.
Línea de acción	1.3. Electrificación de comunidades rurales y zonas urbanas marginadas.
Proyectos	Fondo de Servicio Universal Eléctrico.

Fuente: CFE Distribución.

Objetivo 2. Incrementar la eficiencia en la distribución de energía eléctrica.

Línea de acción	2.1. Reducir las pérdidas técnicas y no técnicas.
Proyectos	Incremento de la eficiencia operativa de las Redes Generales de Distribución mediante la reducción de pérdidas técnicas.
	Regularizar colonias populares

Fuente: CFE Distribución.

Objetivo 3. Incrementar la Calidad, Confiabilidad y seguridad en las RGD y en el suministro eléctrico.

Línea de acción	3.1. Modernizar y ampliar la infraestructura de las RGD.
Proyectos	Incremento de la Confiabilidad de las RGD.
	Modernización de transformadores de potencia en subestaciones de distribución.
	Modernización de interruptores de media tensión en subestaciones de distribución.
	Modernización de transformadores de distribución de media tensión a baja tensión en las RGD.
	Reemplazo del cable submarino para Isla Mujeres.
	Operación Remota y Automatismo en redes de Distribución.

Fuente: CFE Distribución.



Objetivo 4 Cumplir con los requisitos del mercado eléctrico para las RGD.

Línea de acción	4.1. Construir la infraestructura para participar en el mercado eléctrico
Proyecto	Gestión del Balance de Energía de las RGD para el MEM

Objetivo 5 Transitar hacia una Red Eléctrica Inteligente (REI) a fin de optimizar la operación de las RGD.

Línea de Acción	5.1. Desarrollar e incorporar sistemas y equipos que permitan una transición a una REI
	Infraestructura de Medición Avanzada
	Escalar la medición a AMI

Fuente: CFE Distribución.

8.1 Satisfacer la demanda de energía eléctrica en las Redes Generales de Distribución

8.1.1 Atender la demanda de usuarios actuales y nuevos usuarios

La atención de la demanda actual y futura de energía eléctrica se realiza a través de la expansión y modernización de las RGD. A fin de realizar inversiones óptimas que permitan la expansión y modernización de las RGD, se realizan evaluaciones técnico-económicas para atender el crecimiento de la demanda actual y futura de energía eléctrica, así como para garantizar que la operación de los sistemas sea rentable, confiable y segura.

Instalación de acometidas y medidores

Este proyecto se desarrolla para atender los incrementos de demanda y de nuevos Centros de Carga que se conectarán a las RGD en los niveles de media y baja tensión en redes aéreas y subterráneas.

El proyecto considera la adquisición e instalación de medidores y acometidas, así como la sustitución de los equipos dañados y obsoletos para brindar la suficiencia necesaria para atender el crecimiento de la demanda y de Centros de Carga de usuarios residenciales, comerciales, industriales y de servicios

como bombeo agrícola y alumbrado público, principalmente.

El proyecto incluye, entre otras, las siguientes actividades:

- Conexiones: instalar medidor, conductor y accesorios a Centros de Carga que incrementen su demanda y carga contratada o el número de hilos del suministro, así como a nuevos usuarios;
- Modificaciones: cambio de medidores y conductores de acometida dañados o que han llegado al final de su vida útil, de los Centros de Carga actuales, y
- Desconexiones: retiro del medidor y del conductor de la acometida cuando se da por terminado el contrato de suministro del servicio a solicitud del usuario o por falta de pago.

En el horizonte 2020-2024, se requerirán 298,797 kilómetros de conductor para acometidas y 12,704 millones de medidores, con una inversión de 20,746 millones de pesos.

Interconectar la Isla de Holbox

La Isla de Holbox se encuentra ubicada en el extremo norte del estado de Quintana Roo, en el municipio de Lázaro Cárdenas. Las actividades en la isla demandan 3.96 MW que se abastecen por medio de una central eléctrica con capacidad de 3.2 MW, conformada por cuatro unidades de



combustión interna a diésel en 440 V y dos plantas móviles adicional de 1.8 MW utilizadas como respaldo. Además, se cuenta con dos circuitos de distribución, 1,422 Centros de Carga en baja tensión y 23 en media tensión.

Los costos de generación, operación y mantenimiento de la central eléctrica en el último año fueron de 98.3 millones de pesos, se estima que la demanda de energía eléctrica alcance 6.4 MW en 2024, debido al desarrollo de infraestructura turística en la isla.

El proyecto considera la construcción de un circuito aéreo de 60 km en 34.5 kV incluyendo fibra óptica de la Subestación Eléctrica Popolnah hasta la población de Chiquilá y continuará con un circuito submarino de 10.5 km hasta la futura Subestación Eléctrica Holbox. Asimismo, se adecuará y modernizará la red de distribución de la isla. La inversión estimada es de 280 millones de pesos.

8.1.2 Garantizar el acceso abierto a la Generación Distribuida

En la ampliación y modernización de las RGD que es una prioridad del gobierno de México se necesaria para llevar a cabo la interconexión de centrales de Generación Distribuida, se toman en cuenta los siguientes aspectos técnicos:

- Límites térmicos en transformadores y conductores;
- Calidad de la energía;
- Ajustes de los sistemas de protección y control, y
- Confiabilidad y seguridad del sistema y acceso a usuarios directos.

Capacidad de alojamiento de GD de las RGD

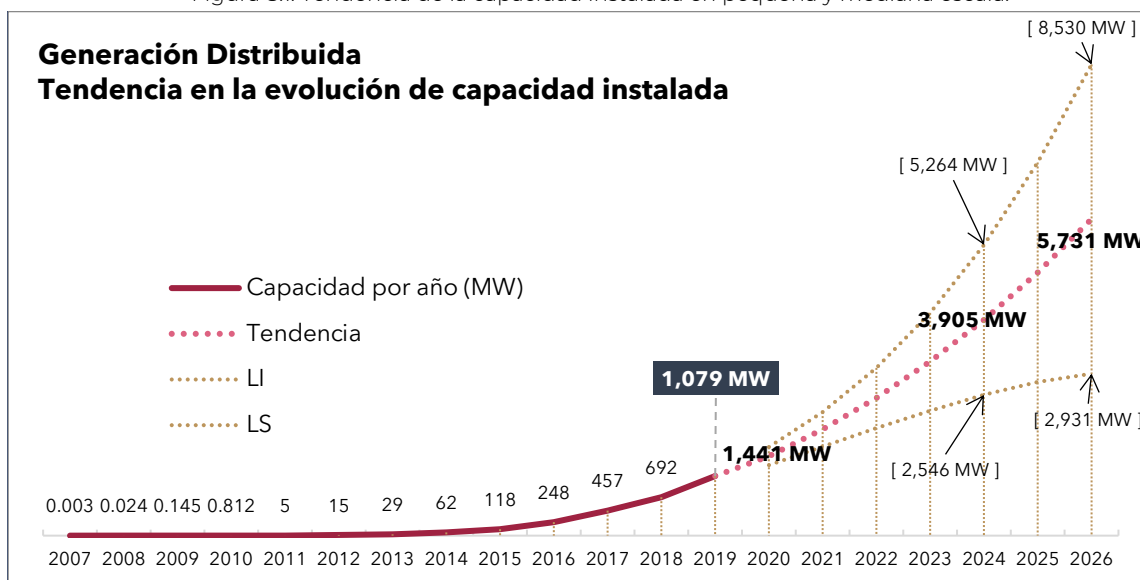
Al mes de enero de 2020 la capacidad de alojamiento total acumulada en los 11,645 circuitos en operación a nivel nacional es de 28 GW. Dicha capacidad es única para cada circuito de acuerdo con criterios operativos y debe revisarse periódicamente. De acuerdo con la tendencia de crecimiento observada (Figura 8.1), para el año 2024 se espera una capacidad instalada de 3,905 MW a través de contratos de interconexión en pequeña y mediana escala lo que representa menos del 15% de la capacidad de alojamiento actual. Ante la incertidumbre en la ubicación, magnitud y tipo de generación que podría interconectarse, el bajo nivel de penetración esperado durante el periodo 2020-2024, y la capacidad de alojamiento actual de las RGD que garantiza el acceso abierto a la Generación Distribuida, a fin de evitar inversiones innecesarias que incrementen el costo de la tarifa de distribución, para el periodo 2020-2024 no son necesarios refuerzos para este propósito.



Fotografía 22. Parque Solar Villahermosa, Tabasco. | Comisión Federal de Electricidad.



Figura 8.1. Tendencia de la capacidad instalada en pequeña y mediana escala.



Fuente: CFE Distribución.

8.1.3 Electrificación de comunidades rurales y zonas urbanas marginadas

El Fondo del Servicio Universal Eléctrico (FSUE) es una de las herramientas con las que cuenta el Gobierno de México para el cumplimiento de los objetivos nacionales de electrificación. Se integra con el excedente de ingresos que resultan de la gestión de las pérdidas técnicas en el Mercado Eléctrico Mayorista, en los términos de las Reglas del Mercado, hasta en tanto se cumplan los objetivos nacionales de electrificación.

Fondo de Servicio Universal Eléctrico

México cuenta actualmente con una cobertura eléctrica al cierre de 2019 del 98.95% de la población, con un servicio confiable, continuo y de calidad, sin embargo, aún están pendientes de electrificar 1.41 millones de personas.

Para el desarrollo de proyectos en Comunidades Rurales o Zonas Urbanas Marginadas que se encuentren cerca de la red eléctrica de distribución, la acción de electrificación se deberá realizar

preferentemente mediante la extensión de dicha red, lo cual se lleva a cabo a través de los Distribuidores. En caso de que la comunidad no se encuentre cerca de la red eléctrica de distribución se deberá implementar la solución técnica más económica, dando prioridad a aquella basada en fuentes de Energías Limpias y entre estas, las que generen un menor costo para los involucrados.

En 2019 se dio atención a 2,332 obras de electrificación en 30 estados del país para beneficiar a 225 mil personas.

8.2 Incrementar la eficiencia en la distribución de la energía eléctrica

La reducción de pérdidas de energía eléctrica es la acción prioritaria para lograr mejoras en la eficiencia del proceso de distribución de energía eléctrica.

Durante el año 2019 la pérdida de energía eléctrica en las RGD ascendió a 31,409 GWh que representó el 13.07% de la energía recibida en media tensión, de los cuales el 5.25% corresponde a pérdidas técnicas y el 7.82% a pérdidas no técnicas.



8.2.1 Reducir las pérdidas técnicas y no técnicas

De 2012 a 2019, la pérdida de energía eléctrica en las RGD disminuyó debido a la aplicación de diferentes estrategias que permitieron disminuir consumos irregulares e invertir en proyectos de modernización de las RGD. Dichas acciones se llevan a cabo para alcanzar la meta establecida de un nivel de pérdidas equiparable con estándares internacionales de 8%.

Incremento de la eficiencia operativa de las Redes Generales de Distribución mediante la reducción de pérdidas técnicas

Las principales actividades para abatir y controlar las pérdidas técnicas son las siguientes y requiere de una inversión de 4,930 millones de pesos en el periodo 2020-2024.

- Construir nuevas troncales de alimentadores en la Red de Distribución de Media Tensión;
- Instalar equipos de compensación de potencia reactiva (fijos y controlados);
- Reconfigurar la red de media tensión;
- Recalibrar los conductores de circuitos;
- Dar seguimiento al programa de monitoreo de transformadores de distribución, y
- Crear nuevas áreas de distribución y mejorar las existentes.

Regularizar colonias populares

El proyecto comprende la regularización de 44,941 usuarios con una inversión 758 millones de pesos en el periodo 2020-2024. De esta forma, se pretende incorporar a los consumidores que no cuentan con contrato de suministro eléctrico y que tienen regularizado el uso de suelo, por lo que se considera la ampliación de la red de distribución en estas colonias que carecen de infraestructura eléctrica, y hacen uso de energía eléctrica de forma irregular.

8.3 Incrementar la Calidad, Confiabilidad y seguridad en las Redes Generales de Distribución y en el suministro eléctrico

Las principales causas que afectan la Confiabilidad del suministro de energía eléctrica en las RGD son: la presencia de objetos sobre las líneas (árboles, ramas, animales, otros) y fallas en dispositivos y equipos, entre otros (ver Figura 8.2).

8.3.1 Modernizar y ampliar la infraestructura de las RGD

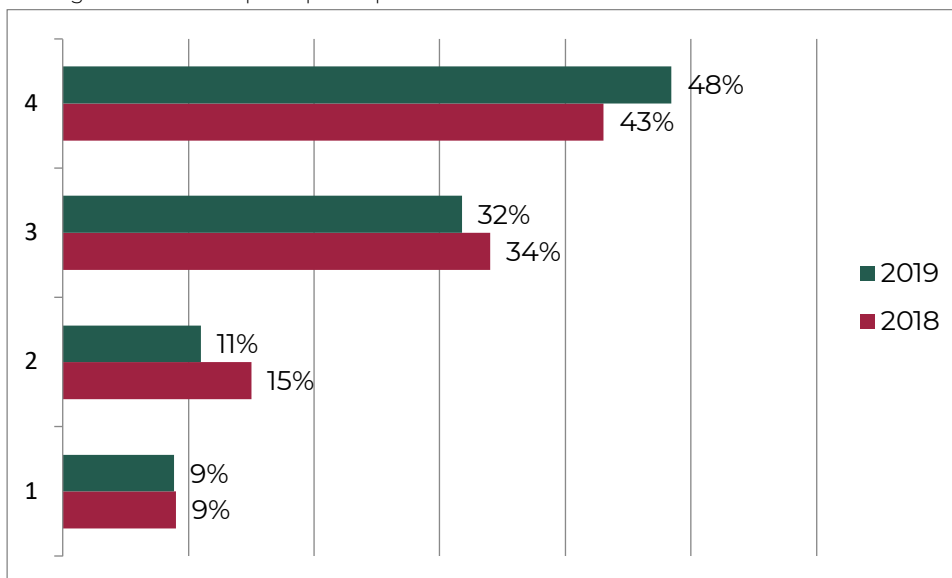
Las Unidades de Negocio que integran a la CFE Distribución utilizaron como meta los indicadores de desempeño establecidos en las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Acceso Abierto y Prestación de los Servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica, para evaluar la Confiabilidad y la Calidad del suministro eléctrico e identificar los requerimientos de equipos y sistemas para incrementar la Confiabilidad de la red.



Fotografía 23. Trabajos de mantenimiento a líneas de transmisión. | Comisión Federal de Electricidad.



Figura 8.2. Causas principales que afectan los indicadores de Confiabilidad de las RGD.



Nota: 1. Animales, árbol o rama sobre línea, corrosión o falso contacto. 2. Falla de equipo (Apartarrayos o aislador), descargas atmosféricas, tormenta. 3. Choque o golpe, objetos ajenos sobre línea. 4. Propagación de falla ajena a CFE, vandalismo, vientos fuertes, cortocircuito. Fuente: CFE Distribución.

Incremento de la Confiabilidad de las RGD

El proyecto considera una inversión de 904 millones de pesos, en el periodo 2020-2024, y consiste principalmente, entre otros de lo siguiente:

- Instalación y/o reemplazo de 129 restauradores, 216 mil aisladores, 36 mil corta cortacircuitos fusibles, 73 mil apartarrayos.
- Refuerzo de 8,510 estructuras.

Modernización de transformadores de potencia en subestaciones de distribución

Los transformadores de potencia con más de 40 años en operación presentan una alta incidencia de falla y su antigüedad incrementa los tiempos de reparación. Este proyecto considera el reemplazo, en el periodo 2020-2024, de 95 elementos de transformación de alta a media tensión en subestaciones de distribución para mantener la Confiabilidad del suministro de energía eléctrica y satisfacer la demanda. La inversión requerida para el periodo 2020-2024 es de 1,306 millones de pesos.

Modernización de interruptores de media tensión en subestaciones de distribución

Los interruptores de potencia instalados en subestaciones de distribución de alta a media tensión con más de 30 años están sujetos a una mayor incidencia de fallas debido a los esfuerzos mecánicos y eléctricos a los que se han visto sometidos durante su vida útil. Su antigüedad incrementa considerablemente sus tiempos de reparación. Este proyecto considera el reemplazo, en el periodo 2020-2024, de 1,021 interruptores de media tensión en subestaciones, con una inversión de 506 millones de pesos.

Modernización de transformadores de distribución de media tensión a baja tensión en las RGD

Los transformadores de distribución de media a baja tensión con más de 30 años están sujetos a una mayor incidencia de fallas debido a los esfuerzos electromagnéticos a los que se han visto sometidos



durante su vida útil. Su antigüedad incrementa considerablemente su tiempo y costo de reparación. Este proyecto considera el reemplazo en el periodo 2020-2024, de 4,491 transformadores de distribución de media a baja tensión, con una inversión de 349 millones de pesos.

Reemplazo del cable submarino para Isla Mujeres

Es proyecto considera la sustitución del conductor submarino que suministra energía eléctrica al lado insular del municipio de Isla Mujeres. Con 30 años en operación desde el año 1989 ha concluido su vida útil y está limitado en su capacidad de transmisión debido al daño estructural provocado por las embarcaciones. Con este proyecto se incrementará la capacidad de transmisión del conductor submarino de Isla Mujeres a fin de satisfacer el crecimiento de la demanda en esta área de influencia. Además, se mejorará la Calidad, Confiabilidad y seguridad del suministro de energía eléctrica a la Isla, tanto en condiciones normales de operación como en contingencias. Se requiere una inversión total de 252 millones para el período 2020-2021.

Operación Remota y Automatismo en redes de Distribución

Este proyecto tiene como objetivo la instalación de 4,816 equipos de protección y seccionamiento telecontrolados (EPROSEC), en el periodo 2020-2024, para reducir el tiempo promedio en el restablecimiento del suministro de energía eléctrica y el número de servicios afectados durante una interrupción. Con este proyecto se fortalece, asimismo, el programa de desarrollo de redes inteligentes de distribución. La inversión requerida en el periodo 2020-2024 es de 1,681 millones de pesos.

8.4 Cumplir con los requisitos del Mercado Eléctrico Mayorista para las Redes Generales de Distribución

Las condiciones establecidas en el artículo 37 de la LIE y en la base 16 de las Bases del Mercado Eléctrico Mayorista, hacen necesario obtener el balance de energía en los puntos de intercambio de las denominadas Zonas de Carga e intercambio de energía entre zonas.

