



SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA



PRODESEN 2019-2033

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

ÍNDICE

1	I. Introducción
3	II. Marco constitucional
9	III. Resultados de la Reforma Energética en materia de electricidad
14	IV. Nueva política energética en materia de electricidad
14	IV.1 Principios
15	IV.2 Política de Estado para el desarrollo de capacidades científicas, tecnológicas e industriales del sector energético
16	IV.3 Política de transición energética
21	V. Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional
21	V.1 Conformación actual del Sistema Eléctrico
21	V.2 Producción de energía en el Sistema Eléctrico Nacional
28	V.3 Capacidad de transmisión y transformación en el Sistema Eléctrico Nacional
30	V.4 Principales enlaces internacionales
32	VI. Demanda y consumo 2019-2033
33	VI.1 Industria eléctrica
33	VI.2 Consumo bruto 2018
34	VI.2.1 Consumo final y usuarios 2018
35	VI.2.2 Eficiencia energética
35	VI.2.3 Movilidad y transporte eléctrico
36	VI.2.4 Generación distribuida
37	VI.3 Demanda máxima 2018
38	VI.3.1 Demanda máxima integrada e instantánea del Sistema Eléctrico Nacional 2018
39	VI.4 Entorno económico 2018
40	VI.5 Pronóstico de demanda y de consumo 2019- 2033
40	VI.6 Escenario macroeconómico 2019- 2033.
41	VI.7 Consumo bruto 2019- 2033
42	VI.7.1 Consumo final
42	VI.7.2 Eficiencia energética y movilidad eléctrica 2019- 2033.
54	VI.8 Demanda máxima 2019- 2033.
45	VII. Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE)
45	VII.1 Programa de centrales eléctricas para el fortalecimiento de las empresas productivas del Estado
46	VII.2 Programa indicativo de incorporación de centrales eléctricas.
56	VII.3 Evolución de precios de combustibles
57	VII.4 Margen de reserva
59	VII.5 Emisiones



61	VIII. Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Trasmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista
61	VIII.1 Objetivos de los proyectos de Ampliación y Modernización
61	VIII.2 Proceso de Ampliación de la Red Nacional de Trasmisión y las Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista
63	VIII.3 Proceso de Modernización de la Red Nacional de Trasmisión y las Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista
64	VIII.4 Propuesta de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Trasmisión y las Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista
104	VIII.5 Proyectos en estudio en la Red Nacional de Trasmisión
108	IX. Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución no correspondientes al Mercado Eléctrico Mayorista
109	IX.1 Satisfacer la demanda de energía eléctrica en las redes generales de distribución
111	X.2 Incrementar la eficiencia en la distribución de la energía eléctrica
113	IX.3 Incrementar la Calidad, Confiabilidad y seguridad en las Redes Generales de Distribución y en el suministro eléctrico
114	IX.4 Cumplir con los requisitos del Mercado Eléctrico Mayorista para las Redes Generales de Distribución
115	IX.5 Transitar hacia una Red Eléctrica Inteligente (REI)
120	ANEXOS

SENER

SECRETARÍA DE ENERGÍA



I. Introducción.

PRODESEN 2019-2033

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

I. INTRODUCCIÓN

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.

El presente PRODESEN constituye la ruta a seguir dentro de la política energética nacional.

El presente instrumento de política pública toma en cuenta las siguientes acciones:

Principios y acciones prioritarias que guían el PRODESEN 2019-2033.

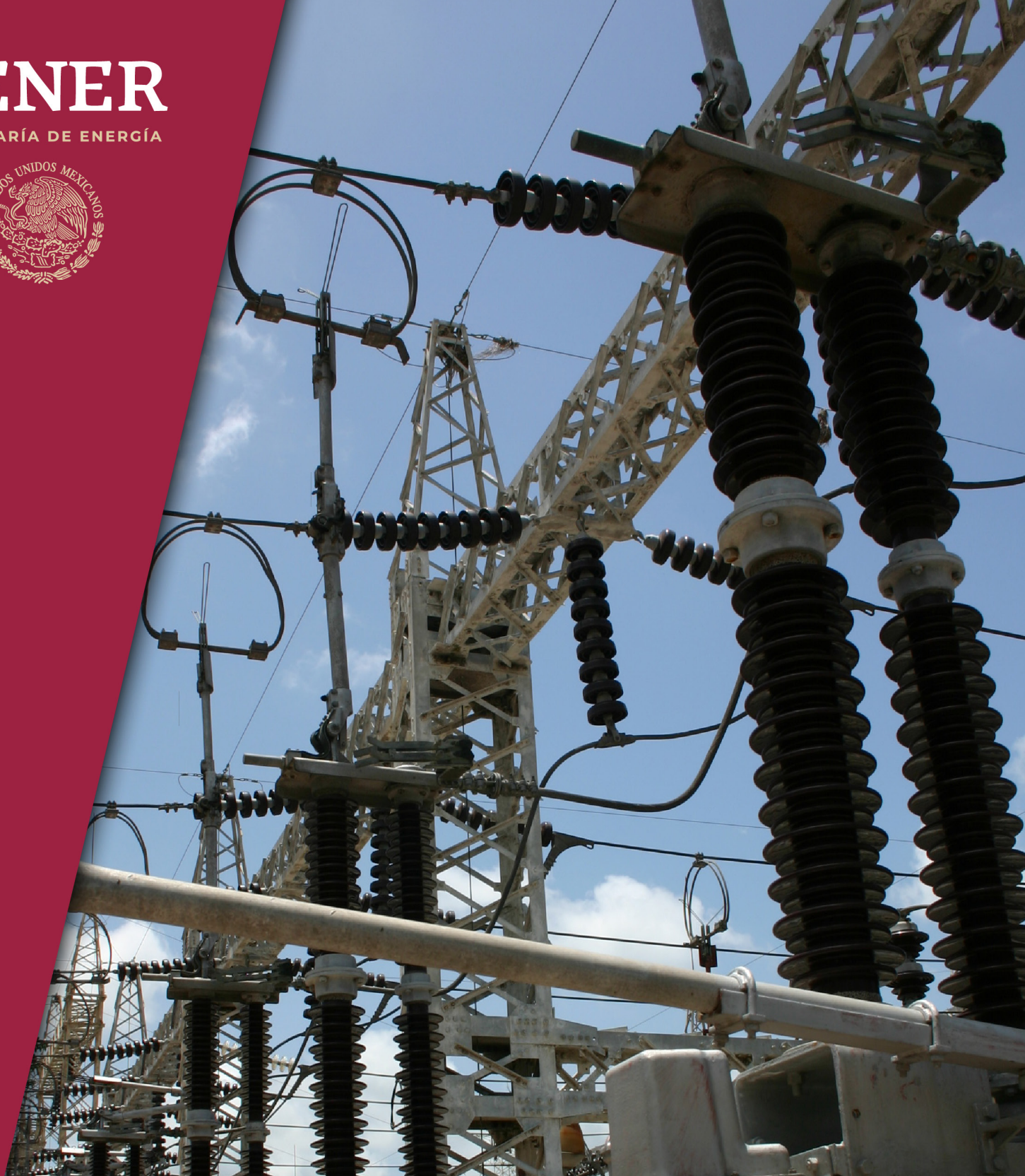
1. Soberanía, seguridad energética nacional y sostenibilidad.
2. La Secretaría de Energía (SENER) realizará la planeación del Sistema Eléctrico Nacional y la Elaboración del PRODESEN 2019-2033, como lo marca la ley, cuidando en todo momento el adecuado balance energético para abastecer el territorio nacional.
3. La SENER dirige la planeación del Sistema Eléctrico Nacional, integrando la generación, transmisión, distribución, comercialización y transición energética, conforme a los requerimientos del desarrollo nacional.
4. Garantizar el suministro de energía eléctrica conforme al crecimiento económico del país en condiciones de calidad y mejor precio para el consumidor.
5. Se considera aplicar para la empresa productiva del Estado (Comisión Federal de Electricidad) todas las regulaciones que aplican a los productores privados, para asegurar una competencia, equidad e igualdad de condiciones.
6. Es necesario la recuperación de las capacidades en materia de transmisión y distribución de electricidad.
7. Considerando que la electricidad es una necesidad básica, las empresas productivas del Estado son consideradas como empresas de servicio público.
8. Asegurar la rentabilidad y retorno del capital en las inversiones que se realicen en las empresas participantes en el mercado eléctrico.
9. Establecer la transparencia y las mejores prácticas industriales, para todos los participantes en el Sistema Eléctrico Nacional.
10. Aumentar la generación eléctrica con energías limpias y renovables, y cumplir con los compromisos internacionales en relación al cambio climático y reducción de emisiones.
11. La electricidad es un servicio público necesario, que debe de cumplir con los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema eléctrico.
12. La coordinación entre la SENER y la Comisión Reguladora de Energía deberá incorporar en sus lineamientos para autorizaciones y permisos, los criterios que se marcan con base en la política energética establecida.
13. Establecer un equilibrio responsable en las tarifas eléctricas en relación con los costos, tanto del porteo (transmisión-distribución), como del respaldo de generación; así como de los precios de los combustibles. Coordinar el diseño de metodologías y tarifas eléctricas, que permitan la rentabilidad y desarrollo sostenible de la industria eléctrica en su conjunto; así como de un servicio eléctrico de calidad y precio adecuado para los usuarios; y competitivo para la economía nacional.
14. Hacer uso óptimo de la infraestructura de generación de la empresa productiva del estado, especialmente para abastecer al Suministro Básico.
15. El Distribuidor garantizará el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a las Redes

Generales de Distribución (RGD) dentro de los límites actuales de capacidad de alojamiento, determinados para los circuitos de distribución de media tensión y redes de distribución de baja tensión.

16. Considerar que los refuerzos a las RGD necesarios para la interconexión de Centrales Eléctricas de generación distribuida, cuya capacidad de alojamiento máximo exceda sus límites sean con cargo del solicitante.
17. Garantizar el acceso al servicio eléctrico universal, eficiente, de calidad y confiable a todos los mexicanos.
18. Hacer 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, para con ello promover la generación y uso de Energías Limpias, que contribuyan a la reducción de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y la recuperación de los sistemas ecológicos.
19. Producción nacional de ciencia, tecnología, ingeniería e industrias nacionales de equipos y bienes de capital, así como aprovechar la transferencia tecnológica que llegue al país.
20. Se proyecta una planeación en la demanda de electricidad y su complemento de generación fotovoltaica distribuida que requerirá en un futuro la carga de baterías de vehículos eléctricos en nuestro país, para el mediano y largo plazo.
21. De acuerdo a la Ley de Transición Energética es necesario reconocer a la empresa productiva del Estado su contribución a la generación nacional de electricidad con Energías Limpias, para que apliquen los mismos criterios administrativos y financieros que los demás productores privados.
22. Se respetará la condición de equidad y competencia justa entre las empresas privadas y las Empresas productivas del Estado en la participación del mercado eléctrico.
23. Con base en la autonomía e independencia de cada empresa participante en el mercado eléctrico, se modifica la normatividad que sujeta al subsidio o cargo de costos sobre las empresas productivas del Estado a otros participantes del Sistema Eléctrico Nacional.
24. La generación renovable intermitente deberá cumplir con el criterio de no afectación a la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, tanto a nivel nacional como regional.

SENER

SECRETARÍA DE ENERGÍA



II. Marco Constitucional y Legal.

PRODESEN 2019-2033

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

II. MARCO CONSTITUCIONAL Y LEGAL

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, procurando 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 Energías Limpias y considerar las necesidades de proyectos de inversión que los transportistas y distribuidores deben llevar a cabo.

Está sustentado 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

Dicho programa está alineado al Plan Nacional de Desarrollo (PND), a la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, al Programa Sectorial de Energía (PROSENER), al Programa Nacional de Infraestructura (PNI), al Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (PRONASE), y al Programa Especial de la Transición Energética (PETE), al Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas, al Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribu-

ción del Mercado Eléctrico Mayorista, al Programa de Expansión de la Red Nacional de Gasoductos y al Programa de Redes Eléctricas Inteligentes.

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 (PIIRCE).

El PIIRCE se desarrolla anualmente, en él se consideran los proyectos de Centrales Eléctricas que se incorporarían al Sistema Eléctrico Nacional en los próximos 15 años y 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 del 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 (PAMRNT) y de las Redes Generales de Distribución (PAMRGD).

Se elaboran anualmente, mediante los cuales se busca minimizar los costos de prestación del servicio, reduciendo los costos de congestión, incentivando 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 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 unánimemente 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 in-

dustrializados 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, así como 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.

SENER

SECRETARÍA DE ENERGÍA



III. Resultados de la Reforma Energética en Materia de Electricidad.

PRODESEN 2019-2033

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

III. RESULTADOS DE LA REFORMA ENERGÉTICA EN MATERIA DE ELECTRICIDAD.

Dentro de la Reforma Energética, en la Ley de la Industria Eléctrica se decretó que todos los permisos otorgados antes de la reforma deberán mantenerse incorporando así agentes privados en una forma inequitativa.

La ley además, obligó a la Empresa productiva del Estado (CFE) a crear una filial para hacer el trabajo operativo y administrativo a quienes son sus propios competidores dentro del mercado eléctrico, generando pérdidas por 7,820 millones de pesos tan solo en el 2018. Dichos contratos serán vigentes hasta 2039, que de continuar así, arrojarán pérdidas hasta por 160,000 millones de pesos.

Los nuevos permisos para generación eléctrica, fueron otorgados por la Comisión Reguladora de Energía.

Se autorizaron 1188 permisos para generadores privados, por un total de 84,491 MW, cantidad que incluye a los Productores Independientes de Energía; y 165 permisos por 45,558 MW para la Empresa productiva del Estado (CFE).

Bajo este esquema, están operando 303 centrales a las que se les ha autorizado autoabastecerse, y que despachan energía mediante contratos a 70,318 socios, bajo la figura de contratos de autoabastecimiento.

Se detectaron sociedades con un mínimo de capital (1 dólar), quiénes (generadores y socios) utilizan la infraestructura de transmisión y distribución de la CFE.

Al vencimiento de los contratos, estas centrales podrán instalarse en el mercado, después de haber sido subsidiadas prácticamente por la CFE.

Un ejemplo de empresa autoabastecedora sin consumo propio, con capacidad superior a 200 (MW), tiene más de 7,000 socios, de los cuales 80% son oficinas y comercios de grandes corporativos.

En este esquema de exenciones participa otra empresa con 14 centrales eléctricas, más de 1,700 mega Watts de potencia, que tiene 1,316 “socios” que dan servicio a grandes consumidores industriales, que pagan precios muy bajos de transmisión en todo el país.

En consecuencia, el universo de permisos, creó un desorden y desequilibrio sistémico para la planeación del Sistema Eléctrico Nacional, se desvinculó la demanda de la generación más cercana y eficiente y se subordinó la construcción de infraestructura de transmisión y distribución.

La participación de las empresas privadas en el Sistema Eléctrico Nacional, incluye a 255 autoabastecimientos, pequeña producción, exportación e importación; que generaron 45.8 (TW), que representa el 14% del consumo nacional.

Por lo que se refiere a los Productores Externos de Energía (PEE), introdujo a empresas privadas bajo el esquema de producción independiente, para su venta exclusiva a CFE. La Empresa productiva del Estado ha venido comprando electricidad a partir del año 2000, para ello, les ha facilitado la adquisición de terrenos, construcción de centrales, así como su interconexión a la red eléctrica, suministro y transporte de combustible, estudios técnicos de factibilidad, permisos y licencias, por lo que se convierten en proveedores constantes y soportados por la CFE.

Una vez que los PEE, que iniciaron su instalación en 1996, cumplan sus finiquitos de contrato, no pasarán a ser propiedad de CFE.

La reforma energética de 2013 estableció que dichos contratos deberán respetarse constituyéndose en contratos legados.

Actualmente existen 31 centrales con capacidad de 14,104 MW, que tienen asegurada su venta de electricidad a la CFE durante 25 años.

CFE dejó de construir centrales propias. Además ante cualquier evento de caso fortuito o fuerza mayor que impida a una de estas plantas PEE generar electricidad, se puede excusar del cumplimiento, pero continúa cobrando los cargos fijos. Asimismo CFE asume todos los riesgos y costos asociados. La

CFE está obligada por contrato a comprar, suministrar y transportar el gas a 13 centrales PEE, asumiendo todos los riesgos de operación y confiabilidad.

Además, con la actual legislación, estas centrales pueden incorporarse al Mercado Mayorista para generación privada.