8.4.1 Construir la infraestructura para participar en el mercado eléctrico

Gestión del Balance de Energía de las RGD para el MEM

El proyecto consiste en el desarrollo de la infraestructura de medición necesaria para el proceso de liquidación de todos los Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista, mediante la instalación de 15,360 sistemas de medición en puntos de intercambio de energía, 14,153 de estos instalados al interior de las subestaciones de distribución y 1,207 sobre la trayectoria de los circuitos de distribución. Se requiere una inversión de 7,016 millones de pesos en el periodo 2020-2024.

8.5 Transitar hacia una Red Eléctrica Inteligente (REI)

De acuerdo con la LIE el despliegue de las REI debe contribuir a mejorar la eficiencia, Confiabilidad, Calidad y seguridad del SEN con la incorporación de tecnologías avanzadas de medición, monitoreo, comunicación y operación, entre otras, que facilite el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la RNT y a las RGD, y permitir la integración de las fuentes de Energías Limpias y Renovables.

De conformidad con el Artículo 37 de la Ley de Transición Eléctrica (LTE), la implementación de las REI tiene como objetivo apoyar la modernización de



la RNT y de las RGD, para mantener una infraestructura confiable y segura que satisfaga la demanda eléctrica de manera económicamente eficiente y sustentable y que facilite la incorporación de nuevas tecnologías que promuevan la reducción de costos del sector eléctrico.

La LTE indica además que el Programa de REI deberá identificar, evaluar, diseñar, establecer e instrumentar estrategias, acciones y proyectos en materia de redes eléctricas, entre las que se podrán considerar las siguientes:

- El uso de información digital y de tecnologías de control para mejorar la Confiabilidad, estabilidad, seguridad y eficiencia de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución;
- La optimización dinámica de la operación de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución, y sus recursos;
- El desarrollo e integración de proyectos de Generación Distribuida, incluidos los de generación a partir de fuentes de Energía Renovables;
- El desarrollo y la incorporación de la demanda controlable y de los recursos derivados de la Eficiencia Energética;
- El despliegue de tecnologías inteligentes para la medición y comunicación en las REI;
- La integración de equipos y aparatos inteligentes a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución;
- El desarrollo de estándares de comunicación e interoperabilidad de los aparatos y equipos conectados a la Red Nacional de transmisión y a las Redes Generales de Distribución, incluyendo la infraestructura que le da servicio a dichas Redes;
- La información hacia los consumidores y opciones para el control oportuno de sus recursos;
- El desarrollo e integración de tecnologías avanzadas para el almacenamiento de

electricidad y de tecnologías para satisfacer la demanda en horas pico;

- La identificación y utilización de capacidad de generación eléctrica subutilizada para la sustitución de combustibles fósiles por energía eléctrica en los sistemas de transporte, incluyendo la recarga de vehículos eléctricos;
- La promoción de protocolos de interconexión para facilitar que los Suministradores puedan acceder a la electricidad almacenada en vehículos eléctricos para satisfacer la demanda en horas pico;
- La identificación y reducción de barreras para la adopción de REI, y
- La investigación sobre la viabilidad de transitar hacia un esquema de precios de la electricidad en tiempo real o por periodos de uso.

El proyecto de REI prevé la integración de TIC's en los elementos de medición, monitoreo y operación del SEN, a través de los sistemas y módulos que lo integran.

8.5.1 Desarrollar e incorporar sistemas y equipos que permitan una transición a una REI

El Programa de Redes Inteligentes 2017-2019 incluye tres proyectos en desarrollo y dos proyectos candidatos a ser desarrollados por CFE Distribución. Adicionalmente en este Programa de Ampliación y Modernización (PAM) se incluyen dos proyectos complementarios en el que participa la EPS CFE Suministrador de Servicios Básicos. La Figura 8.1 muestra el mapa de ruta para el despliegue de REI en CFE Distribución.



Proyectos de REI	Alineación	Nombre del proyecto
En desarrollo (PREI 2017-2019)	Uso de información digital y de tecnologías de control para mejorar la Confiabilidad y seguridad de las RGD. Integración de proyectos de generación distribuida.	Operación remota y automatismo en redes de distribución. Sistema de información geográfica de las RGD. Infraestructura de medición avanzada.
Candidatos a desarrollar (PREI 2017-2019)	Despliegue de tecnologías inteligentes para la medición y comunicación en las REI.	Gestión del balance de energía de las RGD para el MEM.
	Optimización dinámica de la operación de las RGD.	Sistema de Administración de Distribución Avanzado.
Otros proyectos (CFE SSB)	Desarrollo de estándares de comunicación e interoperabilidad de los aparatos y equipos conectados a las Redes Generales de Distribución, incluyendo la infraestructura que le da servicio a dichas Redes	Escalamiento de la medición a AMI.

Fuente: CFE Distribución

- El proyecto denominado “Sistema de Administración de Distribución Avanzado”, se encuentra en revisión, considerando nuevos alcances tomando en cuenta desarrollos propios de CFE Distribución que permitan reducir costos de implementación ya que originalmente se tenía considerada la adquisición de un sistema completo “llave en mano”.
- El proyecto denominado “Sistema de información geográfica de las RGD” concluyó en 2019 sus etapas de implementación básicas; sin embargo, es necesario replantear su desarrollo con una plataforma tecnológica de licenciamiento abierto que permita reducir los costos de implementación y mantenimiento, por lo que se propone cancelar este proyecto, e incluirlo dentro de los alcances de un proyecto propuesto para el CEMIE REDES.

Por lo que estos dos proyectos se excluyen de este PAM y se continuará su revisión para considerar su eventual inclusión en subsiguientes programas:

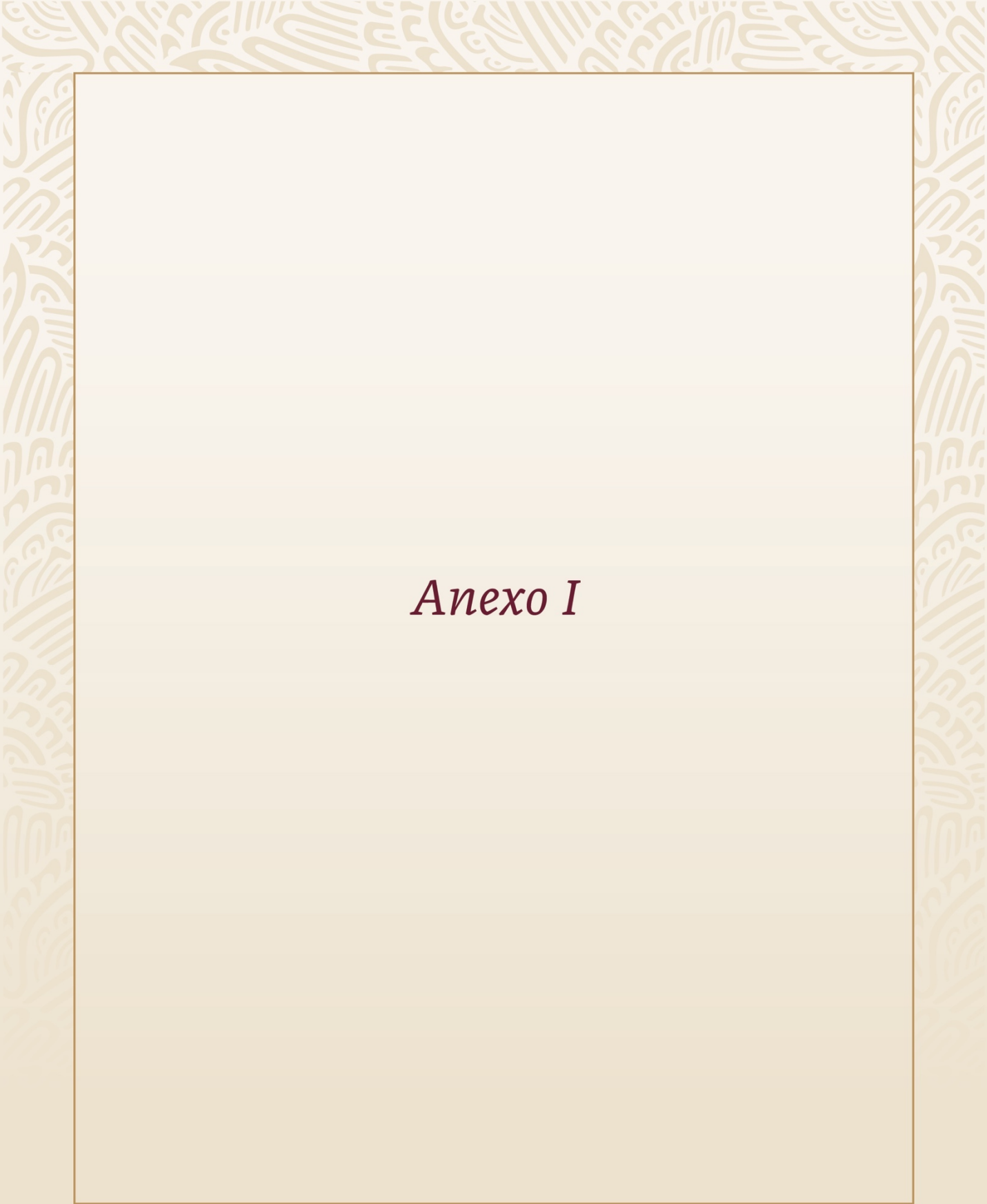
Infraestructura de Medición Avanzada

Este programa consiste en la adquisición de nuevos medidores de Infraestructura Avanzada de Medición para atender el crecimiento de nuevos usuarios y el reemplazo de medidores y equipos de comunicación dañados en los polígonos que actualmente cuentan con esta tecnología, para que puedan seguir operando en sus condiciones de diseño. Para lo que se requiere de una inversión de 4,647 millones de pesos, en el período 2020-2024.

Escalar la medición a AMI

En el periodo 2020-2024, se planea modernizar 5.77 millones de medidores con una inversión de 8,413 millones de pesos. Para ello se escalarán 2.77 millones de medidores electrónicos de autogestión para alcanzar algunas características de AMI, y se adquirirán e instalarán 3 millones de medidores con tarjeta de radiofrecuencia, los cuales tienen entre otras aplicaciones, la comunicación remota por radiofrecuencia, lo que permitirá ejecutar programas especiales de revisión y detección de anomalías en la facturación y cobranza, encaminados a la recuperación del costo de energía perdida mediante ajustes a la facturación.





Anexo I



Geotermia, *Los Hornos*. Chignautla, Puebla. **Líneas de distribución,** Saltillo, Coahuila. **Torres de transmisión,** Tula, Hidalgo. **Hidroeléctrica,** *Chicoasén*. Tuxtla Gutiérrez, Chiapas. Comisión Federal de Electricidad.

9. Anexos Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional

Anexo 4.1 Límites máximos de transmisión de potencia de los enlaces entre regiones al 31 de diciembre de 2019

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)
QUERÉTARO (30)	CENTRAL (31)		400 / 230
Querétaro Potencia Maniobras	Tula	A3020	400
Querétaro Potencia Maniobras	Tula	A3290	400
Dañu	Tula	93030/93290	230
El Sauz	Valle de México	93020/93110	230
Dañu	Jilotepec	93N20	230
LÁZARO CÁRDENAS (29)	CENTRAL (31)		400
Pitirera	Donato Guerra	A3210	400
Pitirera	Donato Guerra	A3220	400
Lázaro Cárdenas	Donato Guerra	A3010	400
POZA RICA (32)	CENTRAL (31)		400
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
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	Tiangustenco	93040	230
Zocac	Texcoco	93600	230
Zocac	Texcoco	93620	230
LÁZARO CÁRDENAS (29)	ACAPULCO (35)		400I / 230 / 115
Lázaro Cárdenas Potencia	Ixtapa Potencia	93070	230
Lázaro Cárdenas Potencia	Ixtapa Potencia	93080	400 ^I
Lázaro Cárdenas Potencia	Ixtapa Potencia	73510/73550	115
ACAPULCO (35)	PUEBLA (34)		230
Mezcala	Zapata	93240	230
Mezcala	Zapata	93250	230
VERACRUZ (33)	PUEBLA (34)		400
Laguna Verde	Puebla II	A3090	400
Laguna Verde	Cruz Azul Maniobras	A3190	400
VERACRUZ (33)	TEMASCAL (36)		230
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
Laguna Verde	Papantla	A3390	400
GRIJALVA (39)	TEMASCAL (36)		400
Malpaso	Juile	A3140	400
Manuel Moreno Torres	Juile	A3040	400
Manuel Moreno Torres	Juile	A3T90	400
GRIJALVA (39)	COATZACOALCOS (37)		400
Malpaso II	Minatitlán II	A3060	400
Malpaso II	Minatitlán II	A3160	400
Malpaso II	Coatzacoalcos II	A3250	400
COATZACOALCOS (37)	TEMASCAL (36)		400
Minatitlán II	Temascal II	A3360	400
Chinameca Potencia	Temascal II	A3260	400

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)
POZA RICA (32)	PUEBLA (34)		230
Mazatepec	Zocac	93020/93120	230
Jalacingo	Zocac	93420	230
TEMASCAL (36)	PUEBLA (34)		400
Temascal II	Ojo de Agua Potencia/Puebla II	A3560/A3920	400
Temascal II	Ojo de Agua Potencia/Puebla II	A3460/A3910	400
Temascal II	Tecali	A3540	400
Cerro de Oro	Tecali	A3U20	400
Cerro de Oro	Tecali	A3U30	400
IXTEPEC (40)	TEMASCAL (36)		400 / 230
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
Malpaso II	Peñitas	93930	230
Malpaso II	Peñitas	93940	230
Malpaso II	Tabasco Potencia	A3U90	400
Manuel Moreno Torres	Tabasco Potencia	A3U80	400
TEPIC (22)	GUADALAJARA (23)		400
Tepic II	Cerro Blanco	A3590	400
Tepic II	Cerro Blanco	A3630	400
MANZANILLO (27)	GUADALAJARA (23)		400 / 230
Manzanillo	Acatlán	A3230	400
Manzanillo	Atequiza	A3240	400
Tapeixtles	Mazamitla	A3J20	400
Colima II	Ciudad Guzmán	93540	230
GUADALAJARA (23)	AGUASCALIENTES (24)		400
Atequiza	Aguascalientes Potencia	A3250	400
Ixtlahuacán	Aguascalientes Potencia	A3N20	400
GUADALAJARA (23)	SALAMANCA (26)		400
Atequiza	Salamanca II	A3J80	400
GUADALAJARA (23)	CARAPAN (28)		400 / 230
Mazamitla	Purépecha	A3470	400
Ocotlán	Zamora	93710	230
GUADALAJARA (23)	LÁZARO CÁRDENAS (29)		400
Mazamitla	Pitirera	A3110	400
LÁZARO CÁRDENAS (29)	CARAPAN (28)		400
Lázaro Cárdenas	Carapan	A3200	400
CARAPAN (28)	SALAMANCA (26)		400 / 230
Carapan	Salamanca II	A3J90	400
Carapan	Abasolo II	93220	230
AGUASCALIENTES (24)	SALAMANCA (26)		400 / 230
Potreriillos	Las Fresas	A3L30	400
Potreriillos	Las Fresas	A3L40	400
León I	Irapuato II	93420	230
Silao Potencia	Irapuato II	93410	230
Silao Potencia	Irapuato II	93410/93G60	230
SAN LUIS POTOSÍ (25)	AGUASCALIENTES (24)		400 / 230
El Potosí	Cañada	A3J30	400
El Potosí	Aguascalientes Potencia	A3J40	400
San Luis I	Aguascalientes Oriente	93340	230
Villa de Reyes	Aguascalientes Potencia	93140/93Z30	230
QUERÉTARO (30)	SAN LUIS POTOSÍ (25)		230
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
Salamanca	Santa María	A3330	400
Salamanca	Santa María	A3990	400
Salamanca Cogeneración	Celaya III	93150	230
Salamanca Cogeneración	Celaya III	93170	230
CANANEA (2)	MOCTEZUMA (8)		400/

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)
Nacozari	Nuevo Casas Grandes	93930	400 ^v
Nacozari	Nuevo Casas Grandes	93940	400 ^v
CANANEA (2)	HERMOSILLO (1)		400^v / 230
Cananea	Santa Ana	93150/93140	230
Cananea	Santa Ana	93120	230
Nacozari	Hermosillo III	93210	230
Nacozari	Hermosillo V	93D70	400 ^v
Nacozari	Hermosillo V	93D90	400 ^v
HERMOSILLO (1)	OBREGÓN (3)		400 / 230 / 115
Hermosillo IV	Guaymas Cereso	93350	230
Hermosillo V	Planta Guaymas II	93410	230
Hermosillo V	Planta Guaymas II	93430	230
Subestación Punto P	Guaymas Cereso	73440	115
Hermosillo V	Fátima	73430	115
Esperanza	Planta Guaymas II	73410	115
Seri	Empalme CC	A3N80	400
Seri	Empalme CC	A3N90	400
OBREGÓN (3)	LOS MOCHIS (4)		400 / 230
Pueblo Nuevo	Los Mochis II	93630	230
El Mayo	Los Mochis II	93610	230
Bácum	Choacahui	A3N00	400
Bácum	Choacahui	A3O30	400
LOS MOCHIS (4)	CULIACÁN (5)		400 / 230 / 115
Guamúchil	Culiacán Poniente	73330	115
Guamúchil II	Culiacán III	93710	230
Guamúchil II	Culiacán III	93730	230
Choacahui	La Higuera	A3N30	400
Choacahui	Culiacán Poniente	A3N40	400
CULIACÁN (5)	MAZATLÁN (6)		400 / 230
Culiacán Potencia	El Habal	93810	230
Culiacán Potencia	El Habal	93850	230
La Higuera	Mazatlán II	A3N10	400
La Higuera	Mazatlán II	A3N20	400
MAZATLÁN (6)	TEPIC (22)		400
Mazatlán II	Tepic	A3600	400
Mazatlán II	Tepic	A3J00	400
JUÁREZ (7)	MOCTEZUMA (8)		230
Samalayuca	Moctezuma	93450	230
Samalayuca	Moctezuma	93460	230
Samalayuca	Moctezuma	93440	230
MOCTEZUMA (8)	CHIHUAHUA (9)		400^v / 230
Moctezuma	Chihuahua Norte	93240/93550	230
Moctezuma	Chihuahua Norte	93230	230
Moctezuma	El Encino	93420	400 ^v
CHIHUAHUA (9)	LAGUNA (11)		230
Camargo II	Gómez Palacio	93080	230
Camargo II	Gómez Palacio	93040	230
LAGUNA (11)	DURANGO (10)		400 / 230
Torreón Sur	Jerónimo Ortiz	A3A20	400
Lerdo	La Trinidad	93090	230
DURANGO (10)	AGUASCALIENTES (24)		230
Jerónimo Ortiz	Fresnillo Potencia	93600	230
DURANGO (10)	MAZATLÁN (6)		400 / 230
Durango II	Mazatlán	93820	230
Jerónimo Ortiz	Mazatlán	A3A30	400
LAGUNA (11)	SALTILLO (17)		400 / 230
Andalucía	Saltillo	93050/93200	230
Torreón Sur	Ramos Arizpe Potencia	A3A40/A3700	400
RÍO ESCONDIDO (12)	CHIHUAHUA (9)		400
Río Escondido	El Encino	A3000/A3A100	400
RÍO ESCONDIDO (12)	NUEVO LAREDO (13)		400 / 230
Carbón II	Arroyo del Coyote	A3H30	400
Río Escondido	Arroyo del Coyote	93530	230

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)
Río Escondido	Ciudad Industrial	93520	230
REYNOSA (14)	NUEVO LAREDO (13)		138
Reynosa	Falcón	83630	138
Reynosa	Falcón	83070/83030	138
MATAMOROS (15)	REYNOSA (14)		400 / 230 / 138
CC Anáhuac	Aeropuerto	A3E00	400
CC Anáhuac	Guerreño	A3E70	400
CC Anáhuac	Río Bravo	93840	230
Matamoros	Río Bravo	83660	138
Matamoros	Río Bravo	83060	138
RÍO ESCONDIDO (12)	MONTERREY (16)		400 / 230
Carbón II	Lampazos	A3830	400
Carbón II	Lampazos	A3840	400
Carbón II	Frontera	A3440	400
Río Escondido	Frontera	A3430	400
Nueva Rosita	Monclova	93020	230
REYNOSA (14)	MONTERREY (16)		400 / 230
Aeropuerto	Ternium Maniobras	A3D80	400
Aeropuerto	Villa de García	A3G20	400
Aeropuerto	Glorias	A3G30	400
Aeropuerto	Huinalá	93810/93170/93800/93790	230
HUASTECA (19)	GÜÉMEZ (21)		400
Champayán	Güémez	A3170/A3120	400
Champayán	Güémez	A3250	400
GÜÉMEZ (21)	MONTERREY (16)		400
Güémez	Lajas	A3140	400
Güémez	Lajas	A3D90	400
SALTILLO (17)	AGUASCALIENTES (24)		400
Primero de Mayo	Cañada	A3J70	400
Primero de Mayo	Cañada	A3K30	400
HUASTECA (19)	POZA RICA (32)		400 / 230
Tamós	Poza Rica II	A3790	400
Tamós	Poza Rica II	A3490	400
Tampico	Pantepec	93150/93160	230
VALLES (18)	SAN LUIS POTOSÍ (25)		400
Anáhuac Potencia	El Potosí	A3400	400
Anáhuac Potencia	El Potosí	A3900	400
TAMAZUNCHALE (20)	QUERÉTARO (30)		400
Las Mesas	Querétaro Potencia Maniobras	A3L50	400
Las Mesas	Querétaro Potencia Maniobras	A3L60	400
HUASTECA (19)	VALLES (18)		400
Champayán	Anáhuac Potencia	A3F40	400
Champayán	Anáhuac Potencia	A3H00	400
Altamira	Anáhuac Potencia	A3500	400
HUASTECA (19)	TAMAZUNCHALE (20)		400
Champayán	Las Mesas	A3G80	400
Champayán	Las Mesas	A3G90	400
MONTERREY (16)	SALTILLO (17)		400 / 230
Villa de García	Ramos Arizpe Potencia	A3D60	400
Villa de García	Ramos Arizpe Potencia	A3D50	400
Villa de García	Saltillo	93040/93240	230
Villa de García	Cedros	93100/93110	230
El Fraile	Ramos Arizpe Potencia	A38D0	400
El Fraile	Ramos Arizpe Potencia	A39D0	400
TABASCO (38)	LERMA (41)		400 / 230
Santa Lucía	Escárcega Potencia	93210	230
Santa Lucía	Escárcega Potencia	93220	230
Tabasco Potencia	Escárcega Potencia	A3Q00	400
Tabasco Potencia	Escárcega Potencia	A3Q10	400
LERMA (41)	MÉRIDA (42)		400 / 230 / 115
Lerma	Mérida II	73010	115
Ah-Kim-Pech	Maxcanú	73030	115
Lerma	Ticul Potencia	73A50/73070	115

Región Control/Enlace/Subestación		No. de circuito	Tensión (kV)
Lerma	Ticul Potencia	93020	230
Escárcega Potencia	Ticul Potencia	A3Q20	400
Escárcega Potencia	Ticul Potencia	A3Q30	400
MÉRIDA (42)	CANCÚN (43)		400 / 230 / 115
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/Kantenáh	A3Q40/A3Q60	400
Ticul Potencia	Riviera Maya/Kantenáh	A3Q50/A3Q70	400
MÉRIDA (42)	CHETUMAL (44)		230 / 115
Ticul Potencia	Lázaro Cárdenas	73M20/73210/73220/73230	115
Ticul Potencia	Xul-Ha	93090	230
LERMA (41)	CHETUMAL (44)		230 / 230^{2/}
Escárcega Potencia	Xul-Ha	93100	230
Escárcega Potencia	Xul-Ha	73A40/73A80	230 ^{2/}
CANCÚN (43)	COZUMEL (45)		34.5
Playa del Carmen	Chankanaab II	53170	34.5
Playa del Carmen	Chankanaab II	53180	34.5
TIJUANA (46)	MEXICALI (48)		230
La Herradura	Rumorosa	93150	230
La Herradura	La Rosita	93280	230
TIJUANA (46)	ENSENADA (47)		230 / 115 / 69
Presidente Juárez	Ciprés	73350/73310/73260	115
Presidente Juárez	Lomas	73340/73330/73320/73290	115
La Herradura	Valle de Guadalupe	63170	69
Presidente Juárez	Lomas	93140	230
Presidente Juárez	La Jovita	93460	230
WECC (EUA)	TIJUANA (46)		230
Otay	Tijuana I	93040	230
Imperial Valley	La Rosita	93050	230
MEXICALI (48)	SAN LUIS RÍO COLORADO (49)		230 / 161
González Ortega	Ruiz Cortines	83150	161
Cerro Prieto I	Ruiz Cortines	83170	161
Cerro Prieto II	Chapultepec	93470	230
Cerro Prieto II	San Luis Rey	93310	230
VILLA CONSTITUCIÓN (50)	LA PAZ (51)		115
Villa Constitución	Bledales	73350/73170	115
Villa Constitución	Olas Altas	73460/73420	115
LA PAZ (51)	LOS CABOS (52)		230 / 115
Olas Altas	El Palmar	93130	230
Olas Altas	El Palmar	93140	230
El Triunfo	Santiago	73130	115

Anexo 4.2. Capacidad instalada (MW) de la CFE y del resto de los permisionarios a octubre 2020, centrales en operación y en pruebas

Tecnología	CFE ^{5/}	CFE-PIE ^{5/}	PRIVADO ^{6/}	PEMEX	TOTAL ^{1/}
Hidroeléctrica	12,125		489		12,614
Geotermoeléctrica	926		25		951
Eololéctrica ^{7/}	86	613	6,378		7,076
Fotovoltaica ^{7/}	6		6,059		6,065
Bioenergía ^{2/}			408		408
Suma limpia renovable	13,143	613	13,358	0	27,114
Nucleoeléctrica	1,608				1,608
Cogeneración Eficiente			1,738	367	2,106
Frenos Regenerativos					0
Suma limpia no renovable	1,608	0	1,738	367	3,714
Total Energía Limpia	14,751	613	15,097	367	30,828
%	32.90	3.67	59.31	39.90	35.07
Ciclo combinado	10,952	16,076	8,001		35,030
Térmica convencional ^{3/}	10,448		961	422	11,831
Turbogás ^{4/}	2,858		804	131	3,793
Combustión interna	359		590		949
Carboeléctrica	5,463				5,463
TOTAL	44,831	16,689	25,454	921	87,894

1/ Capacidad instalada de la CFE y del resto de los permisionarios, enero a octubre de 2020, incluye centrales en pruebas

2/ incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles, de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos

3/ incluye Lecho Fluidizado

4/ incluye plantas móviles

5/ Con información de la SCP y SNRR de CFE al mes de junio 2020

6/ Incluye: Autoabastecimiento, Pequeña Producción, Cogeneración, Usos Propios Continuos, Exportación y Excedentes PIE

7/ incluye centrales en operación y en pruebas

FUENTE: SENER con información de CENACE y CFE

Anexo 4.2a. Capacidad instalada por tipo de tecnología y Estado (MW) de la CFE a octubre 2020, centrales en operación y en pruebas

Estado	Carboeléctrica	Ciclo combinado	Combustión Interna	Eólica	FV-Solar	Geotérmica	Hidroeléctrica	Nucleoeléctrica	Termoeléctrica convencional	Turbogás ^{1/}	TOTAL
Baja California		743			5	570			320	434	2,072
Baja California Sur			352		1	10			113	517	993
Campeche									113	33	146
Chiapas							4,828				4,828
Chihuahua		1,141					28		616	96	1,881
Ciudad de México										266	266
Coahuila de Zaragoza	2,685						66			48	2,799
Colima		1,454							1,300		2,754
Durango		240							320	84	644
Estado de México		1,180					65		450	306	2,001
Guanajuato									550	393	943
Guerrero	2,778						638				3,416
Hidalgo		560					292		1,606		2,457
Jalisco							1,126				1,126
Michoacán de Ocampo						250	1,704				1,954
Morelos		642									
Nayarit							1,712				1,712
Nuevo León		849								236	1,085
Oaxaca				84			356				441
Puebla		382				96	224				702
Querétaro		591									591
Quintana Roo			7	2						303	312
San Luis Potosí							20		700		720
Sinaloa							777		936	30	1,743
Sonora		2,281					164		632	42	3,119
Tamaulipas		211					32		800		1,043
Veracruz de Ignacio de la Llave		458					93	1,608	1,750	20	3,929
Yucatán		220							243	49	512
TOTAL	5,463	10,952	359	86	6	926	12,125	1,608	10,448	2,858	44,831

1/ incluye la capacidad instalada de la Central Eléctrica Cogeneración Salamanca, cuya tecnología es Turbogás/Cogeneración, y unidades móviles

FUENTE: SENER con información de CENACE y CFE (SCP y SNRR)

Anexo 4.2b. Capacidad instalada por tipo de tecnología y Estado (MW) de los PIE a octubre 2020, centrales en operación y en pruebas

Estado	Ciclo combinado	Eólica	TOTAL ^{1/}
Baja California	783		783
Campeche	252		252
Chihuahua	1,599		1,599
Coahuila de Zaragoza	248		248
Durango	948		948
Guanajuato	495		495
Nuevo León	1,306		1,306
Oaxaca		613	613
San Luis Potosí	1,135		1,135
Sinaloa	1,678		1,678
Sonora	508		508
Tamaulipas	4,142		4,142
Veracruz de Ignacio de la Llave	1,973		1,973
Yucatán	1,009		1,009
TOTAL	16,076	613	16,689

^{1/} Con información de la SCP y SNNR de CFE al mes de junio de 2020.

Anexo 4.2c. Capacidad instalada por tipo de tecnología y Estado (MW) de PEMEX a octubre 2020, centrales en operación y en pruebas

Estado	Cogeneración Eficiente ^{1/}	Termoeléctrica Convencional	Turbogás	TOTAL
Chiapas			18	18
Guanajuato		30		30
Hidalgo		134		134
Nuevo León		40		40
Oaxaca		15		15
Puebla		54		54
Tabasco	367		56	423
Tamaulipas		46	20	66
Veracruz de Ignacio de la Llave		103	38	141
TOTAL	367	422	131	921

^{1/} turbogás con un sistema de cogeneración eficiente

FUENTE: SENER con información de CENACE, CRE y CFE (SCP y SNNR)

Anexo 4.2d. Capacidad instalada por tipo de tecnología Térmica y Estado (MW) de los permisionarios privados a octubre 2020, centrales en operación y en pruebas

Estado	Ciclo combinado	Combustión Interna	Termoeléctrica convencional ^{1/}	Turbogás	TOTAL
Baja California	295	2			296
Campeche	10				10
Chihuahua	33	134	25		191
Ciudad de México		16			16
Coahuila de Zaragoza	56	38	304	7	406
Durango	136	3			139
Estado de México	850	19	3	99	971
Guanajuato	393	6		5	405
Hidalgo		2			2
Jalisco	875	12	5	13	904
Michoacán de Ocampo			4	8	12
Morelos				5	5
Nuevo León	3,170	201		632	4,003
Puebla		5			5
Querétaro	21	25	12	4	63
San Luis Potosí	104	54	560		718
Sinaloa	30	3			33
Sonora	620	7	12		639
Tamaulipas	428	44	37	11	519
Texas, EUA	540				540
Tlaxcala	65			4	68
Veracruz de Ignacio de la Llave	435	18	2	16	470
Yucatán		1			1
TOTAL	8,061	590	961	804	10,417

^{1/} incluye Lecho Fluidizado

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE

Anexo 4.2e. Capacidad instalada por tipo de tecnología Eoloeléctrica y Estado (MW) de los permisionarios privados a octubre 2020, centrales en operación y en pruebas

Estado	Eoloeléctrica	TOTAL
Baja California	40	40
Chiapas	49	49
Coahuila de Zaragoza	499	499
Jalisco	184	184
Nuevo León	793	793
Oaxaca	2,062	2,062
Puebla	286	286
San Luis Potosí	405	405
Sonora	4	4
Tamaulipas	1,722	1,722
Yucatán	244	244
Zacatecas	90	90
TOTAL	6,378	6,378

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE

Anexo 4.2f. Capacidad instalada por tipo de tecnología Fotovoltaica y Estado (MW) de los permisionarios privados a octubre 2020, centrales en operación y en pruebas

Estado	Fotovoltaica	TOTAL
Aguascalientes	906	906
Baja California	42	42
Baja California Sur	55	55
Chihuahua	596	596
Coahuila de Zaragoza	842	842
Durango	271	271
Estado de México	19	19
Guanajuato	292	292
Hidalgo	101	101
Jalisco	383	383
Morelos	70	70
Puebla	200	200
Querétaro	1	1
San Luis Potosí	505	505
Sonora	1,190	1,190
Tlaxcala	220	220
Yucatán	50	50
Zacatecas	315	315
TOTAL	6,059	6,059

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE

Anexo 4.2g. Capacidad instalada por tipo de tecnología y Estado (MW) de los permisionarios privados a octubre 2020, centrales en operación y en pruebas

Estado	Bioenergía ^{1/}	Cogeneración Eficiente ^{2/}	Geotermoeléctrica	Hidroeléctrica	TOTAL
Baja California		15			15
Aguascalientes	3	4			7
Chiapas	12				12
Chihuahua	6				6
Ciudad de México		6			6
Coahuila de Zaragoza	3	55			58
Durango	2	16		9	26
Estado de México	2	29		9	40
Guanajuato	3	2			5
Guerrero				30	30
Hidalgo	31	48			79
Jalisco	25	9		47	82
Michoacán de Ocampo				75	75
Morelos	1				1
Nayarit	4		25	29	58
Nuevo León	17	35			52
Oaxaca	50				50
Puebla	1	31		235	267
Querétaro	4	73			77
San Luis Potosí	49				49
Sonora		17			17
Tabasco	4	267			271
Tamaulipas		626			626
Veracruz de Ignacio de la Llave	192	431		55	677
Yucatán		13			13
TOTAL	408	1,679	25	489	2,600

1/ incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licos negro como combustibles, de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.

2/ incluye tecnologías como Ciclo combinado, combustión interna y Turbogás

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE

Anexo 4.3. Evolución de la capacidad instalada (MW) de la CFE y del resto de los permisionarios 2017 – 2020 (ene-oct)

Tecnología	2017 ^{2/}	2018	2019	2020 ^{3/}
Hidroeléctrica	12,612	12,612	12,612	12,614
Geotermoeléctrica	899	899	899	951
Eoloeléctrica ^{4/}	3,898	4,866	6,050	7,076
Fotovoltaica ^{4/}	171	1,878	3,646	6,065
Bioenergía ^{5/}	374	375	375	408
Suma limpia renovable	17,954	20,629	23,582	27,114
Nucleoeléctrica	1,608	1,608	1,608	1,608
Cogeneración Eficiente	1,322	1,709	1,710	2,106
Suma limpia no renovable	2,930	3,317	3,318	3,714
Total Energía Limpia	20,883	23,946	26,900	30,828
%	30.69	32.82	34.29	35.07
Ciclo combinado	25,340	27,393	30,402	35,030
Térmica convencional ^{6/}	12,665	12,315	11,831	11,831
Turbogás ^{7/}	2,960	2,960	2,960	3,793
Combustión interna	739	880	891	949
Carboeléctrica	5,463	5,463	5,463	5,463
TOTAL	68,050	72,958	78,447	87,894

1/ Evolución de capacidad instalada de la CFE y del resto de los permisionarios, 01 de enero de 2017 al 31 de octubre de 2020.

2/ No se considera la capacidad instalada de los Frenos Regenerativos, Generación Distribuida (GD), y Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO).

3/ Capacidad instalada al 31 de octubre de 2020, incluye Centrales Eléctricas en pruebas.

4/ Incluye centrales en operación y en pruebas

5/ Incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles, de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.