1. Acciones equivocadas en la planeación integral del Sistema Eléctrico Nacional.

La separación institucional del proceso de planeación que establece la Ley, asignando responsabilidades a la Secretaría de Energía, CENACE y CFE Distribución, ocasionan que se pierda el análisis integral del sistema eléctrico y cancelan la posibilidad de diseñar la expansión óptima del sistema, con lo que no es posible garantizar los menores costos totales en el largo plazo, repercutiendo en altos costos del servicio eléctrico a la población y a las actividades económicas.

La Comisión Reguladora de Energía, otorgó permisos a Centrales Eléctricas, dando lugar a la necesidad de refuerzos de la Red Nacional de Transmisión, que requieren inversiones cuantiosas que rebasan la capacidad financiera de las empresas productivas del Estado.

Desde la promulgación de la Reforma Energética a la fecha, no se ha iniciado la construcción de un solo refuerzo de la Red Nacional de Transmisión al amparo de la LIE.

Además, se ha interconectado al sistema eléctrico una gran capacidad de Centrales Eléctricas renovables y convencionales, lo cual ha saturado la red eléctrica en algunas regiones del país, comprometiendo la Confiabilidad y seguridad del suministro del servicio eléctrico.

El proceso de planeación que establece la ley carece de criterios de utilidad y servicio público y pone en riesgo el suministro confiable de la electricidad.

2. Manejo del Mercado eléctrico

El Mercado Eléctrico Mayorista inició operaciones en enero de 2016. Sin embargo, aunque está toda-

vía en una etapa incipiente de implementación, se ha reflejado en algunos casos un desbalance energético.

A pesar de existir un número creciente de participantes privados, la CFE representa en el mercado, a través de sus Empresas Productivas Subsidiarias y Filiales, casi a la totalidad de la demanda y alrededor del 90% de la capacidad de generación del Sistema Eléctrico Nacional. Lo anterior incluye la representación en el Mercado por parte de CFE de las Centrales Externas Legadas y los Contratos de Interconexión Legados. Cabe hacer la aclaración, de que a la CFE le corresponde representar a los productores privados en el mercado eléctrico.

Las Empresas Productivas de la Comisión Federal de Electricidad no han participado en igualdad de condiciones que el resto de los Participantes del Mercado, lo que ha impactado de manera negativa sus finanzas. Entre las condiciones de inequidad, se mencionan a las siguientes:

- El costo de las reservas operativas y reservas de regulación secundaria asignadas en el Mercado, han sido pagadas casi en su totalidad por CFE Suministro Básico.
- Los servicios conexos regulados, como es el caso del servicio de condensador síncrono y arranque negro han sido proporcionados por las Centrales Eléctricas de la CFE; sin embargo, el costo de estos servicios no le han sido retribuidos.
- CFE, a través del Generador de Intermediación, absorbe el déficit que se tiene por los costos de transmisión, distribución y servicios conexos que no son cubiertos con las tarifas actuales de Porteo y Respaldo que se aplican fuera del Mercado a los Titulares de Contratos de Interconexión Legados.
- No se ha permitido que CFE Suministro Básico celebre contratos de cobertura eléctrica de manera directa, como el resto de los participantes.

3. Impacto negativo del sistema tarifario.

Para evaluar el impacto de las tarifas autorizadas por la CRE, se pueden considerar los siguientes resultados en el año 2018:

- Los costos totales reportados por el Mercado Eléctrico Mayorista, más los costos de la operación de los Servicios de Suministro Básico, fueron de 533,444 millones de pesos.
- Los ingresos por venta de energía para la CFE Suministro Básico, fueron por 390,039 millones de pesos.
- La transferencia de recursos considerados en el Presupuesto de Egresos de la Federación fue por un monto 81,405 millones de pesos de subsidio para el Suministro Básico.
- En consecuencia, la diferencia de 61,999 millones de pesos fue cubierta con cargo a las finanzas de CFE y sus empresas subsidiarias, provocando una grave afectación financiera y reduciendo su capacidad de inversión en la planta productiva.

El esquema tarifario de la CRE no reconoce el total de los costos de cada uno de los procesos de la CFE, ni las utilidades a las que por ley tiene derecho.

El caso más grave está en el costo de producción que reconoce la CRE para efecto de establecer las tarifas. De esta manera:

- Los costos totales reales de generación de las centrales de CFE con contratos legados en 2018, fueron de 358,872 millones de pesos.
- El costo reconocido por la CRE como costo total de generación, fue de 313,300 millones de pesos.
- La CRE fijó tarifas sobre la base de este costo de generación, que no corresponde al costo real total.

- En consecuencia, las tarifas establecidas, al no reconocer el costo total real, le provoca a la CFE una pérdida por un monto de 45,572 millones de pesos en un año.

En relación a las tarifas del servicio público de transmisión y distribución que estableció la CRE en 2016, no cubren sus costos reales.

A CFE Suministrador de Servicio Básico, le cobran la tarifa establecida por la CRE para los participantes del mercado; pero para el caso de los contratos legados, que son representados por la CFE, cobra este servicio a una tarifa de porteo mucho menor que la que paga en el mercado; por lo que esta diferencia es absorbida por la CFE y se convierte en un subsidio para las utilidades de los contratistas legados, lo que se estima en el orden de 7,000 millones de pesos anuales.

Desde el punto de vista de la sociedad y la economía, se puede observar que las tarifas eléctricas tuvieron un aumento importante a partir de 2017, con un incremento de 17.06% respecto a 2016; como se puede observar en la siguiente gráfica.

Cabe señalar que la tarifa que tuvo el mayor aumento de 2012 a 2018, fue la de servicios públicos (agua, alumbrado), con un incremento nominal de 68.24%, provocando impacto presupuestario en numerosos municipios.

La tarifa doméstica tuvo el menor aumento (3.8%) en el mismo periodo, con subsidios mayoritariamente.

Como se puede observar, las fluctuaciones de las tarifas no corresponden con la evolución de los precios de las energías primarias, ni con lo prometido por la reforma. Ello demuestra que las metodologías para establecer las tarifas por la CRE resultan inadecuadas.

Lo anterior indica un proceso desordenado de la reforma energética en materia de electricidad, toda vez, que la CFE quedó debilitada y los usuarios sufrieron un impacto en su economía familiar y comercial.

Precios medios por sector tarifario (\$/kWh)												
Sector tarifario	2012	2013	2014	2015	2016	2017	dic-17	2018	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19
Doméstico	1.19	1.16	1.20	1.20	1.19	1.19	1.31	1.23	1.38	1.39	1.35	1.33
Comercial	2.91	2.95	3.04	2.80	2.85	3.45	3.38	3.28	3.55	3.58	3.57	3.60
Servicios	2.08	2.26	2.36	2.52	2.66	2.84	2.80	3.50	3.68	3.79	3.73	3.74
Agrícola	0.59	0.54	0.49	0.56	0.59	0.61	0.59	0.57	0.60	0.59	0.58	0.58
Media Tensión	1.65	1.69	1.75	1.42	1.40	1.81	2.19	2.09	2.23	2.26	2.34	2.29
Alta Tensión	1.28	1.32	1.38	1.06	1.04	1.39	1.59	1.58	1.59	1.63	1.63	1.62
Total	1.50	1.53	1.58	1.39	1.39	1.65	1.88	1.79	1.94	1.95	1.95	1.91

FUENTE: NOTA: A partir de diciembre del 2017 entró en vigor el esquema tarifario derivado de la Reforma Energética.

4. Consecuencias para la CFE, derivadas del mandato de su estricta separación legal.

En el Décimo Transitorio del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de energía, a la Secretaría de Energía (SENER) se le confirió la atribución, en materia de electricidad, de establecer los términos de la estricta separación legal:

Los Términos para la Estricta Separación Legal de la Comisión Federal de Electricidad, fueron publicados el lunes 11 de enero de 2016 en el Diario Oficial de la Federación. Sin embargo durante el periodo de aplicación de dichos Términos, no se cumplió con el propósito fundamental de “fomentar la operación eficiente del sector eléctrico”, ni de participar “de forma competitiva en la industria energética”, como marca la Constitución, debido a que la reorganización llevada a cabo por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en Generación, con la creación de seis Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) y una Empresa Filial (EF), incrementaron costos y redujeron la eficiencia de gestión tanto operativa como administrativa de la CFE, ya que la organización y distribución de activos fue inadecuada, lo que afectó la viabilidad de las empresas subsidiarias y afectó gravemente las finanzas de la Empresa Productiva.

La reorganización de los activos en cinco de las EPS se enfocó en que el grupo de Centrales Eléctricas

asignadas a cada una de ellas no tuviera preponderancia regional y con ello alcanzar un equilibrio en resultados económicos conjuntos.

Como ejemplo de dicha reorganización se separaron centrales termoeléctricas, que se encuentran dentro de un mismo espacio físico; y de forma ineficiente, se separaron centrales hidroeléctricas como Angostura, Chicoasén, Malpaso y Peñitas, que se encuentran instaladas sobre el cauce del río Grijalva, al ser asignadas a subsidiarias distintas y separadas regionalmente, todo lo cual contradice de manera directa el mandato constitucional.

Lo anterior trajo como consecuencia una operación ineficiente, por las distancias y la pérdida de la especialización alcanzada en las subgerencias técnicas regionales, además de la complicación administrativa para la transferencia de refacciones y de personal especializado entre las EPS de Generación, lo que provocó gastos adicionales e innecesarios.

La disponibilidad de las Centrales Eléctricas de CFE pasó de 86.65% en 2015, a 76.89% en 2018, lo que obligó a despachar a centrales más costosas; por su parte, la eficiencia térmica neta pasó de 33.90% a 33.45% en este mismo periodo, lo que incrementa directamente el costo variable del kWh.

La Auditoría Superior de la Federación (ASF) señaló que 4 de las EPS de Generación no estuvieron en condiciones de ser rentables ni de generar valor económico y rentabilidad para el Estado, vulnerando lo dispuesto en el artículo 134 Constitucional.

También mencionó que la estrategia de administración del portafolio de centrales eléctricas de cada empresa no repercutió en la generación de energía al mejor costo, además, las estrategias de optimización de éstas no se sustentaron en la eficiencia para generar energía al menor costo. La ASF añadió que dos de las EPS tuvieron utilidades, pero su rentabilidad fue baja¹.

La forma como ha operado dicha separación legal en materia de eficiencia y de optimización en la adquisición de combustibles a menor costo no funcionaron satisfactoriamente, ya que los costos se incrementaron, lo que va en contra del espíritu del contrato de cobertura legado entre las Centrales Eléctricas de CFE y Suministro Básico que se plasmó en el Transitorio Décimo Noveno de la LIE.

5. Afectación operativa y daño financiero para la CFE.

La problemática en la operación financiera de la CFE, se ha presentado en diferentes frentes desde el no reconocimiento de costos reales, que la CFE se ha visto obligada a cubrir y que en realidad le corresponden a los participantes del Mercado, como es el caso de la regulación del sistema eléctrico, en el que toda la responsabilidad se asignó a las centrales de generación propiedad de la CFE.

La entrada del nuevo esquema tarifario en diciembre de 2017, significó una distorsión en la estructura tarifaria, la cual fue compensada con una significativa disminución de las tarifas e inclusive, se instruyó a la empresa de aplicar esos cargos tarifarios muy bajos de forma retroactiva. El resultado fue que durante el primer trimestre de 2018, CFE tuvo que recurrir a la contratación de líneas de crédito, para balancear su flujo de efectivo durante esos meses.

Otros efectos correspondieron a los generados por los Términos de Estricta Separación Legal, que originaron sobre costos principalmente relacionados con pago de impuestos y pérdidas en otras empresas de la cadena productiva. Además del pago de garantías innecesarias y operaciones entre empre-

sas que solo representaron el encarecimiento de los procesos.

Actualmente solo la CFE cubre todos los costos por desastres naturales; en tanto que los participantes privados del Mercado Eléctrico Mayorista están exentos.

Financiamiento en la inversión y contratación del servicio de transporte del gas natural.

Se construyó una red de gasoductos por inversionistas bajo un contrato de arrendamiento a un periodo de 25 años impactando financieramente la generación de electricidad con este combustible. Mientras que CFEnergía no puede aplicar tarifas con costos reales de combustible a los generadores privados.

Se ha incrementado la dependencia nacional por la importación de gas natural, combustible que contribuye mayormente a la generación de electricidad.

En materia de transporte de gas natural, CFE recibió contratos de servicios de transporte de gas asignados a diferentes empresas, con tarifas de costos fijos que implican el pago de más de 70,000 millones de dólares con término hacia el año 2043, cifra que no solo representa el pago de varias veces la inversión realmente erogada, sino altos costos de financiamiento con ganancias extraordinarias para los inversionistas, quienes conservarán la propiedad de los gasoductos.

En conclusión, la Reforma Energética en materia de electricidad tuvo como resultado principal, reducir las capacidades operativas, financieras, de inversión y de servicio de la Empresa productiva del Estado CFE, lo que demuestra el imperativo de su rescate, mediante una política energética fundada en el principio del interés general, público y nacional, que le permita participar en igualdad de condiciones en la industria eléctrica.

¹ "Desempeño de las empresas productivas subsidiarias de la Comisión Federal de Electricidad". Informe del Resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2017. Auditoría Superior de la Federación. Febrero de 2019. Visto en: https://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2017b/documentos/marco/Informe_oct2018_CP.pdf

SENER

SECRETARÍA DE ENERGÍA



IV. Nueva Política Energética en Materia de Electricidad.

PRODESEN 2019-2033

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

IV. NUEVA POLÍTICA ENERGÉTICA EN MATERIA DE ELECTRICIDAD

En su carácter de programa especial, el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) se encuentra alineado al Plan Nacional de Desarrollo 2019 – 2024, que fue propuesto por el Ejecutivo Federal.

En el marco del Sistema Nacional de Planeación, el Gobierno de la República y, por tanto, la Secretaría de Energía ya tienen una ruta marcada.

IV.1 Principios

Los principios que guían el PRODESEN, son los siguientes:

Producción de electricidad, abasto garantizado, soberanía, seguridad energética y sostenibilidad.

- La planeación del Sistema Eléctrico Nacional se realiza con la coordinación de la SENER; con el objeto de que la generación, transmisión, distribución, suministro básico y calificado, así como la política de transición energética, sea integral y asegure el suministro confiable de la electricidad, en términos de ley y bajo los criterios de utilidad y servicio público.
- Asegurar la rentabilidad y retorno del capital de las empresas productivas del Estado y empresas privadas en el mercado eléctrico. Y con ello contribuir para un servicio eléctrico con bajas tarifas para los usuarios.
- CFE Suministrador de Servicios Básicos podrá celebrar contratos de cobertura eléctrica en las mismas condiciones que el resto de los Participantes del Mercado.
- Reintegración y fortalecimiento operativo, financiero y tecnológico de las empresas productivas del Estado y apoyo a productores privados, para impulsar la seguridad energética y el desarrollo nacional, a fin de garantizar el acceso a la

energía eléctrica a todos los mexicanos a un precio justo y accesible.

- Bajo la estricta separación legal de la CFE en todas las dimensiones de la empresa productiva, sus subsidiarias y filiales, se van a resarcir las consecuencias negativas para obtener una mejor eficiencia, rentabilidad y crecimiento, así como para el Sistema Eléctrico Nacional.
- Implementar las mejores prácticas de transparencia y ética empresarial.
- Aumentar la generación eléctrica con energías limpias y renovables, y cumplir con los compromisos en relación al cambio climático y reducción de emisiones.
- En virtud de que la electricidad es un servicio público necesario, que debe de cumplir con los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional; todos los participantes en el mercado podrán participar de manera equitativa en el mercado eléctrico.
- Para mantener un balance energético, entre lo generado, lo transmitido, y lo distribuido, se evaluará cada permiso otorgado cuidando en todo momento que las capacidades de producción puedan ser distribuidas en forma organizada.
- La Comisión Reguladora de Energía en coordinación con SENER implementarán los lineamientos para las autorizaciones y permisos y los criterios correspondientes, para que éstos sean congruentes con la política energética nacional para asegurar eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.
- Buscar el equilibrio de las tarifas en relación a los costos, tanto del porteo (transmisión-distribución), como del respaldo de generación; así como de los precios de los combustibles que constituyen como materia prima.