6/ Incluye Lecho Fluidizado

7/ Incluye plantas móviles

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE (DCP y SNNR) y CRE

Anexo 4.3a. Capacidad instalada por tipo de tecnología y Estado (MW) de la CFE 2017

Estado	Carbo eléctrica	Ciclo combinado	Combustión Interna	Eólica	FV-Solar	Geotérmica	Hidro eléctrica	Nucle oeléctrica	Termoeléctrica convencional	Turbogás ^{1/}	TOTAL
Baja California		743			5	570			320	434	2,072
Baja California Sur			352		1	10			113	315	790
Campeche									113	33	146
Chiapas							4,828				4,828
Chihuahua		1,141					28		616	96	1,881
Ciudad de México										266	266
Coahuila de Zaragoza	2,685						66			48	2,799
Colima		1,454							1,300		2,754
Durango		240							320	84	644
Estado de México		549					65		450	306	1,370
Guanajuato									550	393	943
Guerrero	2,778						638				3,416
Hidalgo		283					292		1,606		2,181
Jalisco							1,126				1,126
Michoacán de Ocampo						225	1,704				1,929
Nayarit							1,712				1,712
Nuevo León		849								236	1,085
Oaxaca				84			356				441
Puebla		382				69	224				675
Querétaro		591									591
Quintana Roo			7	2						284	293
San Luis Potosí							20		700		720
Sinaloa							777		936	30	1,743
Sonora		659					164		1116	42	1,981
Tamaulipas		211					32		800		1,043
Veracruz de Ignacio de la Llave		458					93	1,608	2,100	20	4,279
Yucatán		220							243	49	512
TOTAL	5,463	7,780	359	86	6	874	12,125	1,608	11,283	2,637	42,220

^{1/} incluye la capacidad instalada de la Central Eléctrica Cogeneración Salamanca, cuya tecnología es Turbogás/Cogeneración, y unidades móviles
 FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE (DCP y SNNR) y CRE

Anexo 4.3b. Capacidad instalada por tipo de tecnología y Estado (MW) de los PIEs 2017

Estado	Ciclo combinado	Eólica	TOTAL
Baja California	803		803
Campeche	262		262
Chihuahua	704		704
Coahuila de Zaragoza	248		248
Durango	964		964
Guanajuato	515		515
Nuevo León	546		546
Oaxaca		613	613
San Luis Potosí	1,135		1,135
Sonora	538		538
Tamaulipas	4,232		4,232
Veracruz de Ignacio de la Llave	2,052		2,052
Yucatán	1,009		1,009
TOTAL	13,007	613	13,620

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE (DCP y SNNR) y CRE

Anexo 4.3c. Capacidad instalada por tipo de tecnología y Estado (MW) de PEMEX 2017

Estado	Cogeneración Eficiente ^{1/}	Termoeléctrica Convencional	Turbogás	TOTAL
Chiapas			18	18
Guanajuato		30		30
Hidalgo		134		134
Nuevo León		40		40
Oaxaca		15		15
Puebla		54		54
Tabasco	367		56	423
Tamaulipas		46	20	66
Veracruz de Ignacio de la Llave		103	38	141
TOTAL	367	422	131	921

^{1/} turbogás con un sistema de cogeneración eficiente

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE (DCP y SNNR) y CRE

Anexo 4.3d. Capacidad instalada por tipo de tecnología Térmica y Estado (MW) de los permisionarios privados 2017

Estado	Ciclo combinado	Combustión Interna	Termoeléctrica convencional ^{1/}	Turbogás	TOTAL
Baja California	275	2			277
Chihuahua	21	23	25		68
Ciudad de México		11			11
Coahuila de Zaragoza	56	26	304	7	394
Durango	120	3			123
Estado de México		9	3	99	110
Guanajuato	351	2		5	358
Hidalgo		2			2
Jalisco		12	5	13	30
Michoacán de Ocampo			4	8	12
Morelos				5	5
Nuevo León	1,892	174		21	2,087
Puebla		5			5
Querétaro	21	25	12	4	63
San Luis Potosí	104	34	560		698
Sinaloa		3			3
Sonora	563	7	12		582
Tamaulipas	338	23	37	11	408
Texas, EUA	540				540
Tlaxcala	65			4	68
Veracruz de Ignacio de la Llave	206	18	2	16	241
Yucatán		1			1
TOTAL	4,553	380	961	192	6,086

1/ incluye Lecho Fluidizado

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE

Anexo 4.3e. Capacidad instalada por tipo de tecnología Eoloeléctrica y Estado (MW) de los permisionarios privados 2017

Estado	Eoloeléctrica	TOTAL
Baja California	10	10
Chiapas	29	29
Coahuila de Zaragoza	200	200
Jalisco	184	184
Nuevo León	274	274
Oaxaca	1,651	1,651
Puebla	66	66
San Luis Potosí	300	300
Sonora	4	4
Tamaulipas	302	302
Yucatán	90	90
Zacatecas	90	90
TOTAL	3,199	3,199

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE

Anexo 4.3f. Capacidad instalada por tipo de tecnología Fotovoltaica y Estado (MW) de los permisionarios privados 2017

Estado	Fotovoltaica	TOTAL
Aguascalientes	1	1
Baja California	1	1
Baja California Sur	30	30
Chihuahua	43	43
Coahuila de Zaragoza	20	20
Durango	46	46
Estado de México	19	19
Guanajuato	1	1
Querétaro	1	1
Sonora	3	3
TOTAL	165	165

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE

Anexo 4.3g. Capacidad instalada por tipo de tecnología y Estado (MW) de los permisionarios privados 2017

Estado	Bioenergía ^{1/}	Cogeneración Eficiente ^{2/}	Geotermoeléctrica	Hidroeléctrica	TOTAL
Aguascalientes	3				3
Baja California		15			15
Chiapas	12				12
Chihuahua	6				6
Ciudad de México		5			5
Coahuila de Zaragoza	3	55			58
Durango	2	16		9	26
Estado de México	2	29		7	37
Guanajuato		2			2
Guerrero				30	30
Hidalgo		48			48
Jalisco	25	4		47	76
Michoacán de Ocampo				75	75
Morelos	1				1
Nayarit	4		25	29	58
Nuevo León	17	41			58
Oaxaca	50				50
Puebla	1	31		235	267
Querétaro	4	20			23
San Luis Potosí	49				49
Sonora		29			29
Tabasco	4				4
Tamaulipas		215			215
Veracruz de Ignacio de la Llave	192	431		55	677
Yucatán		13			13
TOTAL	374	954	25	486	1,840

1/ incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licos negro como combustibles, de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.

2/ incluye tecnologías como Ciclo combinado, combustión interna y Turbogás

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE

Anexo 4.3h. Capacidad instalada por tipo de tecnología y Estado (MW) de la CFE 2018

Estado	Carbo eléctrica	Ciclo combinado	Combustión Interna	Eólica	FV-Solar	Geotérmica	Hidroeléctrica	Nucleoeléctrica	Termoeléctrica convencional	Turbogás ^{1/}	TOTAL
Baja California		743			5	570			320	434	2,072
Baja California Sur			352		1	10			113	315	790
Campeche									113	33	146
Chiapas							4,828				4,828
Chihuahua		1,141					28		616	96	1,881
Ciudad de México										266	266
Coahuila de Zaragoza	2,685						66			48	2,799
Colima		1,454							1,300		2,754
Durango		240							320	84	644
Estado de México		550					65		450	306	1,370
Guanajuato									550	393	943
Guerrero	2,778						638				3,416
Hidalgo		283					292		1,606		2,181
Jalisco							1,126				1,126
Michoacán de Ocampo						225	1,704				1,929
Nayarit							1,712				1,712
Nuevo León		849								236	1,085
Oaxaca				84			356				441
Puebla		382				69	224				675
Querétaro		591									591
Quintana Roo			7	2						284	293
San Luis Potosí							20		700		720
Sinaloa							777		936	30	1,743
Sonora		2,281					164		1,116	42	3,603
Tamaulipas		211					32		800		1,043
Veracruz de Ignacio de la Llave		458					93	1,608	1,750	20	3,929
Yucatán		220							243	49	512
TOTAL	5,463	9,403	359	86	6	874	12,125	1,608	10,933	2,637	43,493

1/ incluye la capacidad instalada de la Central Eléctrica Cogeneración Salamanca, cuya tecnología es Turbogás/Cogeneración, y unidades móviles

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE (DCP y SNNR) y CRE

Anexo 4.3i. Capacidad instalada por tipo de tecnología y Estado (MW) de los PIE 2018

Estado	Ciclo combinado	Eólica	TOTAL
Baja California	803		803
Campeche	262		262
Chihuahua	704		704
Coahuila de Zaragoza	248		248
Durango	964		964
Guanajuato	515		515
Nuevo León	546		546
Oaxaca		613	613
San Luis Potosí	1,135		1,135
Sonora	538		538
Tamaulipas	4,232		4,232
Veracruz de Ignacio de la Llave	2,052		2,052
Yucatán	1,009		1,009
TOTAL	13,007	613	13,620

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE (DCP y SNNR) y CRE

Anexo 4.3j. Capacidad instalada por tipo de tecnología y Estado (MW) de PEMEX 2018

Estado	Cogeneración Eficiente ^{1/}	Termoeléctrica Convencional	Turbogás	TOTAL
Chiapas			18	18
Guanajuato		30		30
Hidalgo		134		134
Nuevo León		40		40
Oaxaca		15		15
Puebla		54		54
Tabasco	367		56	423
Tamaulipas		46	20	66
Veracruz de Ignacio de la Llave		103	38	141
TOTAL	367	422	131	921

^{1/} turbogás con un sistema de cogeneración eficiente

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE (DCP y SNNR) y CRE

Anexo 4.3k. Capacidad instalada por tipo de tecnología Térmica y Estado (MW) de los permisionarios privados 2018

Estado	Ciclo combinado	Combustión Interna	Termoeléctrica convencional ^{1/}	Turbogás	TOTAL
Baja California	275	2			277
Chihuahua	21	134	25		179
Ciudad de México		16			16
Coahuila de Zaragoza	56	26	304	7	394
Durango	120	3			123
Estado de México		9	3	99	110
Guanajuato	351	2		5	358
Hidalgo		2			2
Jalisco		12	5	13	30
Michoacán de Ocampo			4	8	12
Morelos				5	5
Nuevo León	2,160	199		21	2,379
Puebla		5			5
Querétaro	21	25	12	4	63
San Luis Potosí	104	34	560		698
Sinaloa		3			3
Sonora	577	7	12		595
Tamaulipas	338	23	37	11	408
Texas, EUA	540				540
Tlaxcala	65			4	68
Veracruz de Ignacio de la Llave	356	18	2	16	391
Yucatán		1			1
TOTAL	4,984	521	961	192	6,658

^{1/} incluye Lecho Fluidizado

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE

Anexo 4.3l. Capacidad instalada por tipo de tecnología
Eoloeléctrica y Estado (MW) de los permisionarios privados 2018

Estado	Eoloeléctrica	TOTAL
Baja California	10	10
Chiapas	49	49
Coahuila de Zaragoza	400	400
Jalisco	184	184
Nuevo León	274	274
Oaxaca	2,062	2,062
Puebla	66	66
San Luis Potosí	300	300
Sonora	4	4
Tamaulipas	485	485
Yucatán	244	244
Zacatecas	90	90
TOTAL	4,167	4,167

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE

Anexo 4.3m. Capacidad instalada por tipo de tecnología
Fotovoltaica y Estado (MW) de los permisionarios privados 2018

Estado	Fotovoltaica	TOTAL
Aguascalientes	211	211
Baja California	1	1
Baja California Sur	55	55
Chihuahua	163	163
Coahuila de Zaragoza	658	658
Durango	92	92
Estado de México	19	19
Guanajuato	292	292
Jalisco	107	107
Querétaro	1	1
San Luis Potosí	170	170
Sonora	103	103
TOTAL	1,872	1,872

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE

Anexo 4.3n. Capacidad instalada por tipo de tecnología y Estado (MW) de los permisionarios privados 2018

Estado	Bioenergía ^{1/}	Cogeneración Eficiente ^{2/}	Geotermoeléctrica	Hidroeléctrica	TOTAL
Aguascalientes	3	4			7
Baja California		15			15
Chiapas	12				12
Chihuahua	6				6
Ciudad de México		5			5
Coahuila de Zaragoza	3	55			58
Durango	2	16		9	26
Estado de México	2	29		7	37
Guanajuato		2			2
Guerrero				30	30
Hidalgo	1	48			49
Jalisco	25	4		47	76
Michoacán de Ocampo				75	75
Morelos	1				1
Nayarit	4		25	29	58
Nuevo León	17	42			59
Oaxaca	50				50
Puebla	1	31		235	267
Querétaro	4	73			77
San Luis Potosí	49				49
Sonora		29			29
Tabasco	4	267			271
Tamaulipas		276			276
Veracruz de Ignacio de la Llave	192	431		55	677
Yucatán		13			13
TOTAL	375	1,341	25	486	2,228

1/ incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licos negro como combustibles, de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.

2/ incluye tecnologías como Ciclo combinado, combustión interna y Turbogás

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE

Anexo 4.3o. Capacidad instalada por tipo de tecnología y Estado (MW) de la CFE 2019

Estado	Carbo eléctrica	Ciclo combinado	Combustión Interna	Eólica	FV-Solar	Geotérmica	Hidroeléctrica	Nucleoeléctrica	Termoeléctrica convencional	Turbogás	TOTAL
Baja California		743			5	570			320	434	2,072
Baja California Sur			352		1	10			113	315	790
Campeche									113	33	146
Chiapas							4,828				4,828
Chihuahua		1,141					28		616	96	1,881
Ciudad de México										266	266
Coahuila de Zaragoza	2,685						66			48	2,799
Colima		1,454							1,300		2,754
Durango		240							320	84	644
Estado de México		549					65		450	306	1,370
Guanajuato									550	393	943
Guerrero	2,778						638				3,416
Hidalgo		283					292		1,606		2,181
Jalisco							1,126				1,126
Michoacán de Ocampo						225	1,704				1,929
Nayarit							1,712				1,712
Nuevo León		849								236	1,085
Oaxaca				84			356				441
Puebla		382				69	224				675
Querétaro		591									591
Quintana Roo			7	2						284	293
San Luis Potosí							20		700		720
Sinaloa							777		936	30	1,743
Sonora		2,281					164		632	42	3,119
Tamaulipas		211					32		800		1,043
Veracruz de Ignacio de la Llave		458					93	1,608	1,750	20	3,929
Yucatán		220							243	49	512
TOTAL	5,463	9,403	359	86	6	874	12,125	1,608	10,448	2,637	43,008

1/ incluye la capacidad instalada de la Central Eléctrica Cogeneración Salamanca, cuya tecnología es Turbogás/Cogeneración, y unidades móviles

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE (DCP y SNNR) y CRE

Anexo 4.3p. Capacidad instalada por tipo de tecnología y Estado (MW) de los PIE 2019

Estado	Ciclo combinado	Eólica	TOTAL
Baja California	803		803
Campeche	262		262
Chihuahua	704		704
Coahuila de Zaragoza	248		248
Durango	964		964
Guanajuato	515		515
Nuevo León	1,415		1,415
Oaxaca		613	613
San Luis Potosí	1,135		1,135
Sinaloa	887		887
Sonora	538		538
Tamaulipas	4,232		4,232
Veracruz de Ignacio de la Llave	2,052		2,052
Yucatán	1,009		1,009
TOTAL	14,763	613	15,376

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE (DCP y SNNR) y CRE

Anexo 4.3p. Capacidad instalada por tipo de tecnología y Estado (MW) de PEMEX 2019

Estado	Cogeneración Eficiente 1/	Termoeléctrica Convencional	Turbogás	TOTAL
Chiapas			18	18
Guanajuato		30		30
Hidalgo		134		134
Nuevo León		40		40
Oaxaca		15		15
Puebla		54		54
Tabasco	367		56	423
Tamaulipas		46	20	66
Veracruz de Ignacio de la Llave		103	38	141
TOTAL	367	422	131	921

1/ turbogás con un sistema de cogeneración eficiente

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE (DCP y SNNR) y CRE

Anexo 4.3q. Capacidad instalada por tipo de tecnología Térmica y Estado (MW) de los permisionarios privados 2019

Estado	Ciclo combinado	Combustión Interna	Termoeléctrica convencional ^{1/}	Turbogás	TOTAL
Baja California	275	2			277
Chihuahua	21	134	25		179
Ciudad de México		16			16
Coahuila de Zaragoza	56	26	304	7	394
Durango	120	3			123
Estado de México		13	3	99	114
Guanajuato	351	9		5	366
Hidalgo		2			2
Jalisco		12	5	13	30
Michoacán de Ocampo			4	8	12
Morelos				5	5
Nuevo León	3,062	199		21	3,281
Puebla		5			5
Querétaro	21	25	12	4	63
San Luis Potosí	104	34	560		698
Sinaloa		3			3
Sonora	577	7	12		595
Tamaulipas	688	23	37	11	758
Texas, EUA	540				540
Tlaxcala	65			4	68
Veracruz de Ignacio de la Llave	356	18	2	16	391
Yucatán		1			1
TOTAL	6,236	532	961	192	7,921

1/ incluye Lecho Fluidizado

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE

Anexo 4.3r. Capacidad instalada por tipo de tecnología Eoloeléctrica y Estado (MW) de los permisionarios 2019

Estado	Eoloeléctrica	TOTAL
Baja California	40	40
Chiapas	49	49
Coahuila de Zaragoza	400	400
Jalisco	184	184
Nuevo León	524	524
Oaxaca	2,062	2,062
Puebla	66	66
San Luis Potosí	300	300
Sonora	4	4
Tamaulipas	1,390	1,390
Yucatán	244	244
Zacatecas	90	90
TOTAL	5,352	5,352

FUENTE: SENER con información de CENACE, y CRE

Anexo 4.3s. Capacidad instalada por tipo de tecnología Fotovoltaica y Estado (MW) de los permisionarios privados 2019

Estado	Fotovoltaica	TOTAL
Aguascalientes	351	351
Baja California	42	42
Baja California Sur	55	55
Chihuahua	596	596
Coahuila de Zaragoza	759	759
Durango	182	182
Estado de México	19	19
Guanajuato	292	292
Hidalgo	101	101
Jalisco	107	107
Querétaro	1	1
San Luis Potosí	175	175
Sonora	745	745
Yucatán	50	50
Zacatecas	165	165
TOTAL	3,640	3,640

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE

Anexo 4.3t. Capacidad instalada por tipo de tecnología y Estado (MW) de los permisionarios privados 2019

Estado	Bioenergía ^{1/}	Cogeneración Eficiente ^{2/}	Geotermoelectrica	Hidroeléctrica	TOTAL
Aguascalientes	3	4			7
Baja California		15			15
Chiapas	12				12
Chihuahua	6				6
Ciudad de México		6			6
Coahuila de Zaragoza	3	55			58
Durango	2	16		9	26
Estado de México	2	29		7	37
Guanajuato		2			2
Guerrero				30	30
Hidalgo	1	48			49
Jalisco	25	4		47	76
Michoacán de Ocampo				75	75
Morelos	1				1
Nayarit	4		25	29	58
Nuevo León	17	42			59
Oaxaca	50				50
Puebla	1	31		235	267
Querétaro	4	73			77
San Luis Potosí	49				49
Sonora		29			29
Tabasco	4	267			271
Tamaulipas		276			276
Veracruz de Ignacio de la Llave	192	431		55	677
Yucatán		13			13
TOTAL	375	1,342	25	486	2,229

1/ incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licos negro como combustibles, de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.

2/ incluye tecnologías como Ciclo combinado, combustión interna y Turbogás

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE y CRE

Anexo 4.4. Principales Centrales Eléctricas de la CFE y PIE, al 31 de diciembre de 2019

Nº	Nombre de la Central	Región de Control	Entidad Federativa	Municipio	Tecnología ^{3/}
1	Central Termoeléctrica Presidente Plutarco Elías Calles (C.C. Petacalco)	Central	Guerrero	La Unión de Isidoro Montes de Oca	Carboeléctrica
2	Central Termoeléctrica Francisco Pérez Ríos (C.T.C. Tula)	Central	Hidalgo	Tula de Allende	Termoeléctrica convencional
3	Central Infiernillo	Central	Michoacán de Ocampo	Arteaga	Hidroeléctrica
4	Central Termoeléctrica Valle de México (Paquete I)	Central	Estado de México	Acolman	Ciclo combinado
5	Central Termoeléctrica Valle de México	Central	Estado de México	Acolman	Termoeléctrica convencional
6	Central La Villita	Central	Michoacán de Ocampo	Ciudad Lázaro Cárdenas	Hidroeléctrica
7	Central Manuel Moreno Torres (C. H. Chicoasén)	Oriental	Chiapas	Chicoasén	Hidroeléctrica
8	Central Termoeléctrica Pdte. Adolfo López Mateos	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Tuxpan	Termoeléctrica convencional
9	Central Nucleoeléctrica Laguna Verde	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Alto Lucero de Gutiérrez Barrios	Nucleoeléctrica
10	Central Malpaso	Oriental	Chiapas	Tecpatán	Hidroeléctrica
11	Central Tuxpan III y IV	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Tuxpan	Ciclo combinado
12	Central Belisario Domínguez (C. H. Angostura)	Oriental	Chiapas	Venustiano Carranza	Hidroeléctrica
13	Central Carlos Ramírez Ulloa (C. H. Caracol)	Oriental	Guerrero	Apaxtla	Hidroeléctrica
14	Central Tuxpan II	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Tuxpan	Ciclo combinado
15	Central Tuxpan V	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Tuxpan	Ciclo combinado
16	Central Ángel Albino Corzo "Peñitas"	Oriental	Chiapas	Ostuacán	Hidroeléctrica
17	Central Termoeléctrica Manzanillo (C. C. C. Gral. Manuel Álvarez Moreno)	Occidental	Colima	Manzanillo	Ciclo combinado
18	Central Aguamilpa Solidaridad	Occidental	Nayarit	Del Nayar	Hidroeléctrica
19	Central La Yesca	Occidental	Jalisco	Hostotipaquillo	Hidroeléctrica
20	Central Leonardo Rodríguez Alcaine	Occidental	Nayarit	La Yesca	Hidroeléctrica
21	Central Termoeléctrica Manzanillo (C. T. C. Gral. Manuel Álvarez Moreno)	Occidental	Colima	Manzanillo	Termoeléctrica convencional
22	Central Villa de Reyes	Occidental	San Luis Potosí	Villa de Reyes	Termoeléctrica convencional
23	Central Termoeléctrica Manzanillo (C. T. C. Gral. Manuel Álvarez Moreno)	Occidental	Colima	Manzanillo	Termoeléctrica convencional
24	Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado El Sauz	Occidental	Querétaro	Pedro Escobedo	Ciclo combinado
25	Central Salamanca	Occidental	Guanajuato	Salamanca	Termoeléctrica convencional
26	Topolobampo II	Noroeste	Sinaloa	Ahome	Ciclo combinado
27	Central Empalme II	Noroeste	Sonora	Empalme	Ciclo combinado
28	Central Empalme I	Noroeste	Sonora	Empalme	Ciclo combinado
29	Central Puerto Libertad	Noroeste	Sonora	Pitiquito	Termoeléctrica convencional
30	Central Termoeléctrica José Aceves Pozos	Noroeste	Sinaloa	Mazatlán	Termoeléctrica convencional
31	Central Agua Prieta II	Noroeste	Sonora	Agua Prieta	Ciclo combinado
32	Norte Juárez	Norte	Chihuahua	Juárez	Ciclo combinado
33	Central Ciclo Combinado Chihuahua (El Encino)	Norte	Chihuahua	Chihuahua	Ciclo combinado
34	Central Termoeléctrica Samalayuca (C. C. C. Samalayuca II)	Norte	Chihuahua	Juárez	Ciclo combinado
35	Iberdrola Energía La Laguna	Norte	Durango	Gómez Palacio	Ciclo combinado
36	Fuerza y Energía de Norte Durango	Norte	Durango	Durango	Ciclo combinado
37	Norte II	Norte	Chihuahua	Chihuahua	Ciclo combinado
38	Central Termoeléctrica Guadalupe Victoria (C. T. C. Lerdo)	Norte	Durango	Lerdo	Termoeléctrica convencional
39	Central Termoeléctrica Samalayuca	Norte	Chihuahua	Juárez	Termoeléctrica convencional
40	Central Termoeléctrica Carbón II	Noreste	Coahuila de Zaragoza	Nava	Carboeléctrica

Anexo 4.4. Principales Centrales Eléctricas de la CFE y PIE, al 31 de diciembre de 2019

Nº	Nombre de la Central	Región de Control	Entidad Federativa	Municipio	Tecnología ^{3/}
41	Central Termoeléctrica José López Portillo (C. Car. Río Escondido)	Noreste	Coahuila de Zaragoza	Nava	Carboeléctrica
42	Iberdrola Energía Tamazunchale	Noreste	San Luis Potosí	Tamazunchale	Ciclo combinado
43	Altamira V	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo combinado
44	Altamira III y IV	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo combinado
45	Iberdrola Energía Escobedo	Noreste	Nuevo León	El Carmen	Ciclo combinado
46	Central Río Bravo IV	Noreste	Tamaulipas	Valle Hermoso	Ciclo combinado
47	Central Termoeléctrica Altamira	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Termoeléctrica convencional
48	Central Río Bravo II	Noreste	Tamaulipas	Valle Hermoso	Ciclo combinado
49	Central Río Bravo III	Noreste	Tamaulipas	Valle Hermoso	Ciclo combinado
50	Altamira II	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo combinado
51	Central Ciclo Combinado Huinalá II	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
52	Iberdrola Energía Monterrey	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
53	Central Ciclo Combinado Huinalá I	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
54	Compañía de Generación Valladolid	Peninsular	Yucatán	Valladolid	Ciclo combinado
55	AES Mérida III	Peninsular	Yucatán	Mérida	Ciclo combinado
56	Central Termoeléctrica Felipe Carrillo Puerto (C. C. C. Valladolid)	Peninsular	Yucatán	Valladolid	Ciclo combinado
57	Central Termoeléctrica Presidente Juárez (C. C. C. Presidente Juárez)	Baja California	Baja California	Playas de Rosarito	Ciclo combinado
58	Mexicali	Baja California	Baja California	Mexicali	Ciclo combinado
59	Central Tijuana	Baja California	Baja California	Tijuana	Turbogás
60	Central Termoeléctrica Presidente Juárez (C. T. C. Presidente Juárez)	Baja California	Baja California	Playas de Rosarito	Termoeléctrica convencional
61	Central de Combustión Interna Baja California Sur	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	Combustión Interna
62	Central Termoeléctrica Punta Prieta II	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	Termoeléctrica convencional
63	Central Combustión Interna Agustín Olachea Avilés	Baja California Sur	Baja California Sur	Comondú	Combustión Interna

1/ Al 31 de diciembre de 2019.

2/ COG: Cogeneración, COGEF: Cogeneración Eficiente.

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE y CRE.

Anexo 4.5. Principales Centrales Eléctricas del sector privado, al 31 de diciembre de 2019

Nº	Nombre de la Central	Gerencia de Control Regional	Entidad Federativa	Municipio	Tecnología ^{2/}
1	Pemex-Refinación, Refinería Miguel Hidalgo	Central	Hidalgo	Tula de Allende	Termoeléctrica Convencional/COG
2	Generadora Fénix, S. A. P. I. de C. V., Central Necaxa	Central	Puebla	Juan Galindo	Hidroeléctrica
3	EVM Energía del Valle de México, S. A. P. I. de C. V.	Central	Estado de México	Axapusco	Turbogás
4	Energía Eólica del Sur, S. A. P. I. de C. V.	Oriental	Oaxaca	Heroica Ciudad de Juchitán de Zaragoza	Eólica
5	Pemex-Gas y Petroquímica Básica, Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex	Oriental	Tabasco	Centro	Turbogás/Cogeneración Eficiente
6	Abent 3T, S. A. P. I. de C. V.	Oriental	Tabasco	Centro	Ciclo Combinado/COGEF
7	Eurus, S. A. P. I. de C. V.	Oriental	Oaxaca	Heroica Ciudad de Juchitán de Zaragoza	Eólica
8	Fuerza y Energía Bii Hioxo, S. A. de C. V.	Oriental	Oaxaca	Heroica Ciudad de Juchitán de Zaragoza	Eólica
9	EGP Magdalena Solar, S. de R. L. de C. V. (Central La Magdalena II)	Oriental	Tlaxcala	Tlaxco y Hueyotlipán	FV-Solar
10	Braskem Idesa, S. A. P. I.	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Nanchital de Lázaro Cárdenas del Río	Ciclo Combinado/COG
11	Eoliatec del Istmo, S. A. P. I. de C. V. (Istmo I y II)	Oriental	Oaxaca	Heroica Ciudad de Juchitán de Zaragoza	Eólica
12	Eoliatec del Pacífico, S. A. P. I. de C. V.	Oriental	Oaxaca	Santo Domingo Ingenio	Eólica
13	Fuerza y Energía de Tuxpan, S. A. de C. V. (Central Tuxpan III y IV)	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Tuxpan	Ciclo combinado
14	Parque Solar Don José, S. A. de C. V.	Occidental	Guanajuato	San Luis de la Paz	FV-Solar
15	Energía San Luis de la Paz, S. A. de C. V.	Occidental	Guanajuato	San Luis de la Paz	Ciclo combinado
16	Dominica Energía Limpia, S. de R. L. de C. V.	Occidental	San Luis Potosí	Charcas	Eólica
17	Iberdrola Renovables Centro, S. A. de C. V.	Occidental	San Luis Potosí	Villa de Arriaga	FV-Solar
18	Cúbico Alten Aguascalientes Uno, S. A. P. I. de C. V.	Occidental	Aguascalientes	El Llano	FV-Solar
19	Tuli Energía, S. de R. L. de C. V.	Occidental	Zacatecas	Mazapil	FV-Solar
20	Cúbico Alten Aguascalientes Dos, S. A. P. I. de C. V.	Occidental	Aguascalientes	El Llano	FV-Solar
21	Energía Azteca VIII, S. de R. L. de C. V. (Central El Sáuz - Bajío)	Occidental	Guanajuato	San Luis de la Paz	Ciclo combinado
22	México Generadora de Energía, S. de R. L.	Noroeste	Sonora	Nacozari de García	Ciclo combinado
23	Kenergreen, S. A. P. I. de C. V. (Central Navjoa Solar)	Noroeste	Sonora	Navjoa	FV-Solar
24	AT Solar V, S. de R. L. de C. V.	Noroeste	Sonora	Pitiquito	FV-Solar
25	Tuto Energy II, S. A. P. I. de C. V.	Noroeste	Sonora	Pitiquito	FV-Solar
26	México Generadora de Energía, S. de R. L.	Noroeste	Sonora	Nacozari de García	Ciclo combinado
27	Villanueva Solar, S. A. de C. V.	Norte	Coahuila de Zaragoza	Viesca	FV-Solar
28	Villanueva Solar Tres, S. A. de C. V.	Norte	Coahuila de Zaragoza	Viesca	FV-Solar
29	BNB Villa Ahumada Solar, S. de R. L. de C. V.	Norte	Chihuahua	Ahumada	FV-Solar
30	Fisterra Energy Santa María I, S. A. P. I. de C. V.	Norte	Chihuahua	Galeana	FV-Solar
31	Emerging America Inmobiliaria, S. A. de C. V.	Norte	Chihuahua	Aguilares Serdán	Combustión Interna
32	Iberdrola Energía Escobedo, S. A. de C. V.	Noreste	Nuevo León	El Carmen	Ciclo combinado
33	Techgen, S. A. de C. V.	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
34	Energía Buenavista, S. de R. L. de C. V.	Noreste	Texas, EUA	Mission	Ciclo combinado
35	Iberdrola Energía Monterrey, S. A. de C. V.	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
36	Parque Eólico Reynosa III, S. A. P. I. de C. V.	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	Eólica
37	Cogeneración de Altamira, S. A. de C. V.	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo Combinado/COG

Anexo 4.5. Principales Centrales Eléctricas del sector privado, al 31 de diciembre de 2019

Nº	Nombre de la Central	Gerencia de Control Regional	Entidad Federativa	Municipio	Tecnología ^{2/}
38	Eólica Mesa La Paz, S. de R. L. de C. V.	Noreste	Tamaulipas	Llera de Canales	Eólica
39	Iberdrola Energía Monterrey, S. A. de C. V. Central Dulces Nombres II	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
40	Termoeléctrica del Golfo, S. de R. L. de C. V.	Noreste	San Luis Potosí	Tamuín	Lecho Fluidizado
41	Tractebel Energía de Monterrey, S. de R. L. de C. V.	Noreste	Nuevo León	García	Ciclo combinado
42	Termoeléctrica Peñoles, S. de R. L. de C. V.	Noreste	San Luis Potosí	Tamuín	Lecho Fluidizado
43	Altos Hornos de México, S. A. de C. V.	Noreste	Coahuila de Zaragoza	Monclova	Termoeléctrica convencional
44	Parque Eólico El Mezquite, S. A. P. I. de C. V.	Noreste	Nuevo León	Mina	Eólica
45	Techgen, S. A. de C. V.	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
46	Energía Limpia de Amistad, S. de R. L. de C. V.	Noreste	Coahuila de Zaragoza	Acuña	Eólica
47	Eólica de Coahuila, S. de R. L. de C. V.	Noreste	Coahuila de Zaragoza	General Cepeda	Eólica
48	Energía Renovable de la Península, S. A. P. I. de C. V.	Peninsular	Yucatán	Mérida	Eólica
49	Fuerza y Energía Limpia de Tizimín, S. A. de C. V.	Peninsular	Yucatán	Tizimín	Eólica
50	Eólica del Golfo 1, S. A. P. I. de C. V.	Peninsular	Yucatán	Mérida	Eólica
51	Energía Azteca X, S. de R. L. de C. V. (Central Mexicali)	Baja California	Baja California	Mexicali	Ciclo combinado
52	Servicios Comerciales de Energía	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	FV-Solar

1/ Al 31 de diciembre de 2019

2/ COG: Cogeneración, COGEF: Cogeneración Eficiente

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE.

Anexo 4.6. Evolución de la Energía producida (MWh) 2017-2020 (ene-oct) por tipo de tecnología, considerando el 100% de la energía producida por las Centrales Eléctricas con acreditación como Cogenerador eficiente

Tecnología/fuente de energía	2017 ^{1/}	2018 ^{1/}	2019 ^{1/}	2020 ^{2/}
Hidroeléctrica	31,664	32,234	23,602	23,184
Geotermoeléctrica	5,747	5,065	5,061	3,881
Eoloeléctrica	10,456	12,435	16,727	15,549
Fotovoltaica	349	2,176	8,394	11,360
Bioenergía	585	600	669	480
Suma limpia renovable	48,800	52,511	54,453	54,454
Nucleoeléctrica	10,572	13,200	10,881	9,604
Cogeneración Eficiente	5,840	6,636	9,237	8,710
Suma limpia no renovable	16,412	19,837	20,118	18,313
Total Energía Limpia	65,212	72,347	74,570	72,768
%	21.53	23.29	23.46	27.56
Ciclo combinado	157,620	161,693	171,811	153,636
Térmica convencional ^{3/}	42,884	39,345	38,020	19,178
Turbogás	6,580	7,815	9,090	5,579
Combustión interna	1,918	2,138	2,719	2,142
Carboeléctrica	28,665	27,347	21,611	10,742
TOTAL	302,880	310,685	317,820	264,044

1/ Generación Neta de la CFE y del resto de los permisionarios 2017 - 2019.

2/ Generación Neta de la CFE y del resto de los permisionarios, Enero-Octubre de 2020.

3/ Incluye Lecho fluidizado

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE y CRE

Anexo 4.7. Evolución de la Energía producida (MWh) 2017-2020 (ene-oct) por tipo de tecnología, considerando su porcentaje de la Energía Limpia de las Centrales Eléctricas con acreditación como cogenerador eficiente

Tecnología/fuente de energía	2017 ^{1/}	2018 ^{1/}	2019 ^{1/}	2020 ^{2/}
Hidroeléctrica	31,664	32,234	23,602	23,184
Geotermoeléctrica	5,747	5,065	5,061	3,881
Eoloeléctrica	10,456	12,435	16,727	15,549
Fotovoltaica	349	2,176	8,394	11,360
Bioenergía	585	600	669	480
Suma limpia renovable	48,800	52,511	54,453	54,454
Nucleoeléctrica	10,572	13,200	10,881	9,604
Cogeneración Eficiente	2,054	2,310	3,259	3,110
Suma limpia no renovable	12,626	15,510	14,140	12,714
Total Energía Limpia	61,426	68,021	68,592	67,168
%	20.28	21.89	21.58	25.44
Ciclo combinado	159,163	163,877	175,506	157,254
Térmica convencional ^{3/}	42,884	39,345	38,020	19,178
Turbogás	8,435	9,508	10,904	7,202
Combustión interna	2,306	2,589	3,187	2,500
Carboeléctrica	28,665	27,347	21,611	10,742
TOTAL	302,880	310,685	317,820	264,044

1/ Generación Neta de la CFE y del resto de los permisionarios 2017 - 2019.

Se aplicó su factor de acreditación de Energía Limpia a las centrales COG-EF.

2/ Generación Neta de la CFE y del resto de los permisionarios, Enero-Octubre de 2020.

3/ Incluye Lecho fluidizado

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE y CRE

Anexo II



Geotermia, *Los Humeros*. Chignautla, Puebla. **Líneas de transmisión,** Alto Lucero, Veracruz.
Hidroeléctrica, mantenimiento en casa de máquinas, *Chicoasén*. Tuxtla Gutiérrez, Chiapas.
Comisión Federal de Electricidad.