- El Distribuidor garantizará la operación segura y eficiente de las redes eléctricas en los voltajes de igual o menor a 138 kV, asegurando que se realice en las mejores condiciones legales y económicas para mantener la rentabilidad de las empresas productivas del Estado y de las empresas privadas.
- Aprovechar las Centrales Eléctricas eficientes que están en proceso de puesta en servicio; así como programar la instalación de nuevas Centrales Eléctricas que puedan suministrar energía a partir de 2020.
- El Distribuidor garantizará el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio en las RGD a las Centrales Eléctricas y centros de carga, dentro de los límites actuales de capacidad de alojamiento determinados para los circuitos de distribución de media tensión y redes de distribución de baja tensión.
- Los refuerzos a las RGD necesarios para la interconexión de solicitudes de Centrales Eléctricas de generación distribuida cuya capacidad exceda los límites actuales de la capacidad de alojamiento máxima determinada por el Distribuidor, serán con cargo al solicitante, para lo cual se deberá revisar el manual de Interconexión de Centrales Eléctricas con capacidad menor a 500 kW y las Disposiciones Administrativas en esta materia.
- Garantizar el acceso al servicio eléctrico universal, eficiente, de calidad y confiable a todos los mexicanos.
- Uso racional y sostenible de todos los recursos energéticos y tecnologías disponibles, para el desarrollo nacional.
- Acelerar de manera ordenada la incorporación de energías renovables en la matriz energética nacional, asegurando que se mantenga la integridad, seguridad, rentabilidad y crecimiento de la red eléctrica, como infraestructura estratégica del estado.
- Impulsar y apoyar la ciencia, tecnología, ingeniería e industrias nacionales de equipos y bienes de capital, para que se refleje un crecimiento en el contenido nacional y obtengamos transferencia tecnológica.
- Establecer políticas generales en la generación y uso de la electricidad, que contribuyan a la reducción de las emisiones de GEI, la recuperación de los sistemas ecológicos y la generación eléctrica con Energías Limpias.
- Coordinar el diseño de metodologías y tarifas eléctricas que permitan la rentabilidad y desarrollo sostenible de la industria eléctrica en su conjunto.
- Promover el cambio tecnológico y cultural en la economía y la sociedad, para tener mayor eficiencia en el uso y destino final de la energía.
- Impulsar cambios tecnológicos y normativos que reduzcan los requerimientos energéticos que representan la mayor proporción de uso final de la energía, como la movilidad, industria, servicios, producción agropecuaria, iluminación, entre otros.
- Promover el máximo aprovechamiento de las capacidades y potencialidades de las energías renovables por los particulares, según las condiciones y posibilidades de cada una de las regiones del país, en el marco de la política energética nacional.
- Reconocer justamente a la CFE su contribución a la generación nacional de electricidad a través de su producción con Energías Limpias.

IV.2 Desarrollo de capacidades científicas, tecnológicas e industriales del sector energético

Una de las funciones del Estado en materia energética es promover un sistema energético que satisfaga las necesidades de energía de la sociedad; y al mismo tiempo que impulse el desarrollo científico,

tecnológico, de ingeniería e industrias de capital nacional, como base para el crecimiento económico de México.

La conceptualización y realización de una política de Estado en materia energética requiere lo siguiente:

- La conducción estratégica entre el sector público y privado que coordine las actividades públicas, privadas y sociales requeridas para realizar los objetivos nacionales, con un adecuado balance energético.
- Incluir la contribución de las instituciones de educación superior, investigación, ciencia e innovación; que tiene una responsabilidad fundamental en la formación de científicos, profesionales y técnicos que requiere el sistema energético mexicano y en particular la transición hacia las energías renovables.
- La contribución integral y coordinada de las empresas productivas del Estado y empresas del sector privado en materia energética, en la definición de las tecnologías críticas, la vinculación con los centros de investigación públicos del sector energético y la planeación de la demanda de dichas tecnologías críticas y su incorporación en la planeación de sus procedimientos de procura y abastecimiento.
- Las patentes, sistemas automatizados de producción industrial (robots e inteligencia artificial) y herramientas, producidos por instituciones públicas, se buscará que sean puestos a disposición de las empresas nacionales, de acuerdo con el marco jurídico vigente.
- El aumento de las capacidades industriales y de innovación de las empresas que actualmente están participando en diversa medida en las cadenas de valor relacionadas con la industria energética, para incorporarse a esta nueva actividad industrial.

IV.3 Política de transición energética

La Ley de la Industria Eléctrica en su Artículo 1, establece que su finalidad es “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”.

La Ley de Transición Energética y la Ley General de Cambio Climático en sus artículos transitorios, establecen que para el año 2024, México deberá tener una participación mínima de Energías Limpias en la generación de energía eléctrica de al menos 35%, meta que se establece en el presente PRODESEN.

La Ley de Transición Energética define como Energías Limpias, a las siguientes: a) viento; b) radiación solar, en todas sus formas; c) energía oceánica en sus distintas formas: mareomotriz, maremotérmica, de las olas, de las corrientes marinas y del gradiente de concentración de sal; d) calor de los yacimientos geotérmicos; e) bioenergéticos que determine la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos; f) 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, entre otros; g) energía generada por el aprovechamiento del hidrógeno mediante su combustión o su uso en celdas de combustible, siempre y cuando se cumpla con la eficiencia mínima que establezca la CRE y los criterios de emisiones establecidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales en su ciclo de vida; h) energía proveniente de centrales hidroeléctricas; i) energía nucleoelectrica; j) energía generada con los productos del procesamiento de esquilmos agrícolas o residuos sólidos urbanos (como gasificación o plasma molecular), cuando dicho procesamiento no genere dioxinas y furanos u otras emisiones que puedan afectar a la salud o al medio ambiente y cumpla con las normas oficiales mexicanas que al efecto emita la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales; k) energía generada por centrales de cogeneración eficiente en términos de los criterios de eficiencia emitidos por la CRE y de emisiones establecidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales; l) ener-

gía generada por ingenios azucareros que cumplan con los criterios de eficiencia que establezca la CRE y de emisiones establecidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales; m) energía generada por centrales térmicas con procesos de captura y almacenamiento geológico o biosecuestro de bióxido de carbono que tengan una eficiencia igual o superior en términos de kWh-generado por tonelada de bióxido de carbono equivalente emitida a la atmósfera a la eficiencia mínima que establezca la CRE y los criterios de emisiones establecidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales; n) tecnologías consideradas de bajas emisiones de carbono conforme a estándares internacionales, y o) otras tecnologías que determinen la Secretaría y la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, con base en parámetros y normas de eficiencia energética e hídrica, emisiones a la atmósfera y generación de residuos, de manera directa, indirecta o en ciclo de vida.

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. Se consideran fuentes de Energías Renovables las que se enumeran a continuación: a) El viento; b) La radiación solar, en todas sus formas; c) El movimiento del agua en cauces naturales o en aquellos artificiales con embalses ya existentes, con sistemas de generación de capacidad menor o igual a 30 MW o una densidad de potencia, definida como la relación entre capacidad de generación y superficie del embalse, superior a 10 watts/m²; d) La energía oceánica en sus distintas formas, a saber: de las mareas, del gradiente térmico marino, de las corrientes marinas y del gradiente de concentración de sal; e) El calor de los yacimientos geotérmicos, y f) Los bioenergéticos que determine la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos”¹.

Conforme a la Ley de Transición Energética y la Ley General de Cambio Climático, la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) debe

elaborar el Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (PRONASE), como programa indicativo que deberá establecer la meta de eficiencia energética, mismo que deberá ser publicado seis meses después de la publicación del PND.

La Estrategia y Hoja de Ruta de Eficiencia Energética para la reducción de emisiones que proponga la CONUEE, deberá incorporar medidas para reducir la demanda de energía, mediante acciones de eficiencia energética; así como la reducción de emisiones en la generación eléctrica, la industria, el transporte, la vivienda, agropecuario; así como el uso calorífico de la radiación solar, el procesamiento de desechos, y acciones para avanzar hacia la economía circular.

La política para la incorporación de las Energías Limpias y Renovables en la matriz energética nacional, considerará los siguientes lineamientos:

- Hacer un uso racional y sustentable de todos los recursos renovables de la nación.
- Incorporar energías renovables en el sistema energético nacional, en el marco integral de energías primarias, tecnologías, y sistemas de producción y uso de energía, integrándolas de manera racional y económicamente viable, según las necesidades de la demanda y las posibilidades de generación de energía.
- La política científica, tecnológica e industrial, impulsará, el desarrollo de sistemas de almacenamiento, baterías y redes inteligentes, para crear la infraestructura necesaria y robusta que permita la incorporación acelerada de energías renovables.
- Reducir los costos de inversión requeridos por las energías renovables, mediante el desarrollo nacional de la ciencia, tecnología y producción industrial de equipos, para caminar gradualmente hacia el uso generalizado de energías renovables.
- La incorporación de Energías Renovables deberá ser consistente con criterios de integralidad y confiabilidad del SEN, así

¹ Artículo 3, fracción XVI, Ley de Transición Energética. En línea: <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LTE.pdf>

como del aumento del costo-beneficio en relación con los lugares de generación y demanda de energía.

- Se deberá tener como criterio necesario, garantizar la seguridad, confiabilidad, continuidad, calidad y márgenes de reserva necesarios de la RNT y RGD.
- Es necesario fortalecer las capacidades operativas y financieras de la CFE como empresa productiva del Estado, ya que es la responsable de la RNT y de las RGD.
- Todos los participantes de Centrales Eléctricas con base en energías renovables, deben asegurar la disponibilidad e inversiones necesarias para proveer los servicios conexos requeridos por el Sistema Eléctrico Nacional, para su eventual incorporación a la Red Eléctrica: reservas rodantes, no rodante, operativa, reactiva y suplementaria; regulación de frecuencia, regulación y control de voltaje, arranque de emergencia y arranque negro.
- Establecer metodologías y tarifas que garanticen la rentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional en su conjunto, así como el retorno de capital a las empresas participantes en el mercado, permitiendo que los ingresos reconozcan los costos de cada fase del proceso productivo. Dicha revisión deberá reconocer condiciones diferenciales derivadas de posibles aumentos en costos de combustibles o bien de requerimientos de sectores, en volumen y calidad que requieren ajuste específico.
- La estrategia para hacer más eficiente y rentable la generación con energías primarias renovables; deberá complementarse con acciones de uso eficiente de la electricidad en los usuarios finales de la energía.
- Incorporar de manera acelerada sistemas renovables de mediana y pequeña escala doméstica y productiva, en lo que se debe considerar el uso térmico de la energía; que aumenten su participación en la energía total generada en el país, sin incidir de manera negativa en costos para la generación y transmisión a través de la red eléctrica.
- Establecer metas de generación con energías renovables, diferenciadas según las necesidades sociales, comunitarias y económicas, de la sociedad rural, servicios municipales (iluminación, agua potable, instalaciones), cadenas de valor de cada sector y subsector económico, edificios públicos, movilidad, comunicaciones, entre otros; conforme al desarrollo de la industria nacional de bienes y equipos de energías renovables.
- Impulsar el desarrollo de la movilidad eléctrica de transporte público y privado, que sea capaz de incorporar paulatinamente a las energías renovables como energía primaria
- Considerar la incorporación de sistemas aislados y conectados en donde sea económicamente viable o socialmente necesario, promovidos por comunidades y colectivos, prioritariamente para las comunidades distantes que carecen de este servicio.
- Con el objetivo de desarrollar y promover soluciones técnicas para suministrar energía eléctrica cumpliendo con los criterios de eficiencia energética y sostenibilidad para las regiones más marginadas y alejadas de las Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución, es necesario el desarrollo de microrredes, con el uso de energías convencionales y renovables, sistemas de almacenamiento de energía y tecnologías de información y comunicación. Se elaborarán estrategias y planes de eficiencia energética encaminados al desarrollo de estas comunidades.
- Ajustar el Manual de interconexión y Conexión, así como las "Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, Calidad,

- Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, el Código de Red”; de manera que éste sea un instrumento que priorice la operación confiable, segura y eficiente del Sistema Eléctrico Nacional, que permita la competencia en igualdad de condiciones de las empresas productivas del Estado y empresas del sector privado en beneficio de la población en general.
- Ajustar el Manual de Coordinación de Gas Natural², que especifica el protocolo de intercambio de información y coordinación entre el CENACE y el CENAGAS, para coordinarse con la nueva política energética, con el objetivo de incrementar la eficiencia operativa y financiera de ambos centros.
 - Se debe continuar con el adecuado mantenimiento, funcionamiento y seguridad en la Planta Nuclear de Laguna Verde; es importante recuperar y fortalecer la experiencia mexicana en la generación nucleoelectrónica, mantener la alta cualificación del personal de la Planta, de la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias y del Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares; así como desarrollar tecnologías y aplicaciones en salud, medio ambiente, alimentación, entre otros; e incorporar investigadores y profesionales jóvenes. Se debe continuar realizando estudios sobre la evolución de la industria nuclear en el mundo y sobre las opciones posibles para la ampliación de nuestra capacidad nucleoelectrónica.
 - Para asegurar la sustentabilidad y la oportunidad en el desarrollo de la infraestructura de transmisión y distribución, la CRE deberá incluir en su metodología de cálculo las tarifas reguladas, los costos de inversión y operación, previo a la ejecución del proyecto, cuidando la viabilidad y que no se refleje en altos precios en las tarifas.
 - Ajustar la normatividad para la interconexión de Centrales Eléctricas y conexión de centros de carga, con la finalidad de que los refuerzos de transmisión requeridos estén asociados a las centrales o centros de carga.
 - Las Centrales Eléctricas síncronas y asíncronas interconectadas al Sistema Eléctrico Nacional deben participar permanentemente en el control primario de frecuencia y la respuesta de potencia activa al control primario de la frecuencia y se ajustará a los criterios y requerimientos que establezca el CENACE, para mantener la Confiabilidad, y cumplir con la calidad de la frecuencia, el control de la capacidad de transmisión por los principales corredores, la estabilidad del sistema, y los recursos de generación necesarios para compensar la intermitencia en el Sistema Eléctrico Nacional, aplicando los requerimientos del Código de Red y la Base 6 de las Bases del Mercado Eléctrico.
 - Para asegurar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, las Centrales Eléctricas de generación intermitente que provoquen un incremento de los requisitos de reservas operativas y reservas de regulación secundaria, deben cubrir el costo asociado de servicios conexos que se establecen en el Mercado Eléctrico Mayorista, conforme a lo establecido en las Reglas del Mercado Eléctrico (Base de Mercado 6.2.4 y Manual de Liquidaciones).
 - Se establecerán mecanismos para otorgar retribuciones económicas a todas aquellas Centrales Eléctricas que se modernicen para cumplir características operativas flexibles; para arranques/paros diarios, ampliar rango de operación con base al Código de Red, rampas aceleradas para subir/bajar, y la operación como Condensadores Síncronos, entre otras.
 - Para la Interconexión de Centrales Eléctricas de Generación Distribuida, el Distribuidor garantizará el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a las RGD

² ACUERDO por el que se emite el Manual de Coordinación de Gas Natural: <https://cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/Manuales/Manual%20de%20Coordinaci%C3%B3n%20de%20Gas%20Natural%20DOF%202018%2001%2009.pdf>



dentro de los límites actuales de capacidad de alojamiento determinados para los circuitos de distribución de media tensión y redes de distribución de baja tensión.

- Los refuerzos a las RGD necesarios para la interconexión de solicitudes de Centrales Eléctricas de generación distribuida cuya capacidad exceda los límites actuales de la capacidad de alojamiento máxima determinada por el Distribuidor, serán con cargo al solicitante, para lo cual se debe-

rá revisar el manual de Interconexión de Centrales Eléctricas con capacidad menor a 500 kW y las Disposiciones Administrativas en esta materia.

- En virtud de que algunos permisionarios de los Contratos de Interconexión Legados, modificaron la naturaleza de sus asociados, mediante contratos de autoabastecimiento y cogeneración; se procederá a que dichos asociados cubran los costos reales de transmisión, distribución y servicios conexos que les sean prestados.

SENER

SECRETARÍA DE ENERGÍA



V. Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional.