10.1 Marco Jurídico del Reporte de Avance de Energías Limpias

El 4 de noviembre de 2016 se promulga en el Diario Oficial de la Federación el *Acuerdo de París*, a partir de ello México asume los compromisos de mantener el aumento de temperatura media mundial por debajo de 2°C y limitar el aumento de la temperatura a 1.5°C con respecto a los niveles preindustriales, así como reducir las emisiones de efecto invernadero²⁶. A partir de ello, y dado que la contribución de la producción de energía eléctrica en las emisiones totales nacionales brutas son de alrededor del 20.26%²⁷ (142 MtCO₂e), México ha establecido en su legislación nacional metas de corto y mediano plazo para la generación eléctrica a partir de fuentes de Energías Limpias. Las metas se fijaron en la *Ley General de Cambio Climático*, la *Ley de Transición Energética*. Ver tabla 1.

Tabla 1. Metas de Energías Limpias e Instrumentos que mandatan.

Año	Metas de participación de energías limpias	Ley o Instrumento de Planeación
2018	25%	LTE
2021	30%	LTE
2024	35%	LTE/LGCC

Fuente: SENER

La Ley General de Cambio Climático en el Artículo Tercero Transitorio, apartado II de la Mitigación, inciso e) señala:

- e) “La Secretaría de Energía en coordinación con la Comisión Federal de Electricidad y la Comisión Reguladora de Energía, promoverán que la generación eléctrica proveniente de

fuentes de energía limpias alcance por lo menos 35 por ciento para el año 2024.”²⁸

Por su parte, la Ley de Transición Energética (LTE) establece en el artículo tercero transitorio que:

“Tercero. - La Secretaría de Energía fijará como meta una participación mínima de energías limpias en la generación de energía eléctrica del 25 por ciento para el año 2018, del 30 por ciento para 2021 y del 35 por ciento para 2024.”²⁹

Asimismo, el Reporte de Avance de Energías Limpias (RAEL) tendrá fundamento jurídico en el artículo 14, fracción VIII, de la Ley de Transición Energética, que mandata a la SENER:

“Elaborar y publicar anualmente por medios electrónicos el reporte de avance en el cumplimiento de las metas de generación de electricidad a partir de Energías Limpias establecidas en los instrumentos de planeación”.

Por ello y en cumplimiento a dicho mandato, se presenta el Reporte de Avance de Energías Limpias, del periodo 2018 a octubre de 2020.

10.1.1 Alineación del Reporte de Avances de Energías Limpias con Preceptos de la Transición Energética Soberana

- **Rectoría del Estado:** El Estado mexicano asume el compromiso de cumplir con las metas de generación de energía limpia, a través de la

²⁶ Presidencia de la República, 2016. *DECRETO Promulgatorio del Acuerdo de París, hecho en París el doce de diciembre de dos mil quince*. Diario Oficial de la Federación 4 de noviembre de 2016. En: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5459825&fecha=04/11/2016

²⁷ INECC, 2018. *Sexta Comunicación Nacional y Segundo Informe de Actualización ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*

²⁸ Ley General de Cambio Climático. Diario Oficial de la Federación 6 de junio de 2012. En: http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LGCC_130718.pdf

²⁹ Ley de Transición Energética, Diario Oficial de la Federación 24 de diciembre de 2015. En: <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LTE.pdf>

incorporación ordenada de Energías Limpias al Sistema Eléctrico Nacional.

- **Propiedad de áreas estratégicas:** El Estado lleva a cabo la planeación y control del Sistema Eléctrico Nacional, en ese sentido promoverá el aumento ordenado de las Energías Limpias en el Sistema Eléctrico Nacional.
- **Autosuficiencia Energética:** A fin de cumplir con las metas de generación de energía limpia de manera soberana, el Gobierno se compromete a hacer uso eficaz y eficiente de todos sus recursos para la generación de energía eléctrica, así como de todas sus capacidades nacionales.
- **Acceso universal a la energía:** Para el Gobierno es objetivo prioritario el acceso universal a la energía, como condición necesaria para el desarrollo del país. Por ello es fundamental la incorporación ordenada y sostenible de la producción y uso de energías con fuentes limpias y renovables a cada población y comunidad en México.

10.2 GENERACIÓN NETA LIMPIAS EN MÉXICO (GWh) 2018, 2019 Y 2020.

La Secretaría de Energía elaboró el RAEL gracias a la participación, apoyo y trabajo del Centro Nacional de Control de la Energía, la Comisión Reguladora de Energía y la Mesa de Trabajo de Electricidad, definida por el Grupo de Trabajo Permanente del Comité Técnico Especializado de Información del Sector Energético.

El presente reporte presenta información sobre la generación neta³⁰ de energía limpia de CFE, de los diferentes permisionarios (incluyendo abasto aislado) y los proyectos financiados por el Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO), del periodo de 2018 a octubre del 2020.

Se presenta la información de la generación neta de acuerdo con una nueva estructura que toma como base la definición de Energías Limpias³¹ plasmada en la Ley de la Industria Eléctrica y la definición de energías renovables³² plasmada en la Ley de Transición Energética. A partir de lo anterior, la generación de energía eléctrica limpia se subcategoriza en energías limpias renovables y energías limpias no renovables.

Si bien la Ley de Industria Eléctrica y la Ley de Transición Energética incorporan un amplio catálogo de energías limpias y renovables, en el presente Reporte se desagrega la generación eléctrica proveniente energías limpias no renovables y la generación eléctrica renovable. La **generación eléctrica limpia no renovable** en México, la conforma la generación nucleoelectrica; la generación eléctrica proveniente de plantas convencionales que incorporan procesos de cogeneración eficiente y que cumplen con los criterios de eficiencia emitidos por la CRE, sin embargo, cabe mencionar que a diferencia de otros años en los que se considera el 100% de la cogeneración eficiente como energía limpia, para la presentación de este reporte solo el porcentaje

³⁰De acuerdo con el ACUERDO por el que se emite el Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW. Publicado en el Diario Oficial de la Federación el 15 de diciembre de 2016 la generación neta es "Generación total producida por una Central Eléctrica, menos el consumo de las cargas auxiliares que se requieren para el funcionamiento de la central."

³¹El artículo 3, fracción XXII de la Ley de la Industria eléctrica define a las energías limpias como aquellas fuentes de energía y procesos de generación de electricidad cuyas emisiones o residuos, cuando los haya,

no rebasen los umbrales establecidos en las disposiciones reglamentarias que para tal efecto se expidan.

³²El artículo 3, fracción XVI de la Ley de Transición Energética define a las energías renovables como "Aquellas cuya fuente reside en fenómenos de la naturaleza, procesos o materiales susceptibles de ser transformados en energía aprovechable por el ser humano, que se regeneran naturalmente, por lo que se encuentran disponibles de forma continua o periódica, y que al ser generadas no liberan emisiones contaminantes."

acreditado y finalmente se incluye la energía cinética proveniente de los frenos regenerativos³³.

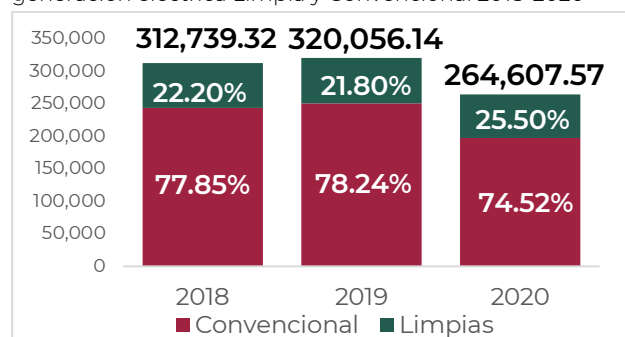
Por su parte, la **generación eléctrica renovable** la comprende la generación de plantas hidroeléctricas, fotovoltaicas, eololéctricas, geotérmicas y la generación de plantas eléctricas que utilizan bioenergéticos.

10.2.1 Generación 2018 a octubre de 2020

La generación neta de energía eléctrica, proveniente de permisionarios (incluyendo CFE y abasto aislado) y de los proyectos financiados por el Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO) en 2018, fue de 312,739.32 GWh. Por su parte en el año 2019 la generación neta fue de 320,056.14 GWh, mientras que a octubre de 2020 se registra una generación de 264,607.57 GWh (Ver gráfico 1).

Respecto al porcentaje de participación de la energía limpia en la generación total, se observa en el gráfico 1 que a octubre de 2020 el 25.5% provino de energías limpias (67,425.50 GWh) y el 74.52% de energías convencional (197,182.07). En este sentido, a octubre 2020 se registra un decrecimiento de la generación con energía convencional del orden de 3.72% respecto al año 2019 (Ver gráfico 1).

Gráfico 1. Generación neta (GWh) y Porcentaje de generación eléctrica Limpia y Convencional 2018-2020¹



Fuente: SENER con datos de CRE, CENACE, CFE y el Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO)
1A octubre de 2020

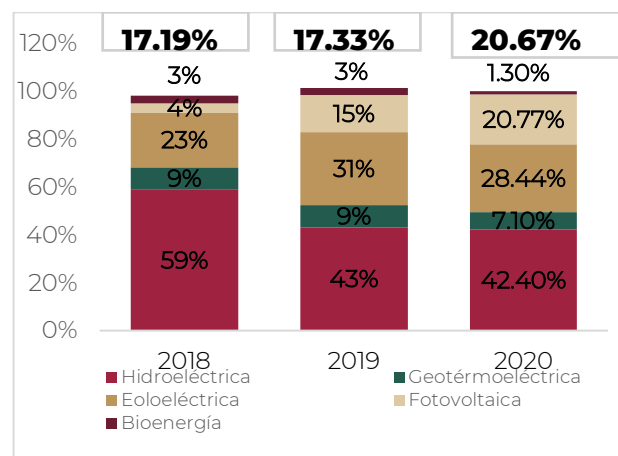
³³ **Frenos Regenerativos:** Es un dispositivo que permite reducir la velocidad de un vehículo transformando parte

10.2.1.1 Generación Neta de Energías Limpias Renovables

Como se mencionó al inicio de la sección, la generación de energía limpia renovable en México se integra por la generación de centrales hidroeléctricas, eololéctricas, fotovoltaicas y plantas que utilizan bioenergéticos.

La generación hidroeléctrica en el 2020 continúa representando el mayor porcentaje de las energías renovables con el 42.4%, seguida de la energía eololéctrica con 28.4%, la fotovoltaica con 20.77%, la geotérmica con 7.1% y, finalmente, la generación a partir de bioenergía, la cual representó el 1.3% de la generación renovable. En el siguiente gráfico 2 se observa la evolución año con año.

Gráfico 2. Evolución de la Generación Neta Renovable 2018-20201 (Porcentaje)



Fuente: SENER con información de CRE, CENACE, CFE y el Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO)
1A octubre de 2020

A octubre de 2020, la generación neta de energía renovable fue de 54,682.83 GWh y en términos porcentuales presenta un incremento del 3.3% respecto al 2019, pues pasó de ser 17.33% en 2019 a 20.67 en 2020 (Ver tabla 2).

de su energía cinética en energía eléctrica. Esta energía eléctrica es almacenada para un uso futuro. (RAEL, 2018)

Tabla 2. Generación Neta Renovable por tipo de tecnología (GWh)

Tecnología/fuente de energía		2018	2019	2020 ^{1/}
Hidroeléctrica	Hidroeléctrica de Embalse Mayor	26,442.52	18,299.80	18,523.98
	Hidroeléctrica Menor ^{2/}	5,804.83	5,310.65	4,659.87
Hidroeléctrica total		32,247.35	23,610.44	23,183.85
Geotermoelectrica		5,064.66	5,060.66	3,880.98
Eoloelectrica		12,435.25	16,726.91	15,549.27
Fotovoltaica total		2,193.56	8,399.47	11,360.01
Fotovoltaica^{3/}		2,179.13	8,402.38	11,360.01
Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO)^{4/}		15.84	1.45	S/D
Bioenergía ^{5/}	Bagazo de Caña	1,537.29	1,413.51	551.75
	Biogás	124.75	132.59	80.25
	Relleno Sanitario	83.40	91.20	63.23
	Licor Negro	71.44	38.05	13.48
	Biomasa	0.04	0.04	0.00
Bioenergía		1,816.92	1,675.39	708.71
GENERACIÓN NETA RENOVABLE		53,757.73	55,472.87	54,682.83
% de energías limpias respecto a la generación neta total		17.20%	17.33%	20.67%

1/ Generación neta de la CFE y el resto de los permisionarios, enero-octubre 2020

2/ Incluye generación hidroeléctrica por Autoabasto

3/ Incluye Cerro Prieto el monto correspondiente a Fotovoltaico y abasto aislado

4/ Incluye Sistemas Fotovoltaicos Interconectados financiados por el Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO)

5/ Incluye abasto aislado

Fuente: SENER con información de CRE, CENACE, CFE y el Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO)

A octubre de 2020.

10.2.1.1.1 Hidroeléctrica

La generación hidroeléctrica para este Reporte se agrupó en generación hidroeléctrica de embalse mayor e hidroeléctrica de embalse menor. De acuerdo con esta clasificación se identificó que en promedio las Centrales de embalse mayor generan el 80% de la generación hidroeléctrica; por su parte las centrales de embalse menor generan el 20%.

En términos porcentuales, la generación hidroeléctrica en 2018 representó el 10.31% de la generación total del país; en 2019 el 7.38% y a octubre de 2020 se observa que representa el 8.76% (Ver tabla 3). El año 2020 fue de 23,183.85 GWh, de esta el 79.9% fue generado por centrales hidroeléctricas de embalse mayor (18,523.98 GWh) y el 20% por centrales de embalse menor (4,659.87 GWh).

 Tabla 3. Generación Hidroeléctrica Neta 2018-2020¹ (GWh)

Generación Hidroeléctrica	2018	2019	2020 ^{1/}
Hidroeléctrica de Embalse Mayor	26,442.52	18,299.80	18,523.98
Hidroeléctrica Menor	5,804.83	5,310.65	4,659.87
Hidroeléctrica total	32,247.35	23,610.44	23,183.85
% Respecto de la Generación Total	10.31%	7.4%	8.76%

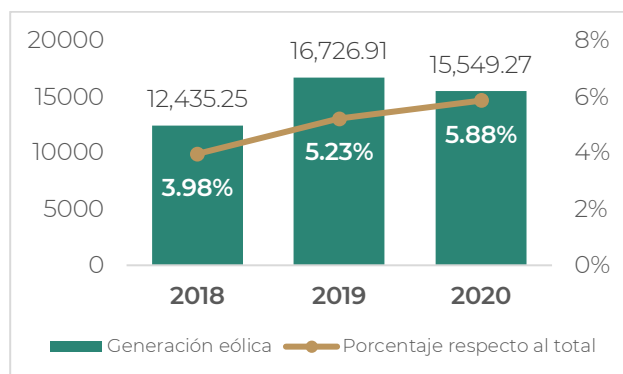
Fuente: SENER con información de CRE, CENACE, CFE y el Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO)

¹ A octubre de 2020.

10.2.1.1.2 Eoloelectrica

Respecto a la generación eoloelectrica en 2020 representó el 5.88% de la generación total de energía con 15,549.27 GWh; en 2019, 5.2% con 16,726.91 GWh y finalmente en 2018 representaba el 3.89% con 12,435.25 GWh (Ver gráfico 3).

Gráfico 3. Porcentaje respecto a la generación total y Generación Neta Eólica 2018-2020¹ (GWh)



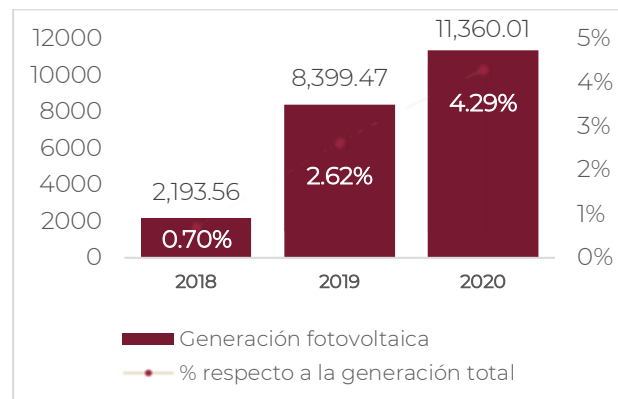
Fuente: SENER con información de CRE, CENACE, CFE y el Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO)
 1 A octubre de 2020.

10.2.1.1.3 Fotovoltaica

Por su parte la generación fotovoltaica en el año 2018 fue de 2,193.56 GWh y representó el 0.7% de la generación total; en el año 2019 se generó 8,339.47 GWh y representó el 2.6% de la generación (Ver gráfico 4). Cabe señalar que para los años antes mencionados se incluyó dentro de la generación fotovoltaica la generación neta de los Sistemas Fotovoltaicos Interconectados financiados por el Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO), así como la generación de los distintos permisionarios incluyendo CFE y lo generado por autoabasto aislado.

La generación fotovoltaica, en 2020 no sólo presenta un aumento porcentual, sino un aumento absoluto de 2,960.55 GWh respecto a lo generado en 2019, pues se generaron 11,360.01 GWh y ello representa el 4.29% de la generación neta total (Ver gráfico 4).

Gráfico 4. Porcentaje respecto a la generación total y Generación Neta Fotovoltaica 2018-2020¹ (GWh)

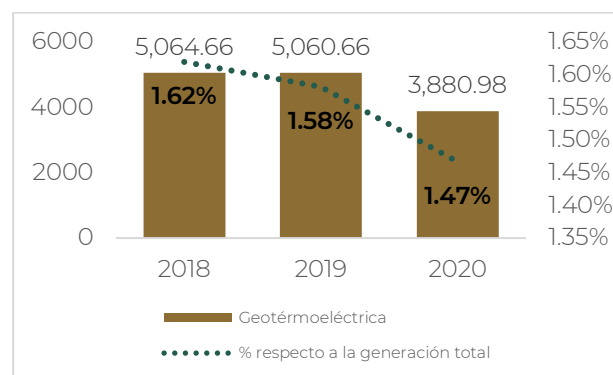


Fuente: Elaborado por SENER, con información de CRE, CENACE, CFE y FIRCO
 1 A octubre de 2020.

10.2.1.1.4 Geotérmica

La generación geotérmica representó, a octubre de 2020, el 1.47% de la generación neta total, es decir se generó 3,880.98 GWh. En 2019 se generaron 5,060.66 GWh y representó el 1.58% de la generación total. Finalmente, en el año 2018, la generación geotérmica fue de 5,064.66 GWh y ello representó el 1.62%. Ver Gráfico 5.