PRODESEN 2019-2033

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

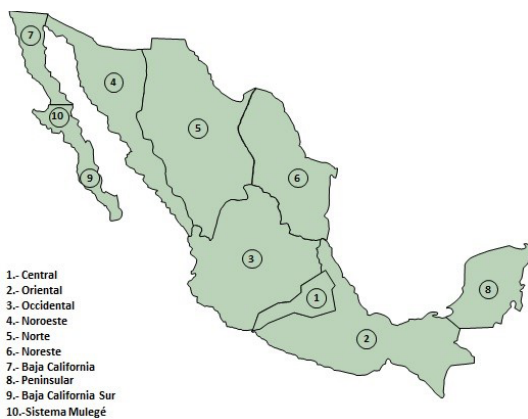
V. INFRAESTRUCTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

V.1 Conformación actual del Sistema Eléctrico en Gerencias de Control Regional

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está organizado en nueve regiones de control y un pequeño sistema eléctrico, como se muestra en la Figura 5.1.

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

FIGURA 5.1 REGIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL



Las 7 regiones del macizo continental se encuentran interconectadas y forman el Sistema Interconectado Nacional (SIN). En ellas se comparten los recursos y reservas de capacidad ante la diversidad de demandas y situaciones operativas; esto hace posible el intercambio de energía para lograr un funcionamiento más económico y confiable en su conjunto.

El sistema de Baja California opera interconectado a la red eléctrica de la región Oeste de EUA -*Western Electricity Coordinating Council (WECC)*- por medio de dos líneas de transmisión de 230 kV en corriente alterna.

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

V.1.1 Capacidad efectiva instalada en Centrales Eléctricas.

En esta sección se presentan las características de la infraestructura instalada a 2018 en Centrales Eléctricas, correspondiente a la CFE y Productores Independientes de Energía (PIE), así como al resto de los permisionarios: Autoabastecedores (AU), Cogeneradores (COG), Pequeños Productores (PP), Importadores (IMP) y Exportadores (EXP), interconectados a la red del SEN. También se incluye a los participantes del mercado, Centrales Eléctricas con permiso como generadores (GEN).

A diciembre de 2018 la capacidad de generación de la CFE, de los PIE y del resto de los permisionarios alcanzó un valor de 70,053 MW, lo que significó un incremento de 3.1% en relación con la de 2017 (67,958 MW). Las adiciones por tecnología se muestran en la Figura 5.2 y en la Tabla 5.1 se presenta la distribución de la capacidad instalada por Gerencia de Control Regional y tipo de permiso; en las Figuras 5.3 y 5.4 se muestra por tecnología y modalidad de generador.

FIGURA 5.2 ADICIONES DE CAPACIDAD INSTALADA DURANTE 2018 (MW).

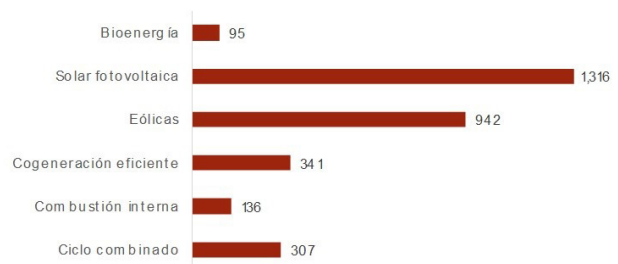


TABLA 5.1 CAPACIDAD INSTALADA POR GERENCIA DE CONTROL REGIONAL Y TIPO DE PERMISO^{1/}

Gerencia de Control Regional	CFE	PIE ^{2/}	AU ^{2/}	COG ^{2/}	PP ^{2/}	GEN ^{2/}	TOTAL
Central	7,815		58	185		391	8,449
Oriental	10,488	2,586	2,346	1,638	0	332	17,390
Occidental	8,661	495	1,179	215	13	763	11,277
Noroeste	3,701	528	552	17		141	4,940
Norte	2,506	1,640	157	25	17	1,105	5,450
Noreste	4,800	6,113	3,341	593		1,617	16,463
Peninsular ^{3/}	915	1,261	71	13		76	2,336
Baja California	1,842	783	90			195	2,910
Baja California Sur	684				55		739
Mulegé	98						98
TOTAL	41,460	13,406	7,795	2,687	85	4,619	70,053

^{1/} al 31 de diciembre de 2018.

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

^{3/} Incluye 32 MW correspondientes a la CI Holbox) (aislada).

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

FIGURA 5.3 CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 (70,053 MW)

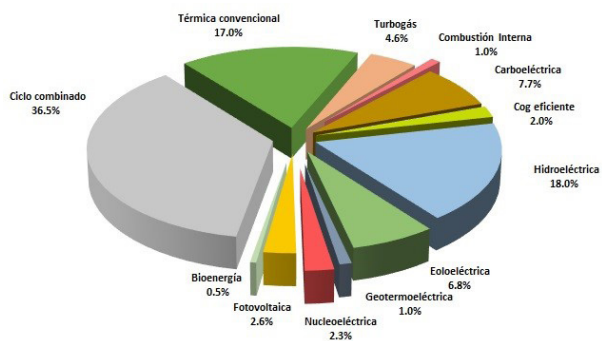
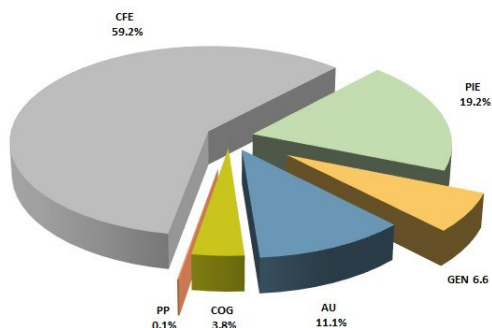


FIGURA 5.4 CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE PERMISO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018



En la Figura 5.5 se señala la ubicación de las Centrales Eléctricas de la CFE y los PIE que destacan por su tamaño, tecnología o importancia regional. Sus nombres y sus características se presentan en la Tabla 5.2.

FIGURA 5.5 PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS EN 2018 CFE Y PIE



TABLA 5.2 CAPACIDAD EFECTIVA Y CARACTERÍSTICAS DE LAS PRINCIPALES CENTRALES DE CFE Y PIE A DICIEMBRE 2018

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

^{1/} Al 31 de diciembre

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

^{3/} HID: Hidroeléctrica, TC: Térmica convencional (vapor), CC: Ciclo combinado, CAR: Carboeléctrica, NUC: Nucleoeléctrica,

GEO: Geotermoeeléctrica, TG: Turbogás, EO: Eoloeléctrica, CI: Combustión interna, FV: Solar fotovoltaica, BIO: Bioenergía

^{4/} COM: Combustión, GAS: Gas, K: Carbón, UO₂: Óxido de Uranio, DIE: Diésel

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

Las características y ubicación de las principales Centrales Eléctricas privadas se muestran en la Figura 5.6 y la Tabla 5.3.

FIGURA 5.6 PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS PRIVADAS EN 2018

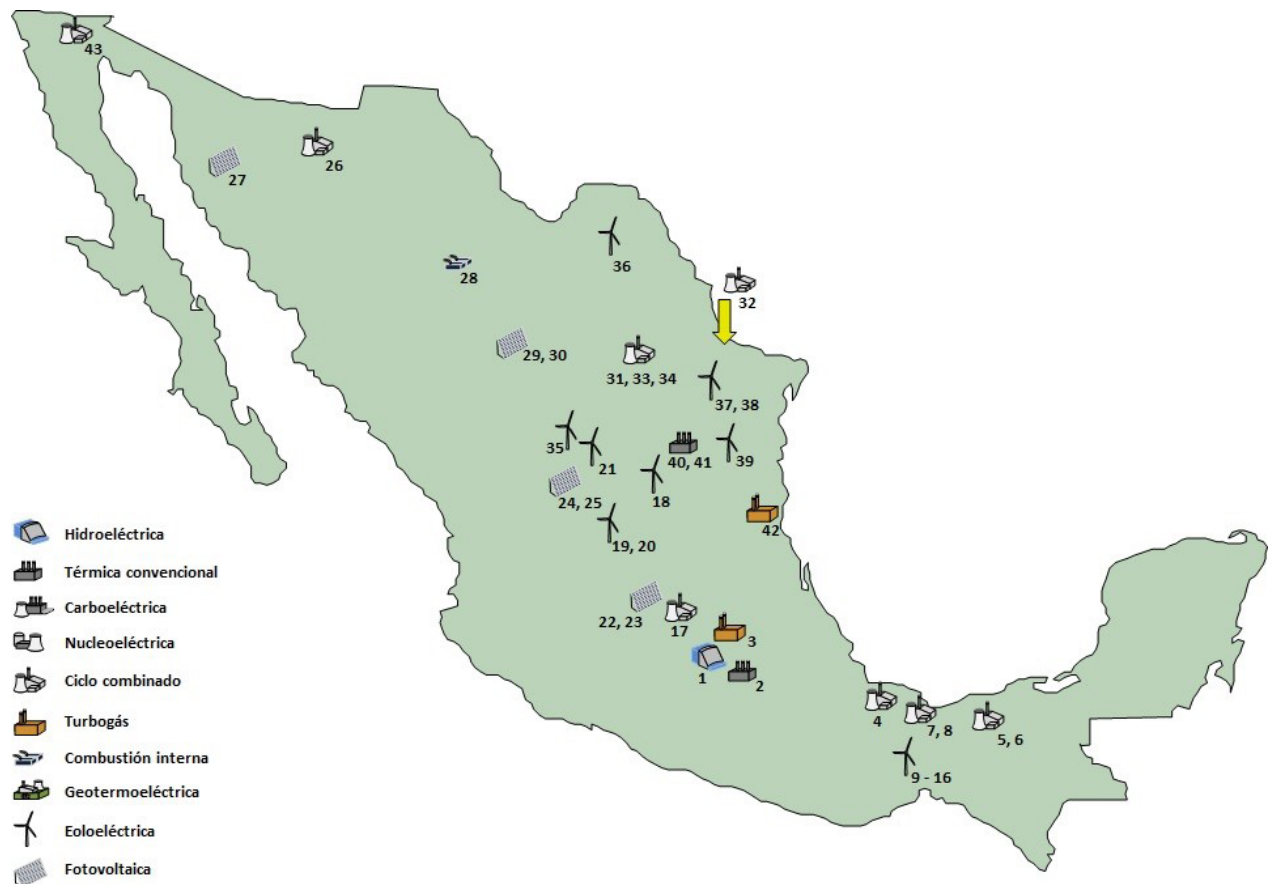


TABLA 5.3 CAPACIDAD EFECTIVA Y CARACTERÍSTICAS DE LAS PRINCIPALES CENTRALES DE PERMISIONARIOS CON CONTRATOS DE INTERCONEXIÓN LEGADOS Y GENERADORES PRIVADOS A DICIEMBRE DE 2018

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

1/ Al 31 de diciembre

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

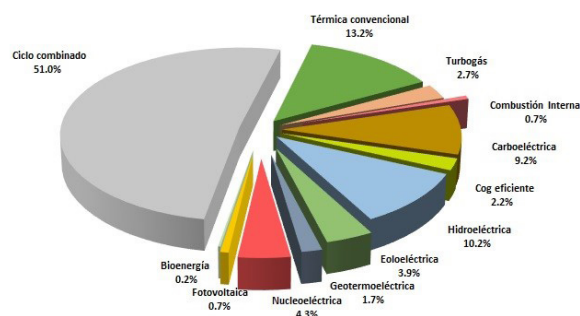
FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

V.2 Producción de energía eléctrica en el SEN.

La producción de energía eléctrica, considerando la generación bruta de la CFE, y la recibida (neta) de los diferentes permisionarios, durante 2018 fue de 317,278 GWh.

La Figura 5.7 muestra su distribución por tipo de tecnología, y en la Figura 5.8 se presenta por modalidad de generador.

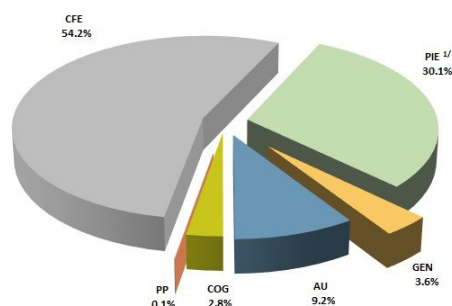
FIGURA 5.7 ENERGÍA PRODUCIDA DURANTE 2018 POR TECNOLOGÍA (317,278 GWH)



Energía limpia = 23.2%

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

FIGURA 5.8 ENERGÍA PRODUCIDA DURANTE 2018 POR MODALIDAD DE GENERADOR (317,278 GWH)



^{1/} Incluye la energía de los permisos adicionales como autoabasto y generador.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

En la Tabla 5.4 se presenta la evolución 2014-2018 de la generación bruta de CFE y la recibida de los permisionarios, destacando la participación de las energías limpias. La información contenida en la Tabla 5.4 corresponde a la energía que entregan las Centrales Eléctricas a la Red Eléctrica Nacional, por lo que, la correspondiente a los auto abastecedores locales y abasto aislado no están consideradas en las cifras reportadas.

TABLA 5.4 EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN BRUTA DE CFE Y ENERGÍA RECIBIDA DE PERMISIONARIOS (GWH)

Tecnología/fuente de energía	2014	2015	2016	2017	2018
Hidroeléctrica	38,875	30,858	30,847	31,903	32,436
Geotermoeléctrica	6,000	6,331	6,150	6,041	5,375
Eoloeléctrica	7,189	8,991	10,295	10,451	12,434
Fotovoltaica	83	45	151	349	2,175
Bioenergía	341	362	408	587	599
Suma limpia renovable	52,488	46,588	47,852	49,331	53,019
Nucleoeléctrica	9,677	11,577	10,567	10,883	13,555
Cogeneración Eficiente	2,634	3,519	4,310	5,892	6,964
Suma limpia no renovable	12,312	15,096	14,877	16,775	20,519
Total energía limpia	64,800	61,684	62,729	66,105	73,538
%	23.11	21.44	21.02	21.37	23.18
Ciclo combinado	139,350	144,624	150,597	159,553	161,973
Térmica convencional ^{1/}	37,682	39,713	40,795	43,594	41,730
Turbogás	3,422	6,301	8,183	7,594	8,565
Combustión interna	1,499	1,740	1,915	1,967	2,127
Carboeléctrica	33,613	33,599	34,208	30,557	29,345

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

V.3 Capacidad de transmisión y transformación en el Sistema Eléctrico Nacional

La Red Nacional de Transmisión (RNT) ha sido desarrollada por la CFE. La expansión de la red eléctrica se ha llevado a cabo considerando la magnitud y dispersión geográfica de la demanda, así como la ubicación de las Centrales Eléctricas. En el futuro la construcción de las redes de transmisión se llevará a cabo para atender el suministro de energía eléctrica y la incorporación de Centrales Eléctricas en el país, con los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

La RNT está constituida por líneas de transmisión en diferentes niveles de tensión; en la Tabla 5.5 se muestra el resumen de kilómetros de líneas de transmisión por Gerencia de Transmisión en 2017 y 2018 y en la Tabla 5.6 los kilómetros por nivel de tensión.

Las siguientes definiciones distinguen a las RNT, a las Redes Generales de Distribución (RGD) y a las Redes Particulares.

- Red Nacional de Transmisión: Sistema integrado por el conjunto de las redes eléctricas que se utilizan para transportar energía eléctrica a las Redes Generales de Distribución y al público en general, así como las interconexiones a los sistemas eléctricos extranjeros que determine la Secretaría. Incluye las tensiones iguales o mayores a 69 kV.
- Redes Generales de Distribución: Redes eléctricas que se utilizan para distribuir energía eléctrica al público en general; están integradas por las redes en media tensión, cuyo suministro eléctrico ocurre a niveles mayores a un kV y menores o iguales a 35 kV, así como las redes en baja tensión en las cuales el suministro eléctrico se da a niveles iguales o menores a un kV.
- Redes Particulares: Redes Eléctricas que no forman parte de la Red Nacional de Transmisión o de las Redes Generales de Distribución. No se incluyen en el documento.

Al 31 de diciembre de 2018 en la RNT se tenían 108,018 km de líneas, 0.9% más que en 2017; de estos, 23.6% correspondía a 400 kV, 26.9% a 230 kV, y el 49.5% restante a tensiones entre 161 y 69 kV.

TABLA 5.5 INFRAESTRUCTURA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN POR GERENCIA DE TRANSMISIÓN DE CFE.

Gerencia de Transmisión	Longitud (km) 2017	Longitud (km) 2018	TCA (%)
Baja California	5,195	5,195	0.0%
Noroeste	12,579	13,097	4.1%
Norte	12,388	12,508	1.0%
Noreste	10,818	11,061	2.2%
Occidente	19,646	19,653	0.0%
Central	17,734	17,753	0.1%
Oriente	12,142	12,142	0.0%
Sureste	9,556	9,556	0.0%
Peninsular	6,982	7,052	1.0%
Total	107,042	108,018	0.9%

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CFE Transmisión

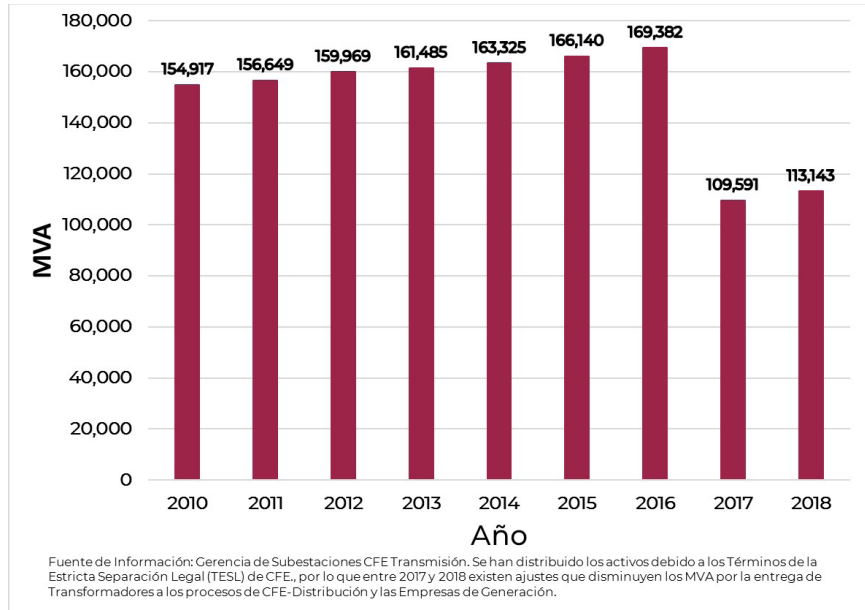
TABLA 5.6 INFRAESTRUCTURA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN.

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

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CFE Transmisión

La Figura 5.9 muestra la capacidad de transformación en MVA de la RNT. Con los Términos de la Estricta Separación Legal (TESL) de CFE, se presenta una disminución y ajustes en 2017 y 2018.

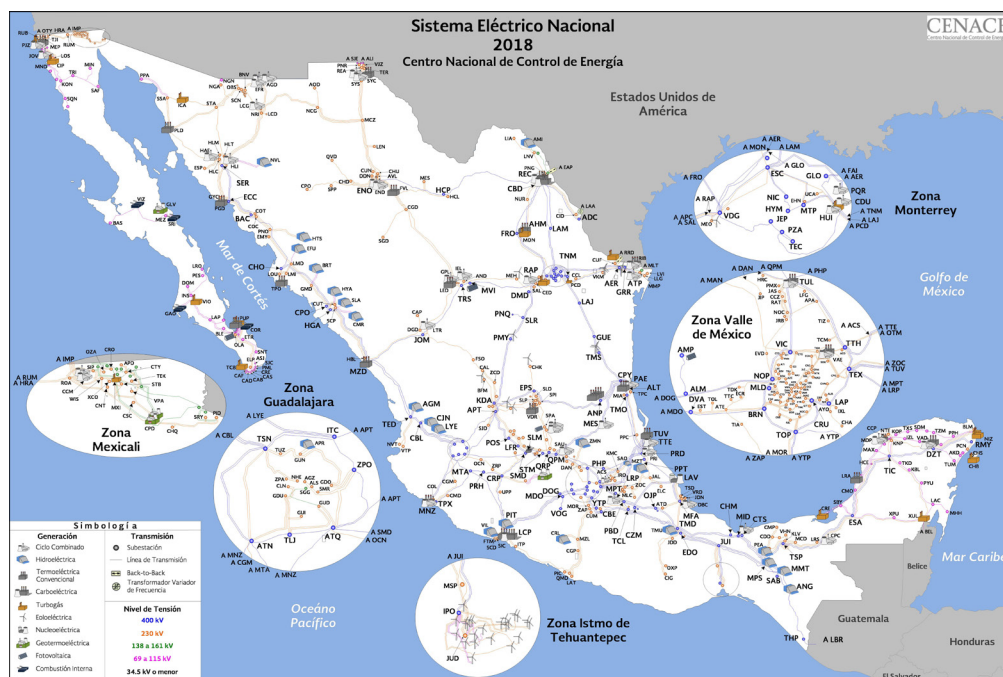
FIGURA 5.9 INFRAESTRUCTURA DE TRANSFORMACIÓN DE LA RNT.



En la figura 5.10 se muestra la red troncal de transmisión, considerando desde 115 kV hasta 400 kV. En la Península de Baja California se tienen 3 siste-

mas eléctricos separados eléctricamente del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

FIGURA 5.10 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL - RED TRONCAL DE TRANSMISIÓN 2018



Las Redes Generales de Distribución (RGD) son la infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional mediante la cual se transporta la energía eléctrica al público en general y se integran por las redes en media tensión, las que operan con niveles mayores a 1 kV y menores e iguales a 35 kV y por las redes de

baja tensión que operan a niveles de tensión iguales o menores a 1 kV. En las Tablas 5.7 y 5.8 se presentan los km de líneas de distribución, así como la capacidad de transformación de las subestaciones de distribución para los años 2016, 2017 y 2018.

TABLA 5.7 LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN (KM)

Nivel de tensión	Longitud (km) 2016	Longitud (km) 2017	Longitud (km) 2018	TCA (%) 2018
34.5 kV	80,013	83,152	84,552	1.7%
23 kV	65,047	73,119	74,070	1.3%
13.8 kV	317,118	350,556	353,761	0.9%
6.6 kV	127	127	127	0.0%
4.13 kV	0	0	0	-
2.4 kV	9	9	10	11.1%
Baja Tensión	316,805	322,962	326,311	1.0%
Total	779,119	829,925	838,831	1.1%

TCA: Tasa de Crecimiento Anual.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CFE Distribución

TABLA 5.8 CAPACIDAD TRANSFORMACIÓN RGD

Nivel de tensión	Capacidad (MVA) 2016	Capacidad (MVA) 2017	Capacidad (MVA) 2018	TCA (%) 2018
CFE AT/MT	66,613	71,749	72,662	1.3%
CFE MT/MT	2,359	2,384	2,489	4.4%
Total	68,972	74,133	75,151	1.4%

AT. Alta tensión

MT. Media tensión

TCA: Tasa de Crecimiento Anual.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CFE Distribución

V.4 Principales enlaces internacionales

Los principales enlaces internacionales y sus capacidades se presentan en la Figura 5.11. Con Texas, USA, se tienen 4 enlaces asíncronos con una capacidad total de 436 MW.

Durante 2017 inició oficialmente la operación comercial de una Central Eléctrica instalada físicamente en Texas, EUA, con una capacidad de 540 MW y operando radialmente al SIN.

FIGURA 5.11 CAPACIDAD DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES 2018



SENER

SECRETARÍA DE ENERGÍA



VI. Demanda y consumo 2019-2033.

PRODESEN 2019-2033

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

VI. DEMANDA Y CONSUMO 2019- 2033

La energía eléctrica es un bien esencial en 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 y en su calidad de vida.

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

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

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

Crecimiento económico. En términos generales, se refiere al incremento de ciertos indicadores en un periodo de tiempo, Producto Interno Bruto (PIB), el ahorro, la inversión, una balanza comercial favorable. Si el PIB es relacionado con la población tenemos el PIB per cápita de un país. Toda sociedad tiene como meta lograr un incremento notable de los ingresos y de la forma de vida de las personas. Si el crecimiento de la economía de una localidad o región aumenta, en consecuencia, también lo hacen el consumo y la demanda de electricidad. Cuando la población tiene una mejora en su ingreso económico, las ventas de servicios y productos —aparatos electrodomésticos como: televisores,

refrigeradores y aire acondicionado— se dinamiza. La estructura económica se desagrega en sectores económicos como industrial, servicios y agrícola.

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

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

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

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

Pérdidas de energía eléctrica. En un sistema eléctrico, las pérdidas técnicas ocurren por el efecto de calentamiento de los conductores, equipos de transformación y la medición; se acentúa más cuando la infraestructura eléctrica no está modernizada. También, están presentes las pérdidas no técnicas, asociadas en mayor medida a usos ilícitos, fallas en la medición y errores de facturación, las cuales impactan en decremento o aumento del consumo de electricidad.

Eficiencia Energética. Un gran atenuador en el crecimiento del consumo de electricidad, son las medidas de mejora de eficiencia energética —uso eficiente de la electricidad y ahorro de energía—, debido a que estas tienen un impacto en el consumo de energía eléctrica en todos los sectores de la industria eléctrica, así como en la operación del sistema eléctrico.

Estructura del 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.

VI.1. Industria eléctrica

De acuerdo con el documento “Estadísticas Clave de la Energía Mundial 2018” publicado por la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés), el consumo mundial de electricidad per cápita en 2016 fue de 3,110 KWh por habitante, presentando un crecimiento del 1.9% en relación con 2015. En el mismo año, México se ubicó en el lugar 76 —26.2% por debajo del promedio mundial—; con un consumo de 2,295 KWh por habitante.

En cuanto al consumo anual de electricidad 2016, México ocupó la posición 14 a nivel mundial con un consumo de 280,600 GWh¹. La intensidad energética mundial fue de 1,075 kJ/2010USD en 2016. México se ubicó en 802 kJ/2010USD, lo que indica que la Industria Eléctrica requiere menos electricidad para generar una unidad de riqueza en comparación con la media internacional.

De acuerdo con proyecciones de la Administración de Información Energética de los Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés), para 2019 — 2033, la media internacional del consumo per cápita de electricidad tendrá una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 0.6%², la generación neta crecerá 1.5% y se espera que al 2033 la generación de electricidad limpia sea de 41.9%. La intensidad energética internacional total tendrá un decremento promedio de 2.1% en el horizonte de estudio.

¹ Estadísticas clave de energía mundial 2018, Agencia Internacional de Energía (IEA), 21ª edición, 2018.

² International Energy Outlook 2017, U.S. Energy Information Administration, septiembre 2017.

VI.2. Consumo bruto 2018

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

En 2018, el consumo bruto nacional del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) registró 318,236 GWh, lo que significa un incremento de 2.7% respecto al consumo de 2017 con 309,727 GWh. Las Gerencias de Control Regional (GCR) del Norte del país (Noroeste, Norte, Noreste) crecieron 3.3% ocasionado por las altas temperaturas en los meses de verano.

TABLA. 6.1 CONSUMO BRUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2017 Y 2018.

	Consumo Bruto			
	2017		2018	
	GWh	% Inc.	GWh	% Inc.
Sistema				
Eléctrico Nacional (SEN)	309,727	3.7	318,236	2.7
Interconectado Nacional (SIN)	293,127	3.7	300,787	2.6
Baja California (BCN)	13,825	2.9	14,536	5.1
Baja California Sur (BCS)	2,622	3.2	2,759	5.2
Mulegé (MUL)	152	0.8	155	1.8
Gerencia de Control Regional				
Central (CEL)	60,685	2.7	61,293	1.0
Oriental (ORI)	48,583	2.0	50,285	3.5
Occidental (OCC)	66,696	5.2	68,107	2.1
Noroeste (NOR)	24,293	3.9	24,684	1.6
Norte (NTE)	25,949	5.1	27,000	4.0
Noreste (NES)	54,423	4.1	56,430	3.7
Peninsular (PEN)	12,498	3.0	12,989	3.9

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

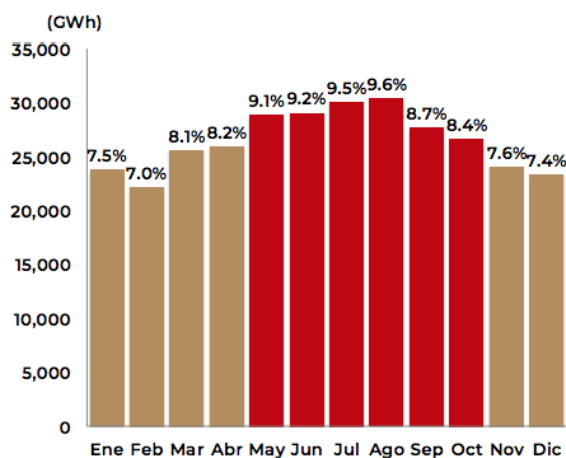
La tabla 6.1 muestra la distribución de consumo bruto en el Sistema Eléctrico Nacional por GCR, en donde se observa que la GCR Occidental tiene la mayor participación con 68,107 GWh lo que equivale a 21.4% del total nacional, aun cuando a partir de enero de 2016 con el inicio del Mercado Eléctrico Mayorista se adecuaron los límites eléctricos y geográficos de dicha GCR, al pasar la zona Lázaro Cárdenas al ámbito de cobertura de la GCR Central.

Las GCR que menor crecimiento presentó fue el Central con 1.0%, seguido del Noroeste con 1.6%; las GCR que mayor dinamismo presentaron son el Norte, Peninsular y Noreste con crecimientos de 4.0%, 3.9% y 3.7% respectivamente; referente a los Sistemas Aislados Baja California y Baja California Sur tuvieron crecimientos superiores al 5.0 por ciento.

Durante el año en los meses de mayo a octubre se presentó el 54.5% del consumo bruto, mientras que en los meses restantes el 45.5% como se muestra en el gráfico 6.1.

Dicho comportamiento es parecido al PIB del Sector Eléctrico, (Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica), para los trimestres abr-jun y jul-sep; donde se presenta mayor crecimiento económico y en los trimestres restantes el crecimiento es menor.

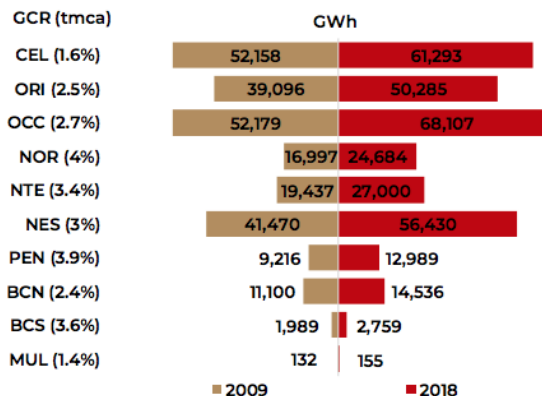
GRÁFICO 6.1 CONSUMO BRUTO MENSUAL DEL SEN 2018.



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

En los últimos 10 años (2009 — 2018) el consumo bruto del SEN tuvo una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 2.7 por ciento.

GRÁFICO 6.2 CONSUMO BRUTO DEL SEN



1/ tmca referida a 2008.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

De acuerdo con el gráfico 6.2 las regiones que presentaron mayor crecimiento durante 2009 — 2018 fueron el Noroeste, Peninsular y Baja California Sur con tmca de 4.0%, 3.9% y 3.6% cada una respectivamente; la región que tuvo menor crecimiento fue la Central; con 1.6%, sin embargo, en esta región se registró el 19.3% del consumo bruto nacional en 2018, ubicándose como la segunda región con mayor consumo solo por debajo del Occidental.

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) pasó de 230,553 GWh en 2009 a un consumo bruto de 300,787 GWh en 2018, lo que significa un crecimiento (tmca) de 2.7%, la energía eléctrica del último año equivale a 94.5% del consumo bruto del SEN y el 5.5% restante se consumió en los sistemas aislados de la península de Baja California.

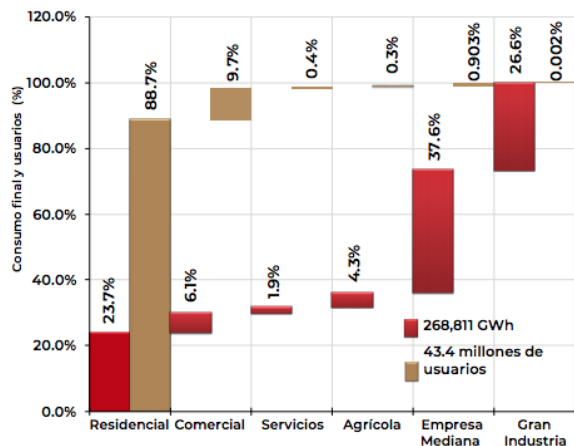
VI.2.1. Consumo final y usuarios 2018

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

La información se agrupa en seis sectores de consumo de los cuales el sector que presentó el mayor crecimiento con 7.6% es la Gran Industria, seguido de la Mediana Empresa con 5.8% y el Residencial con 3.9%. El consumo final del SEN se ubicó en 268,811 GWh, lo que representó un crecimiento de

3.8% respecto al año anterior. En el gráfico 6.3 se presenta la participación en porcentaje de cada sector de consumo.