Gráfico 5. Porcentaje respecto a la generación total y Generación Neta Geotérmica 2018-2020¹ (GWh)



Fuente: SENER con información de CRE, CENACE, CFE y el Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO)
 1 A octubre de 2020.

10.2.1.1.5 Bioenergía

El Artículo 2, fracción II de Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos define los bioenergéticos como:

“Combustibles obtenidos de la biomasa provenientes de materia orgánica de las actividades, agrícola, pecuaria, silvícola, acuacultura, algacultura, residuos de la pesca, domésticas, comerciales, industriales, de microorganismos, y de enzimas, así como sus derivados, producidos, por procesos tecnológicos sustentables que cumplan con las especificaciones y normas de calidad establecidas por la autoridad competente en los términos de esta Ley; atendiendo a lo dispuesto en el artículo 1 fracción I de este ordenamiento;”

A partir de lo anterior, se identifican cinco bioenergéticos utilizados en la generación eléctrica, biogás, licor negro, biomasa y bagazo de caña. En este sentido en la tabla 4 se observa que alrededor del 80% correspondió a generación eléctrica con bagazo de caña y el 20% al resto de bioenergético. Ver tabla 4.

La generación eléctrica a partir de bioenergía a octubre de 2020 representa el 0.27% con 708.71 GWh. Por su parte, en el año 2019 se generó 1,675.39 GWh y en 2018, 1,816.92 GWh, lo que representó el 0.5% y el 0.6% respectivamente de la generación neta total (ver tabla 4).

Tabla 4 Generación de Bioenergía 2018-2020¹ (GWh) y Porcentaje respecto a la generación total

Bioenergía	2018	2019	2020
Bagazo de Caña	1,537.29	1,413.51	551.75
Biogás	124.75	132.59	80.25
Relleno Sanitario	83.40	91.20	63.23
Licor Negro	71.44	38.05	13.48
Biomasa	0.04	0.04	0.00
TOTAL	1,816.92	1,675.39	708.71
% respecto a la generación total	0.6%	0.5%	0.27%

Fuente: SENER con información de CRE, CENACE, CFE.

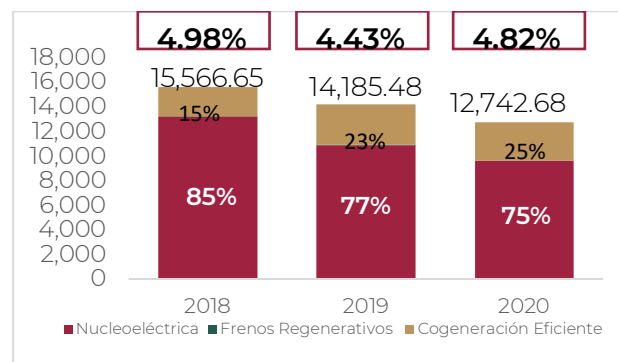
1 A octubre de 2020.

10.2.1.2 Generación Neta de Energías Limpia no Renovables

Dentro de esta categoría se incluye la generación nuclear, cogeneración eficiente y el monto de frenos regenerativos. En este punto es importante señalar que hasta el Reporte de Avance de Energías Limpias al primer semestre de 2018³⁴, se reportaba el 100% de la generación eléctrica de los cogeneradores como energía limpia. Sin embargo, a partir de las mesas de trabajo con los distintos participantes del sector eléctrico, se acordó reportar para el rubro de Cogeneración eficiente, sólo el porcentaje acreditado por la CRE como libre de combustible fósil.

En el año 2018, la generación eléctrica limpia no renovable fue de 15,566.65 GWh es decir representó el 4.98% de la generación neta total; en 2019, dicha generación representó el 4.43% pues se generaron 14,185.48 GWh. A octubre de 2020 la generación fue de 12,742.68 GWh, es decir el 4.82% de total de la generación neta del país.

Gráfico 6. Generación y porcentaje de Energía Limpia no renovable por tecnología 2018-2020¹ (Porcentaje)



Fuente: SENER con información de CRE, CENACE, CFE.

1 A octubre de 2020.

³⁴ SENER, 2018. Reporte de Avance de Energías Limpias.

Primer Semestre 2018. En línea:

[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/418391/](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/418391/RAEL_Primer_Semestre_2018.pdf)

RAEL_Primer_Semestre_2018.pdf

Como se observa en la tabla 5, la energía limpia no renovable se integra por la generación nuclear misma que representa cerca del 80%, seguido de la cogeneración eficiente con el 20% y apenas el 0.016% en promedio es representado por la generación a partir de frenos regenerativos.

Respecto a la generación nucleoelectrónica a octubre de 2020 se generaron 9,603.90 GWh, es decir el 3.63% de la generación neta total. En el año 2019 la generación a partir de dicha tecnología representó 3.4% (13,200.33 GWh) y en 2018 representó el 4.2% (10,880.73 GWh) de la generación neta total. Ver tabla 5.

Tal como se señaló al inicio de esta sección para la presentación de la cogeneración eficiente se acordó reportar la proporción acreditado por la CRE como libre de combustible fósil. A partir de ello se observa

en la tabla 5, el monto acreditado como cogeneración eficiente libre de combustibles fósiles es de 2,362.99 GWh, en 2018; 3,301.15 GWh en el año 2019 y finalmente a octubre de 2020, observamos que el monto acreditado fue de 3,138.77 GWh. En términos del porcentaje respecto al total de generación, la cogeneración eficiente, libre de combustibles fósiles representó el 0.8% en 2018, el 1.03% en 2019 y el 1.19% a octubre de 2020.

Finalmente, el presente reporte desagrega la generación cinética proveniente de los frenos regenerativos. Dicha tecnología generó, 3.6 GWh en 2018 y 2019, respectivamente; y octubre 2020, dicha tecnología no había reportado generación. Ver tabla-5.

Tabla 5. Generación Neta Limpia no Renovable por tipo de tecnología 2018-2020 (GWh) y Porcentaje respecto a la generación total

Tecnología/fuente de energía	2018	2019	2020 ^{1/}
Nucleoelectrónica	13,200.33	10,880.73	9,603.90
% respecto a la generación neta	4.2%	3.4%	3.6%
Frenos regenerativos	3.60	3.60	0.00
Cogeneración eficiente ^{2/}	2,362.99	3,301.15	3,138.77
% respecto a la generación neta	0.8%	1.0%	1.19%
Limpias no renovables	15,566.92	14,185.48	12,742.68
% de energías limpias no renovables respecto a la generación neta total	4.98%	4.43%	4.82%

^{1/} Generación neta de la CFE y el resto de los permisionarios, enero-octubre 2020

^{2/} Se considera el porcentaje de energías libres de energías fósil acreditado por unidades de verificación y registradas por la CRE. Incluye Abasto Aislado

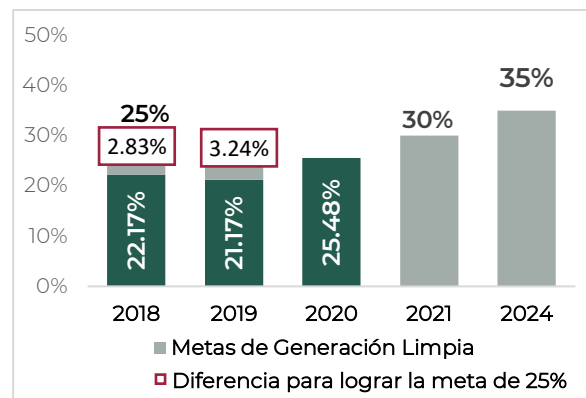
10.3 AVANCE EN LAS METAS DE GENERACIÓN NETA DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON ENERGÍAS LIMPIAS EN MÉXICO

El Gobierno de México trabaja en el cumplimiento de los compromisos internacionales en materia de reducción de emisiones y de generación de energía eléctrica con fuentes limpias.

El Reporte de Avance de Energías Limpias 2020 permite dar cuenta de la generación eléctrica con tecnologías limpias en el año 2018, 2019 y a octubre de 2020.

A partir de la información reportada en el RAEL 2020, se observan avances respecto a las metas establecidas en la Ley de Transición Energética. Si bien la meta de generar energía eléctrica en 25% con tecnologías limpias estaba contemplada para el año 2018, gracias al compromiso de la actual administración con el medio ambiente, la salud y el bienestar de la población es que a octubre de 2020 se logró cumplir y rebasar dicha meta, al generar el 25.48% con energía limpia. Como se observa en el gráfico 7, en 2018 hubo una diferencia del 2.8% respecto de las metas de generación y la generación limpia producida; de igual manera se observa en el año 2019, una diferencia de 3.24% (Ver Gráfico 7).

Gráfico 7. Avance en las metas de generación eléctrica con tecnologías limpias 2018-2024. (Porcentaje)



Fuente: SENER con información de CRE, CENACE, CFE. 1 A octubre de 2020.

La política de Transición Energética Soberana, avanzar en la línea de cambio serio en la matriz energética, con acciones en materia de generación de energías limpias y renovables que permitirán abastecer a todos los sectores sociales y productivos a precios competitivos, con calidad y eficiencia, con producción nacional, a la par que se incrementa la seguridad y diversificación energética, el ahorro de energía y la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero.



Nucleoeléctrica. Central Nucleoeléctrica "Laguna Verde", Alto Lucero, Veracruz.

10.4 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA GENERACIÓN NETA (GWh)

Tecnología/fuente de energía		2018	2019	2020 ^{1/}
Hidroeléctrica	Hidroeléctrica de Embalse Mayor	26,442.52	18,299.80	18,523.98
	Hidroeléctrica Menor	5,804.83	5,310.65	4,659.87
Hidroeléctrica total		32,247.35	23,610.44	23,183.85
Geotermoeléctrica		5,064.66	5,060.66	3,880.98
Eoloeléctrica		12,435.25	16,726.91	15,549.27
Fotovoltaica total		2,193.56	8,399.47	11,360.01
Fotovoltaica^{2/}		2,177.72	8,398.02	11,360.01
Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO)^{3/}		15.84	1.45	
Bioenergía ^{4/}	Bagazo de Caña	1,537.29	1,413.51	551.75
	Biogás	124.75	132.59	80.25
	Relleno Sanitario	83.4	91.2	63.23
	Licor Negro	71.44	38.05	13.48
	Biomasa	0.04	0.04	0
Bioenergía		1,816.92	1,675.39	708.71
Total Renovables		53,757.73	55,472.87	54,682.83
Nucleoeléctrica		13,200.33	10,880.73	9,603.90
Frenos Regenerativos		3.6	3.6	0
Cogeneración Eficiente^{5/}		2,362.99	3,301.15	3,138.77
Limpias no renovables		15,566.92	14,185.48	12,742.68
LIMPIAS		69,324.65	69,658.35	67,425.50
Porcentaje		22.20%	21.80%	25.50%
Ciclo combinado^{6/}		158,078.80	168,522.58	150,538.67
Térmica convencional^{7/}		39,328.46	38,008.88	19,195.31
Turbogás^{8/}		4,352.28	5,804.36	2,652.52
Combustión interna		2,297.65	3,298.08	2,285.05
Carboeléctrica		27,346.98	21,611.02	10,742.04
Cogeneración^{9/}		12,010.51	13,152.87	11,768.48
CONVENCIONAL		243,414.67	250,397.79	197,182.07
Porcentaje		77.83%	78.24%	74.52%
TOTAL		312,739.32	320,056.14	264,607.57

1/ Generación neta de la CFE y el resto de los permisionarios, enero-octubre 2020

2/ Incluye Cerro Prieto el monto correspondiente a Fotovoltaico

3/ Incluye Sistemas Fotovoltaicos Interconectados financiados por el Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO)

4/ Incluye abasto aislado

5/ Incluye tecnologías tales como Ciclo combinado, Combustión interna, Térmica Convencional, Turbogás, así como abasto aislado

6/ Incluye Agua Prieta II, lo correspondiente a Ciclo Combinado

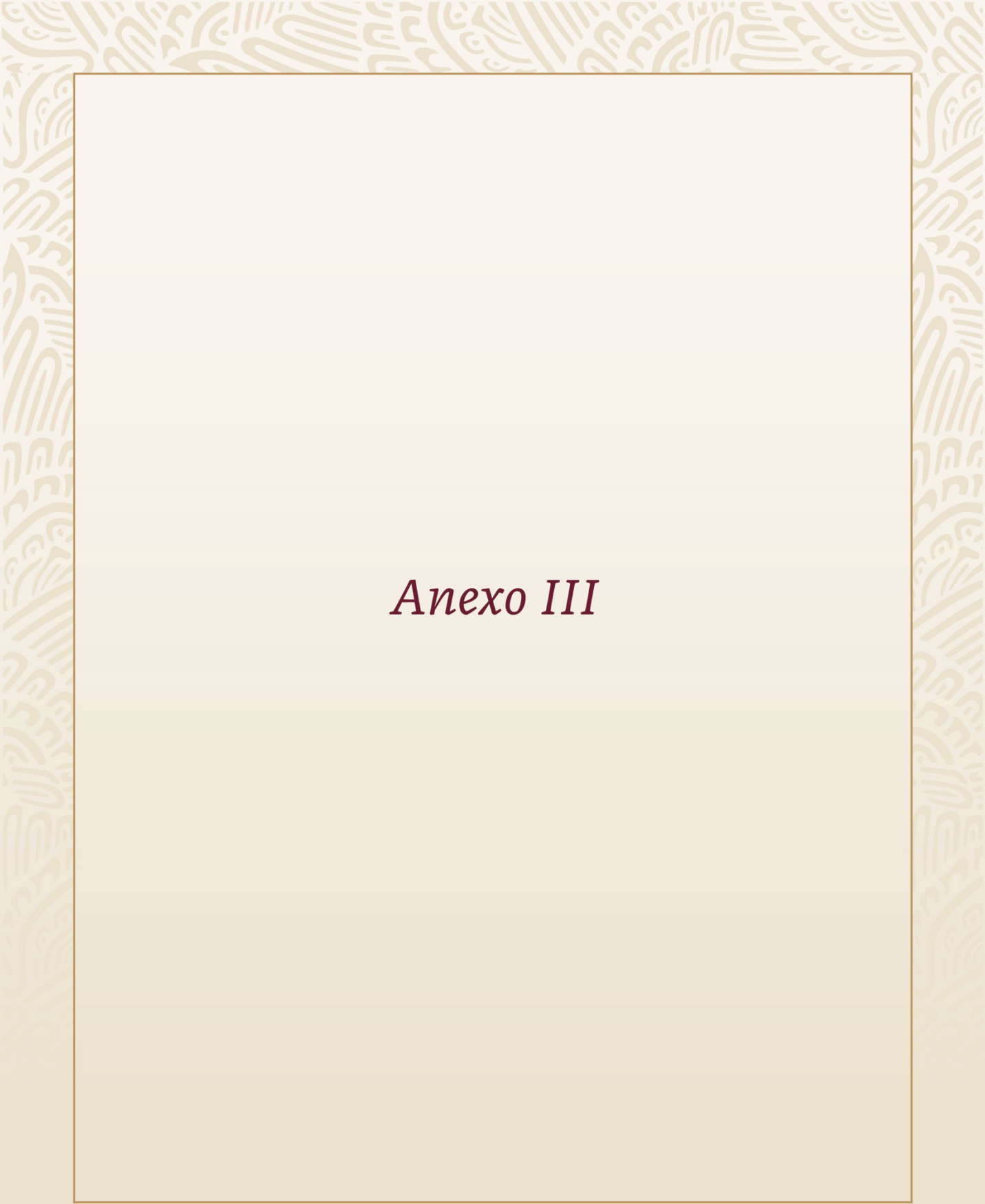
7/ Incluye Lecho Fluidizado y abasto aislado

8/ Incluye unidades móviles y abasto aislado

9/ Incluye tecnologías tales como Ciclo combinado, Combustión interna, Turbogás, así como abasto aislado.



Hidroeléctrica. "Presa Leonardo Rodríguez Alcaine", Río Grande Santiago, Nayarit.



Anexo III



Ciclo combinado, Agua Prieta, Sonora. **Nucleoeléctrica**, Central Laguna Verde, Alto Lucero, Veracruz. **Eólica**, Asunción Ixtaltepec, Oaxaca. **Hidroeléctrica**, Tuxtla Gutiérrez, Chiapas. Comisión Federal de Electricidad.

11. Reporte Anual de Potencial de Mitigación de GEI del Sector Eléctrico (RAP)

Cumpliendo con lo dispuesto en el artículo 14 fracción IX de la Ley de Transición Energética, la Secretaría de Energía presenta el tercer Reporte Anual del Potencial de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero (GEI) del sector eléctrico.

El compromiso de México ante la acción global contra el cambio climático implica la mitigación de emisiones de GEI y el participar en acuerdos internacionales; dichas acciones son claves para lograr las metas de desarrollo sostenible y para mantener el aumento de la temperatura media global por debajo de los 2 C.

Emisiones del Sector Generación de Energía

Las emisiones del sector de generación de energía eléctrica se encuentran contabilizadas en el Inventario Nacional de Emisiones de Gases y

Compuestos de Efecto Invernadero³⁵ (INEGyCEI) elaborado por el Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC) en el 2015, en el cual se estiman las emisiones antropogénicas de gases y compuestos de efecto invernadero y la respectiva absorción por los sumideros de carbono. En la categoría de energía, las emisiones son estimadas considerando la quema de combustibles fósiles, emisiones fugitivas asociadas al sector petróleo y gas, así como las emisiones durante la generación de electricidad.

De acuerdo con el INEGYCEI 2018, el total de emisiones del sector energía fue de 475 MtCO₂e, habiendo una reducción de emisiones respecto al INEGYCEI 2015 de 22 MtCO₂e. En la Fig. 1 se observan las emisiones generadas por el sector Energía, en donde el subsector Industrias de la energía incluye las emisiones generadas por las actividades cuya principal producción es electricidad y calor, refinación del petróleo y manufactura de combustibles sólidos utilizados en la generación de electricidad.