GRÁFICO 6.3 CONSUMO FINAL Y NÚMERO DE USUARIOS POR SECTOR DEL SEN 2018.



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

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

VI.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 (PRONASE) y en la Estrategia de transición para promover el uso de tec-

nologías y combustibles más limpios³, publicadas por la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) y la Secretaría de Energía (SENER) son políticas obligatorias en materia de eficiencia energética.

Durante 2018, la CONUEE desarrolló y fomentó acciones de eficiencia energética y entre las más sobresalientes se encuentran: la implementación de programas y medidas de eficiencia energética en inmuebles e instalaciones industriales tanto del sector privado como en estados, municipios y entidades de la Administración Pública Federal (sustitución de sistemas de iluminación ineficientes por eficientes, análisis y corrección de fallas en las instalaciones eléctricas, aislamiento térmico); la utilización de herramientas de operación, control y seguimiento de acciones de eficiencia energética (Programa Nacional para Sistemas de Gestión de la Energía, redes de aprendizaje); así como el uso eficiente de la energía en el sector doméstico a través de la adopción de mejores hábitos de consumo y la utilización de equipos más eficientes que permitan disminuir los costos energéticos de las familias (sustitución de lámparas incandescentes por lámparas fluorescentes compactas, aislantes térmicos, aires acondicionados).

VI.2.3. Movilidad y transporte eléctrico

En México la adopción de vehículos eléctricos particulares, transporte de carga (transporte eléctrico) es mínimo por el momento. México va en rumbo paulatinamente hacia el desarrollo en el transporte eléctrico como una alternativa de cambio en la matriz energética, en impulsar nuevas tecnologías y de migrar paulatinamente en un futuro hacia una movilidad eléctrica

En la tabla 6.2, se muestran para un año los consumos energéticos y las emisiones generadas de dióxido de carbono equivalente (CO₂e), de Vehículos Eléctricos (VE), Vehículos Híbridos Enchufables (VHE) y Vehículos Híbridos (VH) particulares respecto a Vehículos de Combustión Interna (VCI) particular —se consideró vehículos comercializados en el país—, para un recorrido de 15,000 km/año. Se observan algunos beneficios de los VE, VHE y VH al

³ Estrategia de transición para promover el uso de tecnologías y combustibles más limpios, SENER y CONUEE, mayo 2019.

presentar ahorros de energía que van de 33% a 69%; se evita quemar entre 273 y/o 832 litros de gasolina por vehículo; lo que significa dejar de emitir al ambiente entre 636 a 865 kgCO₂e/ anual en comparación con un vehículo de combustión interna.

TABLA 6.2 COMPARATIVO VEHÍCULOS ELÉCTRICOS, HÍBRIDOS ENCHUFABLES, HÍBRIDOS Y VEHÍCULOS DE COMBUSTIÓN INTERNA.

Núm.	Vehículos	Rendimiento		Consumo de Energía			Emisiones Generadas kgCO ₂ e
		km/carga	km/l	kWh	litros	MJ	
Vehículos Eléctricos e Híbridos							
1	Eléctricos	167		2,312		8,323	1,218
2	Híbridos Enchufables	107	28	868	395	16,014	1,447
3	Híbridos		27		559	18,223	1,399
Vehículos de Combustión Interna (gasolina)							
1	Combustión Interna		18		832	27,123	2,083
Ahorro Energético y Emisiones GEI							
Vehículo Eléctrico vs. Vehículo de Combustión Interna						69%	42%
Vehículo Híbrido Enchufable vs. Vehículo de Combustión Interna						41%	31%
Vehículo Híbrido vs. Vehículo de Combustión Interna						33%	33%

FUENTE: Elaborada por SENER con información de INECC, SEMARNAT, SENER, CONUEE, CRE y Armadoras de Vehículos.

Considerando las unidades comercializadas a diciembre del 2018⁴ de VE (742 unidades), VHE (3,073 unidades), VH (32,871 unidades), el consumo de energía eléctrica de 2018 se estimó en 4.4 GWh⁵, aproximadamente se evitó quemar 10.9 millones de litros de gasolina y por consiguiente se dejó de emitir Gases de Efecto Invernadero (GEI) por 25,061 tCO₂e/año.

Referente al transporte público de pasajeros en ciudades, en la tabla 6.3, 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 82% (ahorro en diésel por 47,793 litros/año por autobús), lo que significaría dejar de emitir al ambiente 85,992 kgCO₂e en com-

⁴ Reportes ventas de vehículos híbridos, eléctricos y ligeros por entidad Federativa, INEGI, 2019 y Tesla 2018.

⁵ Considerando una distancia recorrida de 15,000 km por año

paración con un autobús de combustión interna a diésel. Lo anterior, indica que el transporte eléctrico de pasajeros requiere solo el 18% de la energía que un transporte convencional utiliza para recorrer la misma distancia.

TABLA 6.3 COMPARATIVO AUTOBUSES ELÉCTRICOS Y AUTOBUSES DE COMBUSTIÓN INTERNA.

No.	País	Rendimiento		Consumo de Energía			Emisiones Generadas kgCO ₂ e
		km/carga	km/l	kWh	litros	MJ	
Autobuses Eléctricos							
1	China	320		99,557		358,404	52,466
2	China	320		109,344		393,637	57,624
3	China	414		59,997		215,988	31,618
4	EUA	300		79,195		285,104	41,736
		339		87,023		313,283	45,861
Autobuses de Combustión Interna (diésel)							
1	México		1.3		72,421	2,666,465	199,796
2	México		1.8		49,592	1,825,949	136,817
3	México		2.0		46,795	1,722,947	129,099
4	EUA		4.1		22,365	823,467	61,702
			2.3		47,793	1,759,707	131,853
Ahorro Energético y Emisiones GEI de un AE vs ACI						82%	65%

FUENTE: Elaborado por SENER con información de INECC, SEMARNAT, SENER, CONUEE, CRE Bloomberg y Armadoras de Autobuses.

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 0.4% del consumo final del SEN, estos sistemas de transporte permiten una mejor movilidad de personas en las ciudades mencionadas.

A finales del 2018 se publicó la Estrategia Nacional de Movilidad como un esfuerzo nacional al ser la primera iniciativa de orden federal con el propósito enfrentar, de manera coordinada y sustentable, los retos ambientales asociados al sector transporte y la movilidad.

VI.2.4. Generación distribuida.

La Generación Distribuida (GD) en México se encuentra definida en la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), como la generación de energía eléctrica realizada por un generador exento, por lo que la capacidad instalada de la central de generación debe ser

menor a 500.0 kW y además que se interconecte a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de centros de carga.

La energía eléctrica de la GD puede generarse por medio de:

- Sistemas de emergencia
- Sistemas de cogeneración
- Sistemas de autoabastecimiento
- Sistemas con fuentes de energías renovables
- Sistemas híbridos de fuentes de energías renovables con almacenamiento.

Actualmente México cuenta con diversos incentivos directos para el apoyo, de la GD. A continuación, se mencionan los más relevantes⁶.

Programa de Apoyo a la Generación Distribuida, operado por el Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE) con recursos del Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (FOTOASE), ofrece apoyo para la instalación de sistemas fotovoltaicos y cogeneración. El programa está dirigido a usuarios con tarifa Doméstica de Alto Consumo (DAC) y a Micro, Pequeñas y Medianas Empresas (MiPyMES) y considera un incentivo directo del 10.0% del costo del sistema y financiamiento del 90.0% restante a tasas preferenciales.

El Programa de Riesgo Compartido (FIRCO) otorga hasta el 50.0% del valor de los proyectos de generación en el sector agropecuario (sin rebasar el millón de pesos) para la instalación de motogeneradores de combustión interna, turbinas, obras de interconexión y proyectos fotovoltaicos interconectados a la red.

El Programa de Mejoramiento Integral Sustentable en Vivienda Existente, operado por el FIDE con recursos del FOTEASE, apoya a familias de bajos ingresos en la instalación de ecotecnologías que incluyen sistemas fotovoltaicos. En 2018 se incorpo-

raron 140.9 MW de GD lo que significa 24,377 contratos nuevos bajo esta modalidad, siendo las GCR Occidental, Central y Noreste con mayor participación en la capacidad instalada del 29.6%, 22.7% y el 15.6% respectivamente.

En la tabla 6.4 se muestra la capacidad instalada en MW registrada de forma anual en 2017 y 2018⁷ así como el número de contratos correspondientes, cabe mencionar que el tipo de generación preponderante en los dos últimos años es de energía solar, que representa más del 95 por ciento.

TABLA 6.4 CAPACIDAD INSTALADA (MW) Y NÚMERO DE CONTRATOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA POR GCR EN 2017 Y 2018.

Sistema / GCR	2017		2018	
	MW	Generadores Exentos	MW	Generadores Exentos
SEN	167.7	26,066	140.9	24,377
Central	33.7	3,682	32.0	3,970
Oriental	14.5	2,533	11.4	2,269
Occidental	45.8	8,458	41.7	8,614
Noroeste	8.1	1,204	8.4	1,214
Norte	13.0	2,309	11.8	2,346
Noreste	33.2	4,541	22.0	3,441
Peninsular	10.3	2,037	8.0	1,541
Baja California	7.1	1,187	4.1	735
Baja California Sur	2.0	113	1.3	241
Mulegé	0.0	2	0.2	6

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CFE Distribución

VI.3. Demanda máxima 2018

En cuanto a la demanda máxima integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) se refiere al valor máximo en MWh/h en una hora específica del año y se obtiene con la suma de las demandas coincidentes de las GCR que integran el SIN en esa misma hora. Esta demanda es menor que la suma de las demandas máximas no coincidentes anuales de las GCR. En 2018, la demanda máxima integrada del SIN registró un valor de 45,167 MWh/h, lo que equivale a un crecimiento de 4.3% respecto a los 43,319 MWh/h de 2017.

⁶ Política Pública para Promover la Generación Distribuida en México, 2018, SENER.

⁷ Reporte Centrales Eléctricas de Generación Distribuida, CFE Distribución, noviembre 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 6.5 se presentan las demandas máximas integradas de los Sistemas: SEN, 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 6.5 DISTRIBUCIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA Y COINCIDENTES CON EL SIN Y EL SEN 2018

Demandas Máximas Integradas				
	Máximas ^{1/}		Coincidentes	
	MWh/h	Crecimiento Anual (%)	SIN MWh/h	SEN MWh/h
Sistemas				
SEN ^{2/}	47,903			
SIN	45,167	4.3%		
Baja California	2,863	6.1%		2,819.3
Baja California Sur	500	3.3%		457.2
Mulegé	29	0.7%		26.8
Gerencias de Control Regional				
Central	8,805	1.1%	8,401	8,026.6
Oriental	7,594	4.0%	6,949	6,766.4
Occidental	10,373	5.4%	10,137	9,544.0
Noroeste	4,759	3.9%	4,248	4,717.3
Norte	4,639	0.7%	4,524	4,510.3
Noreste	9,202	4.0%	9,043	9,064.3
Peninsular	2,061	5.4%	1,866	1,971.0

^{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.

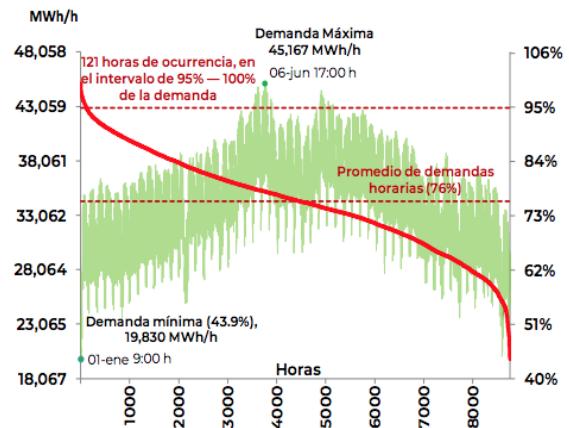
VI.3.1. Demanda máxima integrada e instantánea del SIN 2018

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

Las características de la curva de carga del SIN⁸ son: se concentran 121 horas del año en el intervalo de 95% — 100% de la demanda máxima; la demanda mínima integrada se presenta al 43.9% de la máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicó en 76.0% —factor de carga—. La demanda pre-

sentó 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 viceversa 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 6.4, este comportamiento es característico de la región norte del país; en el centro del país dicho comportamiento es menos marcado.

GRÁFICO 6.4 CURVA DE CARGA DE REFERENCIA DEL SIN 2018.

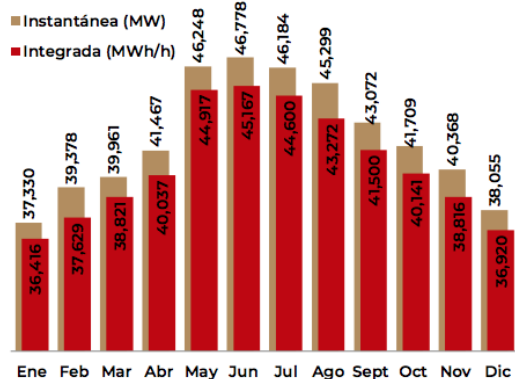


FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

En junio de 2018, se presentó la demanda máxima instantánea del SIN con un valor de 46,778 MW, lo que equivale a un crecimiento de 4.7% respecto al año anterior. La demanda máxima instantánea mensual más baja, se presentó en el mes de enero con 37,330 MW, en congruencia con el comportamiento mensual de la demanda máxima integrada como se observa en el gráfico 6.5.

⁸ Curva Horaria de Referencia que se ocupa para la proyección horaria de la demanda 2019—2033

GRÁFICO 6.5 DEMANDA MÁXIMA MENSUAL INSTANTÁNEA E INTEGRADA DEL SIN 2018.



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

VI.4. Entorno económico 2018

Se presentan algunos indicadores que explican el desempeño económico del país en 2018, el tipo de cambio promedio para solventar obligaciones se cotizó en 19.2 MXN/USD⁹; la tasa de interés de referencia cerró en 8.3%, 100 puntos base más en comparación con el año anterior; la inflación se ubicó en 4.8%, dos puntos porcentuales menos con respecto al cierre de 2017 y, el precio de la mezcla de petróleo crudo¹⁰ se vendió en promedio en 61.3 dólares por barril, es decir, tuvo una tasa de crecimiento anual de 31.3% con respecto al año anterior.

Se considera al Producto Interno Bruto (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.

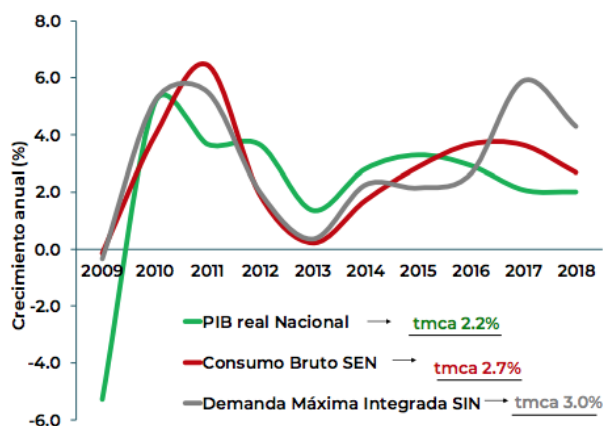
⁹ Banco de México. Tipo de cambio pesos por dólar E.U.A., para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera, fecha de publicación en el DOF.

¹⁰ Sistema de Información Energética, SENER.

El Producto Interno Bruto (PIB) en 2018 tuvo un crecimiento de 2.0%¹¹, tasa muy similar al año pasado de 2.1% y menor a la pronosticada de 2.3%. Diversos factores internos y externos como la incertidumbre sobre el futuro del tratado comercial de América del Norte influyeron en este resultado. Por su parte, la industria eléctrica en su consumo bruto registró un incremento de 2.7% respecto a 2017. Este comportamiento, guarda una correlación directa de crecimiento o decremento con el PIB, el consumo bruto y la demanda máxima. Este efecto de correlación se explica ya que un factor esencial para el crecimiento económico es el uso intensivo de la energía. El coeficiente de correlación entre las variables anuales del PIB y consumo bruto del SEN es de 0.9¹², lo que demuestra una correlación positiva muy alta entre ambas. Por lo anterior, se considera al PIB un buen parámetro para pronosticar el consumo de electricidad.

En el gráfico 6.6 se aprecia la evolución histórica de estos tres indicadores en los últimos 10 años.

GRÁFICO 6.6 EVOLUCIÓN DEL CRECIMIENTO DEL PIB NACIONAL, CONSUMO BRUTO SEN Y DEMANDA MÁXIMA SIN 2009 – 2018.



FUENTE: Elaborado por SENER con información propia.

¹¹ Series originales a precios constantes de 2013 para 2009-2018, Instituto Nacional de Estadística y Geografía, INEGI.

¹² Los valores del coeficiente de correlación oscilan entre 1.0 y -1.0. Cuanto más se aproxime el coeficiente de correlación lineal a 1.0, la correlación es fuerte y directa. Si el coeficiente de correlación se aproxima a -1.0 indica una correlación fuerte e inversa.

VI.5. Pronóstico de demanda y de consumo 2019 — 2033

En el gráfico 6.7 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 Gerencias de Control Regional (GCR) y del Sistema 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 (estudio de pronóstico in situ en las regiones del país). 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.

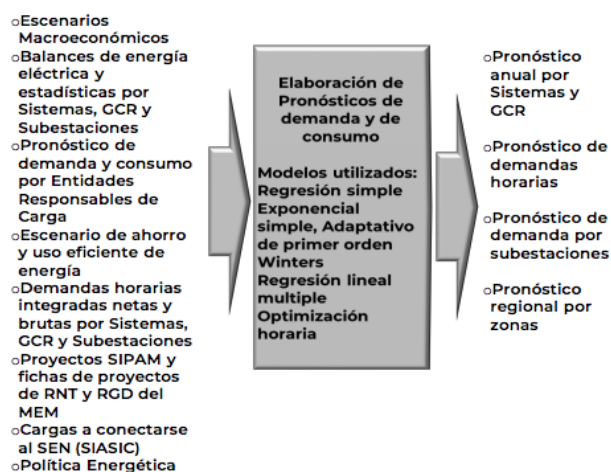
Se elaboran para el consumo modelos sectoriales de predicción con las etapas anteriores, para cada región, mismos que pueden tener una o más variables que ofrecen una mejor explicación del crecimiento o del consumo bruto nacional.

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

Finalmente, la demanda máxima integrada anual del Sistema Interconectado Nacional (SIN) —Gerencias de Control Regional Central, Oriental, Occidental, Noroeste, Norte, Noreste y Peninsular— se

refiere al valor máximo en una hora específica del año, se obtiene con las demandas coincidentes de las GCR en esa misma hora. Esta demanda es menor que la suma de las demandas máximas anuales de cada una de las GCR, por ocurrir dichas demandas en fechas y horas diferentes.

GRÁFICO 6.7 PROCESO DE PRONÓSTICO DE DEMANDA Y CONSUMO DE ENERGÍA.



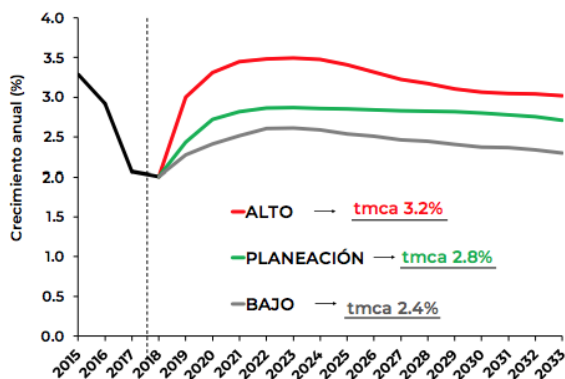
FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

VI.6. Escenario macroeconómico 2019 — 2033

El pronóstico del PIB por escenarios se presenta en el gráfico 6.8 en tasas de crecimiento anual (a precios de 2013) para los próximos 15 años. El PIB global contempla una tmca de 2.8% en el escenario de Planeación, y para los escenarios Alto y Bajo de 3.2% y 2.4%, respectivamente. Dichas proyecciones son menores para los escenarios de planeación y alto, en 0.3 y 0.2 puntos porcentuales, respectivamente y para el escenario bajo la tmca es la misma respecto a la proyectada un año atrás para el horizonte de 2018 — 2032.

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

GRÁFICO 6.8 ESCENARIOS DEL PRODUCTO INTERNO BRUTO 2019 — 2033.



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

VI.7. Consumo bruto 2019 — 2033

En esta sección se presentan las proyecciones de los tres escenarios de crecimiento para los próximos 15 años. Para este ejercicio, las estimaciones de consumo consideran los escenarios Macroeconómicos 2019 — 2033, las metas relativas a disminuir las pérdidas de electricidad en el SEN, así como el ahorro y uso eficiente electricidad.

En la tabla 6.6 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. En el mismo sentido, en el gráfico 6.9, se observa la evolución para los próximos 15 años del consumo bruto del SEN de los escenarios de Planeación, Alto y Bajo. Se estima que el escenario de Planeación

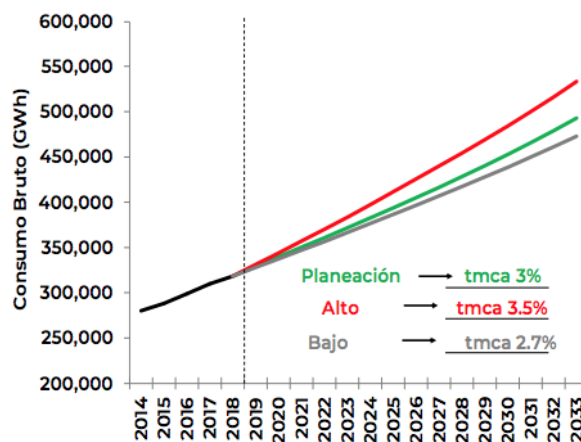
tenga una tmca del 3.0%, para el escenario Alto de 3.5% y el escenario Bajo 2.7%.

TABLA 6.6 PRONÓSTICO DEL CONSUMO BRUTO 2019 — 2033, ESCENARIOS PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO.

Sistema / GCR	Promedio de las tasas medias de crecimiento anual 2019 — 2033		
	tmca (%)		
	Alto	Planeación	Bajo
SIN	3.5	3.0	2.7
Central	2.9	2.4	2.2
Oriental	3.3	3.2	2.4
Occidental	3.8	3.1	2.9
Noroeste	3.7	3.3	3.1
Norte	3.8	3.2	3.0
Noreste	3.5	2.9	2.7
Peninsular	3.9	3.2	3.0
Baja California	3.6	2.9	2.7
Baja California Sur	3.7	3.0	2.7
Mulegé	4.2	3.8	3.4

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

GRÁFICO 6.9 PRONÓSTICO DE CONSUMO BRUTO DEL SEN 2019 — 2033, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO.



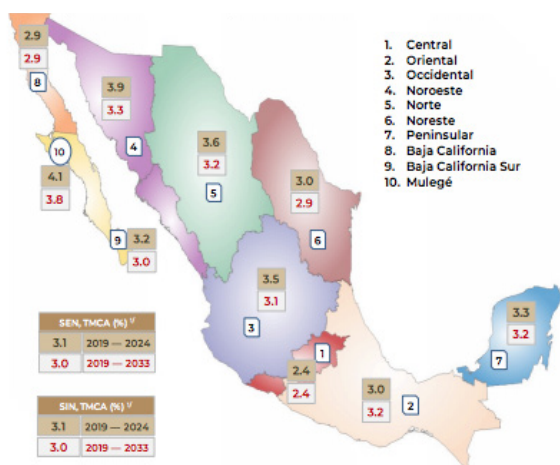
FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

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 con 3.8% y en la GCR Noroeste con 3.3%, mientras que, la Gerencia con menor incremento será la Central con una tmca de 2.4%.

De igual forma, para el mediano plazo (periodo 2019-2024) se pronostica que el sistema Mulegé con 4.1% y la GCR Central con 2.4% serán las regiones con las tmca más alta y más baja respectivamente (ver gráfico 6.10).

GRÁFICO 6.10 PRONÓSTICO REGIONAL DEL CONSUMO BRUTO 2019 — 2024 Y 2019 — 2033, ESCENARIO PLANEACIÓN.



^{1/} tmca, año de referencia 2018.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

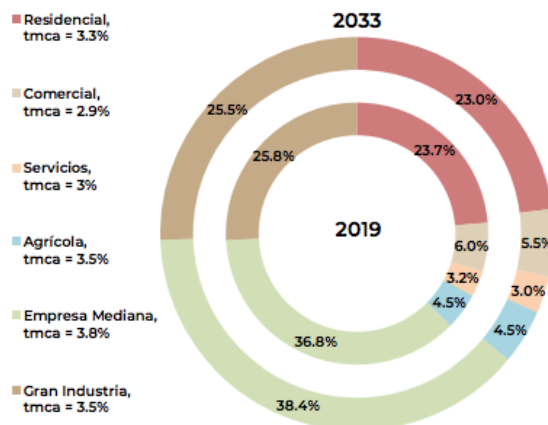
VI.7.1. Consumo final 2019 — 2033

Se estima para el periodo un crecimiento de 3.5% en el consumo final, este valor es superior al 2.8% y al 3.0% que se obtuvo para el PIB y el consumo bruto, respectivamente.

El sector que supone un mayor incremento es la Mediana Empresa con 3.8%, seguido de la Gran Industria y el Agrícola, ambos con 3.5%. Para el año 2033, el sector predominante será la Mediana Empresa con 38.4% de participación del consumo final del SEN, en segundo lugar, la Gran Industria con 25.5%, seguido del Residencial con 23.0% y el resto

de los sectores con 13.1% — Comercial, Servicios y Agrícola—, como se observa en el gráfico 6.11.

GRÁFICO 6.11 CONSUMO FINAL SEN 2019 Y 2033, ESCENARIO DE PLANEACIÓN.



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

VI.7.2. Eficiencia energética y movilidad eléctrica 2019 — 2033

De acuerdo con el Escenario de Transición energética Soberana (TES) considera la intervención de medidas y políticas públicas de eficiencia energética adicionales, mismas que acelerarán el aprovechamiento óptimo de la energía de los sectores de uso final mediante mejores tecnologías con los mejores desempeños energéticos¹³, contempla dos horizontes prospectivos 2035 y 2050. Los impulsores para alcanzar la trayectoria del escenario de TES serán:

- Aumento significativo de la eficiencia energética de equipos y sistemas nuevos, mediante el reforzamiento del Programa de Normas Oficiales Mexicanas en Eficiencia Energética.
- Sustitución paulatina de equipos actualmente en operación por aquellos de alta eficiencia en los sectores industrial y comercial.

¹³ Estrategia de transición para promover el uso de tecnologías y combustibles más limpios, SENER y CONUEE, mayo 2019.

- Electrificación tanto como sea posible de los diferentes medios de transporte tanto públicos como privados.
- El reordenamiento urbano que llevará a la redensificación de las zonas centrales en las ciudades, reduciendo necesidades de movilidad.
- Implementación de Sistemas de Gestión de la Energía (SGEn).
- Implementación de sistemas de cogeneración en la industria.
- Mayor impulso al modelo de redes eléctricas inteligentes.

La Estrategia Nacional de Movilidad (ENV) establece las bases y pautas sobre los requerimientos y las prioridades ambientales, técnicas, tecnológicas, financieras, legales, institucionales y administrativas, así como los esquemas de incentivos, que permitan impulsar y posicionar a nivel nacional la movilidad eléctrica como una alternativa viable y sostenible.

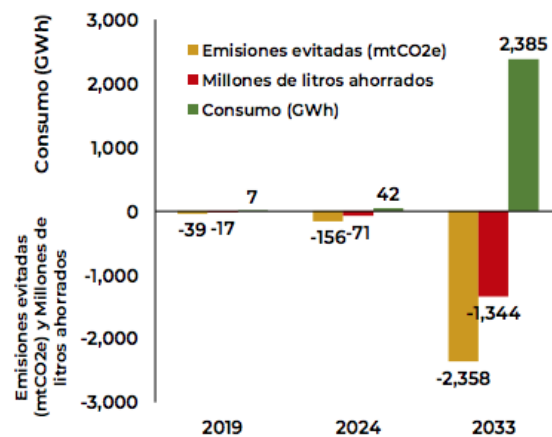
A continuación, se mencionan los objetivos específicos de la ENV:

- Disminuir la contaminación urbana proveniente de vehículos de combustión interna impulsando el desarrollo social, así como la mejora de la calidad de vida de los grupos vulnerables y la accesibilidad a mejores oportunidades para su desarrollo integral.
- Contribuir con el cumplimiento de las metas de reducción de emisiones establecidas en la contribución nacionalmente determinada (NDC) para mitigar el riesgo del impacto en zonas de extrema vulnerabilidad del país.
- Aprovechar de manera estratégica los sistemas de movilidad existentes para optimizar el consumo energético e impulsar el uso de energía proveniente de fuentes renovables.
- Impulsar esquemas de movilidad inteligente y sustentable a través de la incor-

poración de innovaciones tecnológicas y alternativas modales en el marco de la creación de ciudades inteligentes que impacten de manera positiva en los usuarios de transporte público, peatones y ciclistas.

Promover el desarrollo de la industria nacional de vehículos de transporte híbridos y eléctricos para el posicionamiento de México.

GRÁFICO 6.12 PROYECCIONES FUTURAS PARA ABASTECIMIENTO DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.



FUENTE: Elaborado por SENER con información de INECC, SEMARNAT, SENER, CONUEE, CRE, Bloomberg y Armadoras de Vehículos y Autobuses

Respecto a la carga de las baterías del vehículo eléctrico, se podría realizar dicha carga con el apoyo de un sistema de Generación Distribuida (paneles fotovoltaicos y sistema de almacenamiento local), mismo que durante el día autoabastecería localmente al usuario y los excedentes serían para almacenamiento, en turno nocturno en horas de menor demanda del usuario, el vehículo eléctrico tomaría energía del sistema de almacenamiento local y en caso de ser necesario de la Red General de Distribución, estableciendo un esquema atractivo para el propietario de un vehículo eléctrico (solución integral: vehículo eléctrico y sistema de Generación Distribuida). Con el objetivo de desarrollar y promover soluciones técnicas para la mejora de la eficiencia energética de los vehículos de uso particular en México.

VI.8. Demanda máxima 2019 — 2033

En la tabla 6.7 se enuncia los crecimientos posibles para los sistemas y GCR en los tres escenarios; en el gráfico 4.13, se presentan los crecimientos del SEN

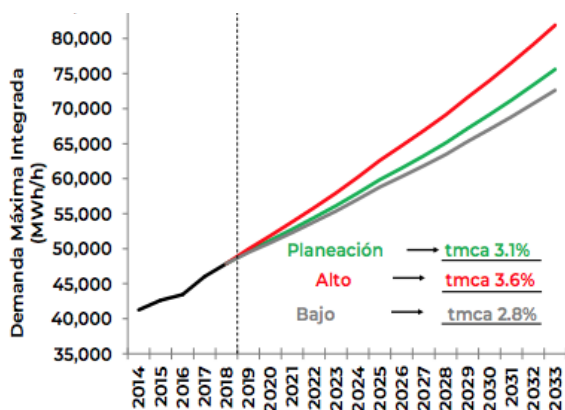
TABLA 6.7 POSIBLE DEMANDA INTEGRADA 2019 — 2033, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO.

Sistema / GCR	Promedio de las tasas medias de crecimiento anual 2019 — 2033		
	tmca (%)		
	Alto	Planeación	Bajo
SIN	3.6	3.1	2.8
Central	2.9	2.4	2.2
Oriental	3.4	3.3	2.5
Occidental	4.2	3.5	3.3
Noroeste	3.9	3.4	3.2
Norte	3.7	3.1	2.9
Noreste	3.7	3.0	2.8
Peninsular	4.1	3.4	3.2
Baja California	4.0	3.2	3.0
Baja California Sur	3.7	3.0	2.7
Mulegé	4.3	3.9	3.4

FUENTE: Elaborado por SENER con información de INECC, SEMARNAT, SENER, CONUEE, CRE, Bloomberg y Armadoras de Vehículos y Autobuses

Tomando como base el escenario de Planeación, en el gráfico 6.14 se muestra de forma geográfica y porcentual, la proyección para dos horizontes, 2019 — 2024 y 2019 — 2033 para cada GCR y SIN.

GRÁFICO 6.13 PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA DEL SEN¹/ 2019—2033, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO.