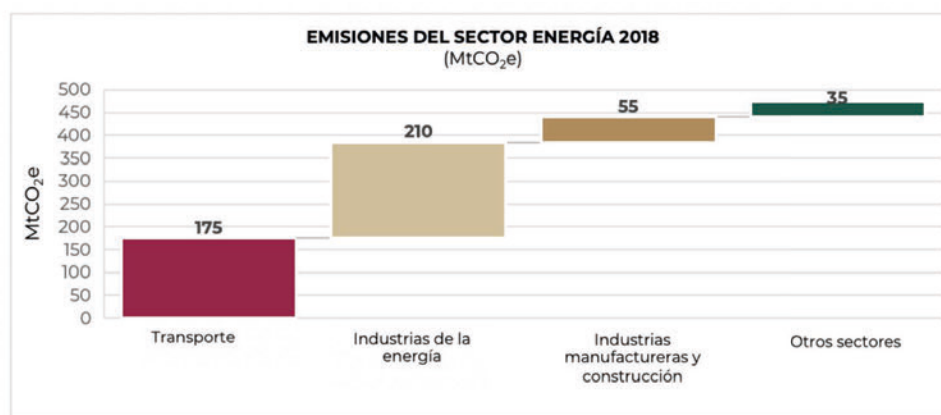


Figura 1. Fuente: SENER con datos del INEGyCEI 2018³⁶

³⁵ Sexta Comunicación Nacional y Segundo Informe Bienal de Actualización ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático INECC, 2018

³⁶ INECC (2020). INEGYCEI 2018 información en: <https://datos.gob.mx/busca/dataset/inventario-nacional-de-emisiones-de-gases-y-compuestos-de-efecto-invernadero-inegycei>

Alcances y limitaciones

El objetivo del RAP consiste en documentar el potencial de mitigación de gases de efecto invernadero en el sector eléctrico basándose en las proyecciones a 15 años presentadas en el actual PRODESEN. De dicha forma, se puede determinar el nivel de alineación entre el potencial de GEI mitigados con los compromisos internacionales y nacionales que el país cuenta en este ámbito.

Las proyecciones usadas para el RAP están asociadas al escenario de evolución de la matriz de generación eléctrica presentada en el capítulo 6 del PRODESEN “Demanda y consumo 2020-2034”, donde no se contempla autoabasto por lo que habrá una diferencia entre lo que se contabiliza en el INEGYCEI, de la misma manera, dichas proyecciones cada año son actualizadas por lo que puede haber diferencias entre el RAP anterior y el presente.

Compromisos de mitigación de GEI en el sector eléctrico

³⁷. Es importante mencionar que cada sector tiene una meta de reducción que abona a la meta final de 22% lo cual se muestra en la Fig. 2. Para lograr la mitigación requerida, se contemplan cuatro medidas a alcanzar: 35% de energía limpia en el año

México reconoce que el cambio climático es un problema que se debe afrontar indiscutiblemente con acciones por el bien de la humanidad, por lo que ha suscrito compromisos tanto internacionales como nacionales para avanzar en la lucha contra el cambio climático.

Compromisos internacionales: Acuerdo de París (Contribuciones Nacionalmente Determinadas)

México se unió al Acuerdo de París el 22 de abril de 2016, por lo que sus contribuciones nacionalmente determinadas se encuentran alineadas a los objetivos planteados en instrumentos nacionales como lo son la LGCC y la LTE. Las CND consideran metas de adaptación y mitigación, las cuales forman parte de la legislación mexicana, por lo cual resultan de observancia obligatoria. En este sentido el compromiso adquirido por el país en materia de reducción de emisiones no condicionadas el alcanzar el 22 % de reducción de emisiones de GEI al año 2030 con referencia a la línea base (BAU) 2013

2024 y el 43% al 2030, modernizar la planta de generación, reducción de pérdidas técnicas en la red y la sustitución de combustibles pesados por gas natural³⁸.



Fotovoltaica. Parque Solar Villahermosa, Tabasco. | Comisión Federal de Electricidad.

³⁷ Costos de las Contribuciones Nacionalmente Determinadas de México. Medidas Sectoriales No Condicionadas. Informe final. Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC), 2018. México.

³⁸ Costos de las Contribuciones Nacionalmente Determinadas de México. Medidas Sectoriales No Condicionadas. Informe final. Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC), 2018. México.

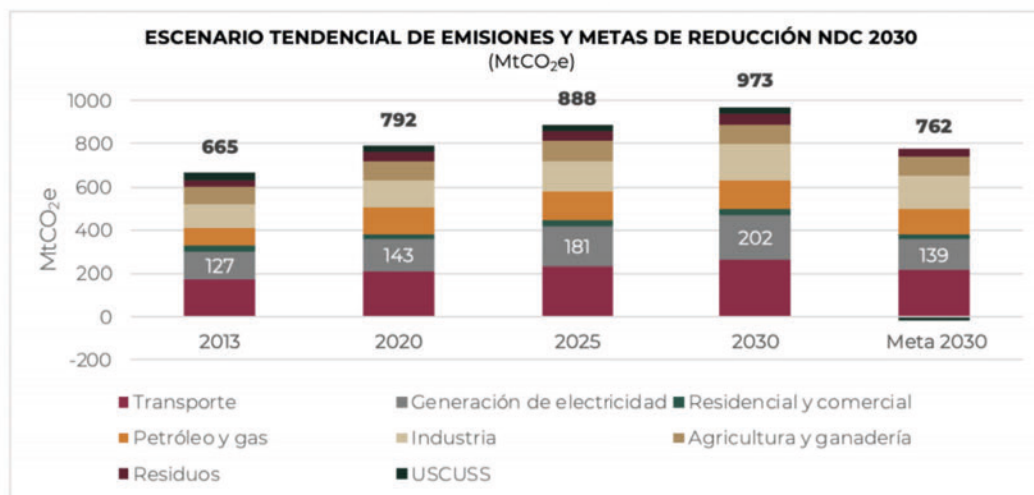


Figura 2. Escenario tendencial de emisiones y metas de reducción NDC al 2030.
Fuente: SENER con información de INECC 2015.

Compromisos Nacionales: Ley General y de Cambio Climático y Ley de Transición Energética

El marco normativo mexicano en el que se establecen las metas tanto de mitigación de gases y compuestos de efecto invernadero, así como el aumento en el porcentaje de energías limpias dentro de la matriz de generación eléctrica son los siguientes:

- Ley General de Cambio Climático (LGCC) es el instrumento principal de política del país ante el Cambio Climático donde se establecen los objetivos de energías limpias, así como las bases para lograr los compromisos adoptados en el Acuerdo de París. La LGCC establece el objetivo de alcanzar por lo menos al año 2024 el 35% de la generación de energía eléctrica a partir de fuentes limpias³⁹.
- Ley de Transición Energética (LTE) indica en el artículo 4 que a través de las metas de energías

limpias y de eficiencia energética, es responsabilidad de la SENER el promover que los porcentajes establecidos para las energías limpias en la LGCC se cumplan para la generación de energía eléctrica. Incluye además en el Transitorio Tercero 2 nuevas metas los años 2018 y 2021⁴⁰.

Adicional, existen otros instrumentos como lo es la Estrategia Nacional de Cambio Climático y Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios los cuales establecen metas de participación de energía limpia alineados a la LTE.

Metodología

Escenario GEI PRODESEN 2020-2034

Para calcular las emisiones GEI 2020-2034, se utilizó el escenario asociado a la matriz de generación de electricidad presentada en el capítulo 6 "Demanda y Consumo 2020-2034" ilustrada en la Fig. 3. Dicho capítulo contiene el Programa Indicativo de

³⁹ Ley General de Cambio Climático, DOF (2018)
http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LGCC_130718.pdf

⁴⁰ Ley de Transición Energética, DOF (2015)
<http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LTE.pdf>

Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE), el cual establece de manera indicativa los requerimientos de capacidad de generación necesarios para satisfacer la demanda de energía eléctrica y cumplir con las Metas de Energías Limpias.

En relación con los factores de emisión, se usaron los factores enlistados en el COPAR 2020, el cual es emitido por la CFE, y cuenta con los factores de emisión por tipo de combustible y tipo de tecnología usados en las diferentes plantas generadoras de la CFE.

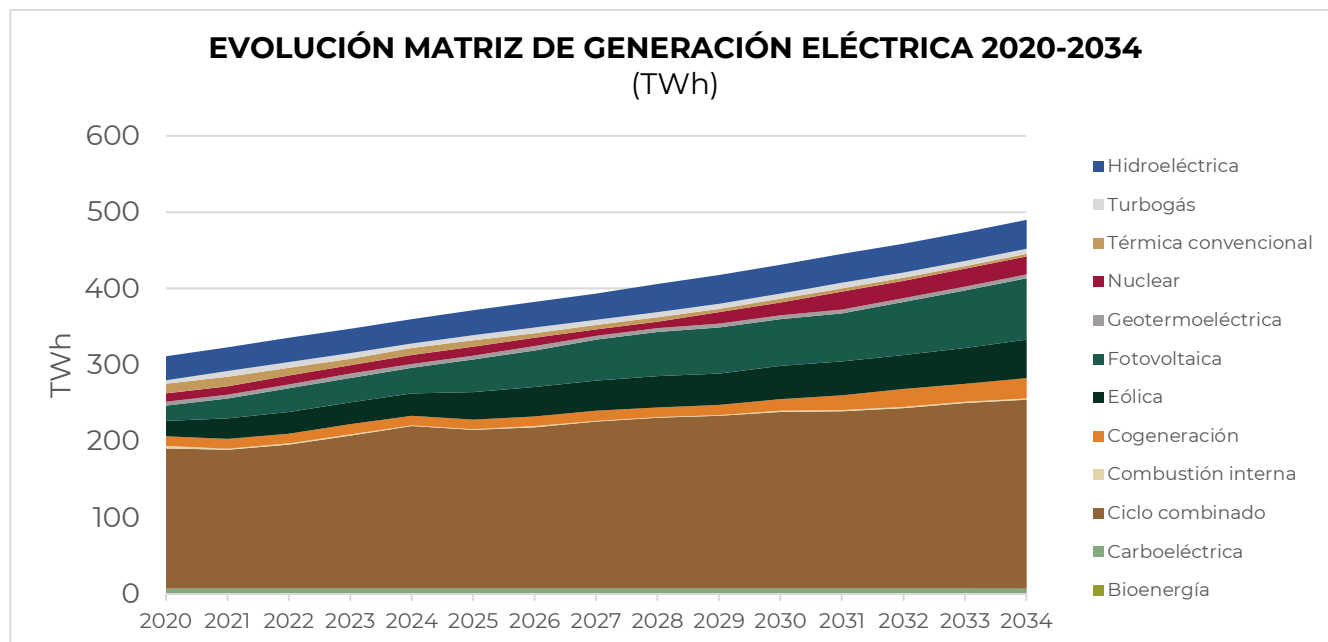


Figura 3. Matriz de generación eléctrica proyectada a quince años.

Fuente: SENER con información de CENACE 2020

Potencial de mitigación de GEI en el sector eléctrico

Las emisiones calculadas en este reporte se han realizado basándose en la generación bruta, la cual incluye en los cálculos a la generación distribuida. En los resultados se presentan las emisiones de gases de efecto invernadero proyectadas al año 2034 del Sistema Eléctrico Nacional, así como las emisiones evitadas al sustituir la tecnología de ciclo combinado por energías limpias, principalmente solar.

Resultados

Escenario PRODESEN 2020-2034

A continuación, se presenta la estimación de emisiones de CO₂e asociadas a la producción de energía eléctrica en el SEN. Dichas emisiones son asociadas a tecnologías de generación de electricidad que utilizan como principal insumo combustibles fósiles (Figura 4).

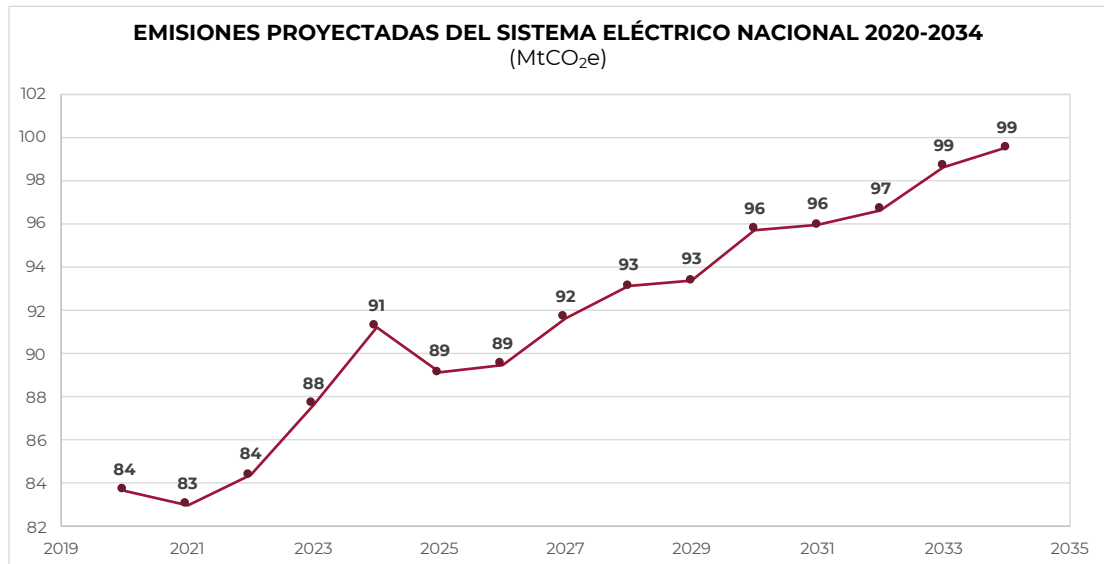


Figura 4. Emisiones de dióxido de carbono en Megatoneladas proyectadas al 2034.

Fuente: SENER con información de CENACE 2020.

En la Fig. 4 se pueden observar las emisiones proyectadas y la tendencia en los próximos 4 años para alcanzar 91 MtCO₂e en el 2024. Posteriormente se reducirían las emisiones hasta llegar a 89 MtCO₂e en el 2026 para después continuar en aumento hasta el 2034 en donde se alcanzarían las 99 MtCO₂e, lo cual se encuentra por debajo de los 139 MtCO₂e que se establecieron como límite máximo de emisiones de GEI en las Contribuciones Nacionalmente Determinadas que México suscribió.

Por otra parte, las emisiones evitadas del SEN fueron calculadas considerando el total de energía limpia producida (TWh) y comparándolo con un escenario en donde dicha generación proviene de tecnologías convencionales que utilizan combustibles fósiles⁴¹.

Como se puede apreciar en la gráfica, las emisiones evitadas presentan una tendencia creciente, dado que su aumento es proporcional al incremento de participación de energía limpia en el SEN.



Eólica. Generadores eólicos. | Comisión Federal de Electricidad.

⁴¹ Se utilizó como referencia las emisiones asociadas a las centrales de ciclo combinado con gas.

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

Tabla 1. Evolución de la matriz de electricidad 2020-2034 por tipo de generación.

Fuente: SENER con información de CENACE

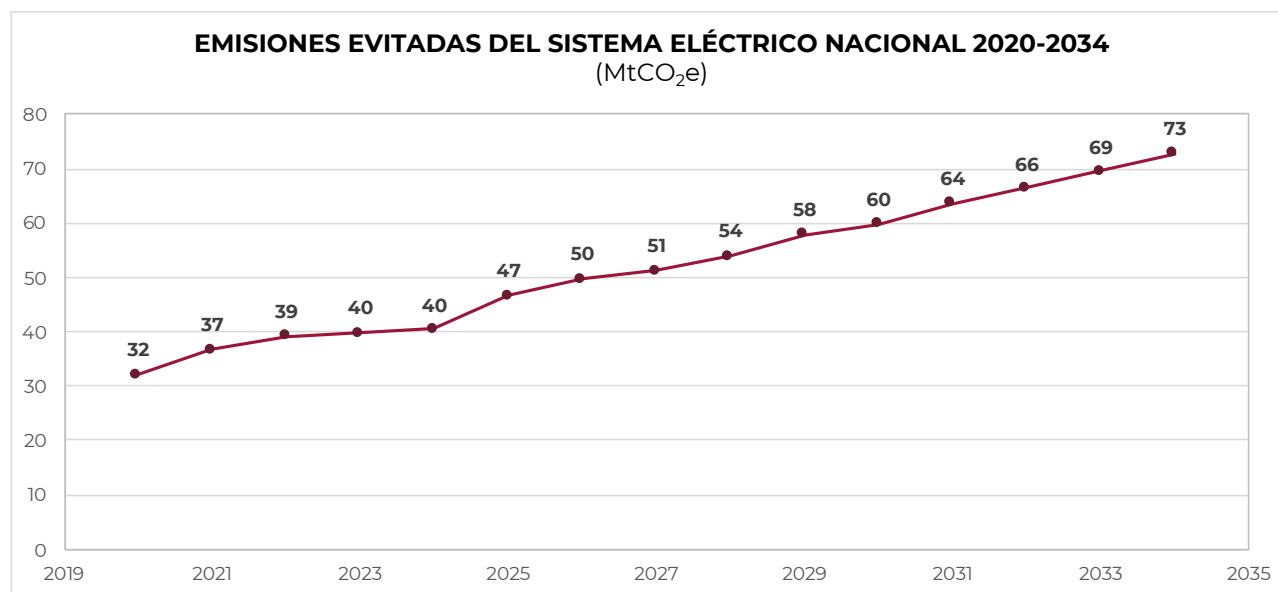


Figura 5. Emisiones evitadas del SEN al generar energía eléctrica.

Fuente: SENER con información de CENACE 2020.

Conclusiones

Basado en las estimaciones que se presentan en este Reporte bajo el escenario PRODESEN 2020-2034, se puede concluir que el potencial de emisiones evitadas será de 780 millones de toneladas de CO₂e durante el periodo de 15 años.

Es importante señalar que el escenario PRODESEN 2020-2034 no considera auto abastecedores y abasto aislados por lo que es importante aclarar que, al realizar las estimaciones de emisiones evitadas considerando energías limpias utilizadas en el autoconsumo y en pequeña escala, los valores aquí presentados variarían considerablemente.

Finalmente, la proyección de emisiones GEI es un escenario asociado al ejercicio de planeación del SEN propuesto por PRODESEN 2020-2034, el cual es de carácter enunciativo más no limitativo. Es importante mencionar que el cambiar la matriz de generación eléctrica, implicaría un aumento o reducción de las emisiones dependiendo de la participación de tecnologías convencionales.



Geotermia. Central Geotérmica “Los Humeros”, Puebla. | Comisión Federal de Electricidad.



GOBIERNO DE MÉXICO



SECRETARÍA DE ENERGÍA

Insurgentes Sur 890, Del Valle,
Benito Juárez, CP 03100, CDMX



@SENER_mx



sener.mx



sener_mx

gob.mx/sener