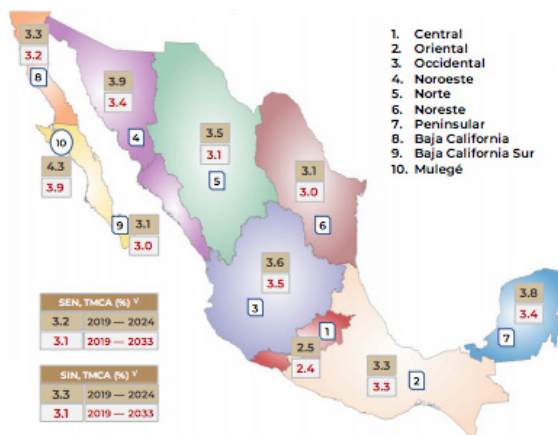


FUENTE: Elaborado por SENER con información de INECC, SEMARNAT, SENER, CONUEE, CRE, Bloomberg y Armadoras de Vehículos y Autobuses

Para el largo plazo, se prevé un dinamismo mayor para el sistema Mulegé con una tmca de 3.9% y la GCR Occidental con 3.5%, respecto al resto del sistema. Las GCR Peninsular, Baja California, Baja California Sur, Oriental, Noroeste y Norte en promedio crecerán por arriba de 3.0%, mientras el Central crecerá al 2.4 por ciento.

Nota: Esta proyección dependerá de las inversiones necesarias, del desarrollo tecnológico y de la capacidad de abastecimiento de energía para el parque vehicular.

GRÁFICO 6.14 PRONÓSTICO REGIONAL DE LA DEMANDA MÁXIMA 2019 — 2024 Y 2019 — 2033, ESCENARIO PLANEACIÓN.



¹/tmca, año de referencia 2018.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

SENER

SECRETARÍA DE ENERGÍA



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

PRODESEN 2019-2033

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

VII. PROGRAMA INDICATIVO PARA LA INSTALACIÓN Y RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS

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 los objetivos de Energías Limpias, la Secretaría desarrollará programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas, cuyos aspectos relevantes se incorporarán en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional”. Por otra parte, en el Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, en su Artículo 7, se establece que “los programas indicativos para la instalación y retiro 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.

VII.1 Programa de Centrales Eléctricas para el fortalecimiento de las empresas productivas del Estado

En el presente ejercicio de planeación, de conformidad con la nueva política energética de la administración pública federal, no se considera el retiro de Centrales Eléctricas.

Con el fin de reactivar el desarrollo de Centrales Eléctricas en la Empresa productiva del Estado, se plantea la incorporación en el mediano plazo de centrales de ciclo combinado, geotermoelectricas y de cogeneración eficiente; además de la rehabilitación y modernización de algunas hidroeléctricas en operación, así como el equipamiento de otras en instalaciones hidráulicas existentes (ver Tabla 7.1).

TABLA 7.1 CENTRALES ELÉCTRICAS PROPUESTAS POR CFE

CAPACIDAD POR INSTALAR (MW)								
NOMBRE DEL PROYECTO	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
CC EMPALME I	770							770
CC EMPALME II	791							791
CC TOPOLOBAMPO II	887							887
CC ESCOBEDO	857							857
CC VALLE DE MEXICO II	615							615
CG LOS AZUFRES	25							25
CC TOPOLOBAMPO III		765						765
CC NORTE III		907						907
CC CENTRO		642						642
Subtotal	3,945	2,314	-	-	-	-	-	6,259
PROYECTOS EN PROCESO DE LICITACIÓN Y PROPUESTOS POR CFE								
HIDROELÉCTRICOS			45	83	149	143	52	471
CC SALAMANCA				757				757
CCC SAN LUIS POTOSÍ				740				740
CG HUMEROS III FASE B					25			25
CC SAN LUIS RIO COLORADO					450			450
CI BAJA CALIFORNIA SUR VI					42			42
CC LÉRDO					911			911
CC TUXPAN					964			964
COGENERACIÓN TULA		320						320
COGENERACIÓN MINATITLÁN						870		870
COGENERACIÓN SALINA CRUZ							812	812
Subtotal	-	320	45	1,580	2,541	1,013	864	6,362
TOTAL	3,945	2,634	45	1,580	2,541	1,013	864	12,621

En la Tabla 7.2 se presentan los proyectos de generación renovable que la CFE ha reportado, con base en la política energética, estarán sujetos a los estu-

dios técnicos-económicos, a la capacidad de generación de recursos propios y al financiamiento de la propia empresa.

TABLA 7.2 PROYECTOS RENOVABLES PROPUESTOS POR CFE

PROYECTOS DE GENERACIÓN	CAPACIDAD POR INSTALAR (MW)							Total
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
SURESTE I FASE I					105			105
SURESTE II Y III						600		600
SURESTE IV Y V						600		600
FOTOVOLTAICO CERRO PRIETO II					150			150
FOTOVOLTAICO VILLITA					62			62
FOTOVOLTAICO CENTRAL					250	200		450
FOTOVOLTAICO COSTA DE JALISCO Y NAYARIT						340		340
FOTOVOLTAICO GUADALAJARA						250		250
Subtotal	-	-	-	-	567	1,990	-	2,557

En la tabla 7.2.A se presentan proyectos de generación renovable que la CFE tiene en estudio. Ocho corresponden a proyectos geotermoeléctricos, con

una capacidad total de 117MW, y la reactivación de la central hidroeléctrica Chicosén II de 240MW de capacidad.

TABLA 7.2.A PROYECTOS RENOVABLES DE CFE EN ESTUDIO

NOMBRE DE PROYECTO	CAPACIDAD POR INSTALAR (MW)							Total
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
CG CERRITOS COLORADOS FASE I						25		25
CG ACOULCO FASE I						10		10
CG CERRO PRIETO SUSTITUCIÓN U5						40		40
CG CHICHONAL FASE I						10		10
CG LOS NEGRITOS FASE I						10		10
CG SAN MARCOS FASE I						10		10
CICLO BINARIO SANTA ROSALIA					1.7			2
CG AZUFRES IV						10		10
CH CHICOASEN II						240		240
TOTALES	-	-	-	-	2	355	-	357

VII.2 Programa Indicativo de Incorporación de Centrales Eléctricas

El programa de nueva capacidad en el corto/mediano plazo 2019-2021/2022, resultó de la revisión de los proyectos con altas expectativas de realización de cada uno de los participantes considerados en la LSPEE y en la LIE. Posterior a 2021, con fundamento en los lineamientos de política energética, se consideran proyectos de generación limpia-renovables, cogeneración eficiente y tecnologías convencionales.

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

La Tabla 7.3, muestra el detalle del Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas y en las Tabla 7.4 y 7.5 el resumen por Gerencia de Control y por tipo de tecnología de generación.

En los primeros años se indican los proyectos firmes. Apartir de 2023 se indican proyectos que resultan del proceso de optimización de mediano y

largo plazos, en éstos se indica la tecnología, capacidad,ubicación regional y año de operación.

TABLA 7.3 PROGRAMA INDICATIVO PARA LA INSTALACIÓN Y RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS - ESCENARIO DE PLANEACIÓN

NOMBRE	AÑO	ADICIONES O RETIROS	CONTRATO O UNIDAD	TIPO	MW	MES	GERENCIA DE CONTROL
Los Humeros U II	2019	Adiciones	GEN	GEO	27	ene	ORI
San Ignacio			FV		18	ene	PEN
Solem II			GEN	FV	140	ene	OCC
TAI-VI La Trinidad PI			GEN	FV	30	ene	NTE
TAI-VI La Trinidad PII			GEN	FV	30	ene	NTE
TAI-VI La Trinidad PIII			GEN	FV	30	ene	NTE
Cogeneración Industrial Papelera San Luis S.A. De C.V.			GEN	COGEF	2	ene	OCC
Don Diego Solar (Antes San Fernando)			AUT	FV	125	ene	NOR
Energreen			GEN	BIO	2	ene	CEL
Sears Galerías Monterrey			COG	COGEF	1	ene	NES
Planta Solar Oregana			GEN	FV	125	feb	NOR
Tres Mesas 3			GEN	EO	50	feb	NES
Bluemex Power I			GEN	FV	90	mar	NOR
Energía San Luis De La Paz			GEN	CC	22	mar	OCC
Munisol S.A.P.I.			AUT	FV	22	mar	NOR
San Luis Potosí/AA			GEN	CI	20	mar	OCC
Ahumada IV Solar PV S.A. De C.V.			PP	FV	30	mar	NTE
CCC Tula Paquete I			GEN	CC	275	mar	CEL
Energía Eléctrica De Chihuahua S.A. De C.V.			PP	FV	30	mar	NTE
Energía Solar Sonense S.A. De C.V.			PP	FV	30	mar	NTE
Fotovoltaica De Ahumada S.A. De C.V.			PP	FV	30	mar	NTE
Lamosa Energía de Monterrey			GEN	CI	8	mar	NES
Planta España			GEN	CI	3	mar	CEL
Planta Reforma			GEN	CI	3	mar	CEL
Planta solar Santa María			GEN	FV	148	mar	NTE
Refractarios básicos			GEN	CI	5	mar	NES
Absormex CMPC Tissue S.A. De C.V.			GEN	COGEF	23	mar	NES
CCC Valle De México II			GEN CFE	CC	615	mar	CEL
Aldebaran			PP	FV	15	abr	OCC
CC Noreste (CC Escobedo)			GEN	CC	857	abr	NES
Grupo Gusi, S.P.R. De R.L. De C.V.			GEN	BIO	3	abr	OCC
Recurrent Energy México Development, S. De R.L. De C.V.			GEN	FV	63	abr	OCC
Río Escondido			GEN	CAR	129	abr	NES
Cogeneración De Altamira S.A. De C.V.			COG	COGEF	350	abr	NES
Energía Solar De Poniente S. De R.L. De C.V.			GEN	FV	82	abr	NTE
Laguna Solar			GEN	FV	101	abr	NTE
Mi Rancho Sur			AUT	FV	25	abr	NOR
Pier I (Agrupado Con Pier IV)			AUT	EO	87	abr	ORI
Pier IV (Agrupado Con Pier II)			AUT	EO	134	abr	ORI
RMSC Comercio, S.A.P.I. DE C.V. (ALAI)			GEN	FV	30	abr	NTE
Topolobampo II			PIE	CC	887	abr	NOR
Aguas Tratadas Del Valle De México, S.A. De C.V.			GEN	BIO	30	may	CEL
BNB Villa Ahumada Solar			GEN	FV	150	may	NTE
CFE Empalme I			GEN CFE	CC	770	may	NOR
CFE Empalme II			GEN CFE	CC	791	may	NOR
Rumorosa Solar			GEN	FV	41	may	BC
San Miguel De Allende 5			GEN	FV	30	may	OCC
Tampico I			AUT	FV	30	may	OCC
Tampico II			AUT	FV	60	may	OCC
Trompezón			GEN	FV	126	may	OCC
Azufres III Fase II			GEN CFE	GEO	25	jun	OCC
Desarrollos Solares De Delicias S.A.P.I De C.V (E/1493/AUT/2015)			AUT	FV	4	jun	NTE
Desarrollos Solares De Delicias S.A.P.I De C.V (E/1495/AUT/2015)			AUT	FV	7	jun	NTE
Desarrollos Solares De Delicias S.A.P.I De C.V (E/1494/AUT/2015)			AUT	FV	4	jun	NTE
Sears Tezontle			COG	COGEF	1	jun	CEL
Akin Solar S.A. De C.V.			AUT	FV	100	jun	NOR
ALIAIR Importación Y Exportación, S.A.P.I. DE C.V. (ALAI)			AUT	FV	30	jun	NTE
Energía Solar Alaia V S.A.P.I. De C.V. (Alaia)			AUT	FV	30	jun	NTE
Energía Solar Alaia IV S.A.P.I. De C.V. (Alaia)			AUT	FV	30	jun	NTE
Energía Solar Alaia III S.A.P.I. De C.V. (Alaia)			AUT	FV	30	jun	NTE

TABLA 7.3 PROGRAMA INDICATIVO PARA LA INSTALACIÓN Y RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS - ESCENARIO DE PLANEACIÓN

NOMBRE	AÑO	ADICIONES O RETIROS	CONTRATO O UNIDAD	TIPO	MW	MES	GERENCIA DE CONTROL
Energía Solar Alaia II S.A.P.I. De C.V. (Alaia)			AUT	FV	30	jun	NTE
Astillero Sabinita			GEN	FV	100	jun	OCC
AT Solar V			GEN	FV	180	jun	NOR
Delicias Solar			PP	FV	30	jun	OCC
El Mezquite			GEN	EO	250	jun	NES
Energía Limpia De Amistad II			GEN	EO	99	jun	NES
Kambul			GEN	FV	30	jun	PEN
Nonoalco			GEN	TG	89	jun	CEL
Palma Loca			GEN	FV	400	jun	NES
Parque Solar Conejos			GEN	FV	80	jun	NTE
Potosí Solar			GEN	FV	300	jun	NES
PS Aguascalientes Sur I			GEN	FV	30	jun	OCC
Salitrillos			GEN	EO	99	jun	NES
Sears La Esfera			GEN	COGEF	1	jun	NES
Sears Puebla Zaragoza			GEN	COGEF	1	jun	ORI
TAI IV-NEO			GEN	FV	23	jun	NTE
TAI V P-10			GEN	FV	10	jun	NTE
TAI V P-15			GEN	FV	15	jun	NTE
Tepezala I			GEN	FV	100	jun	OCC
Tuli			GEN	FV	150	jun	NES
Tuto II			GEN	FV	138	jun	NOR
Villaldama I			AUT	FV	2	jun	NES
X Elio FV Xoxocotla S.A.P.I. De C.V.			GEN	FV	70	jun	ORI
Elan Generador Dos S.A. De C.V.			GEN	CI	4	jul	CEL
Fotovoltaico Flex			GEN	FV	2	jul	NTE
Generación Eléctrica Cuprum			GEN	CI	2	jul	CEL
Parque Eólico Reynosa			GEN	EO	431	sep	NES
(Central Térmica Pichilingue)			GEN	TG	100	sep	BCS
Cajeme Solar S.A. De C.V.			AUT	FV	10	sep	NOR
El Carmen			GEN	CC	950	sep	NES
Eólica Mesa La Paz			GEN	EO	300	sep	NES
Huerto Solar Fotovoltaico Durango			GEN	FV	100	sep	NTE
Eólica Peñasco Dos			GEN	EO	2	oct	NOR
Border Solar			AUT	FV	150	nov	NTE
Pachamama			GEN	FV	300	nov	OCC
Potosí Solar			AUT	FV	30	dic	OCC
Vicente Guerrero			AUT	EO	118	dic	NES
Eólica De Guanajuato			AUT	EO	63	dic	OCC
Fortius			GEN	FV	6	dic	OCC
Sears La Victoria			GEN	COGEF	1	dic	OCC
Calera			GEN	FV	80	dic	OCC
Carabina I			AUT	EO	200	dic	NES
Central Hidroeléctrica Solis			PP	HID	15	dic	OCC
Central LFGE León			AUT	BIO	3	dic	OCC
Delaro, S. De R.L. De C.V.			AUT	EO	117	dic	NES
Eólica Mamulique			AUT	EO	42	dic	NES
Kabil			GEN	EO	30	dic	PEN
Kabil II			GEN	EO	30	dic	PEN
Los Pinos			PP	FV	40	dic	OCC
Pollux Energy Project S.A. De C.V.			PP	FV	30	dic	NES
Prosolia Internacional De México, S.A. De C.V.			PP	FV	30	dic	NTE
Salsipuedes Solar			AUT	FV	30	dic	OCC
Sol De Los Manzanos			AUT	FV	30	dic	NTE
Solax Fotovoltaico Arista			PP	FV	30	dic	OCC
Tepeyahualco			GEN	FV	100	dic	ORI
Vientos De Bella Unión S. De R.L. De C.V.			AUT	FV	50	dic	NES
					12,637		

TABLA 7.3 PROGRAMA INDICATIVO PARA LA INSTALACIÓN Y RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS - ESCENARIO DE PLANEACIÓN

NOMBRE	AÑO	ADICIONES O RETIROS	CONTRATO O UNIDAD	TIPO	MW	MES	GERENCIA DE CONTROL
Norte III	2020	Adiciones	GEN CFE	CC	907	ene	NTE
CCC Centro			GEN CFE	CC	642	ene	ORI
Concunul			GEN	FV	70	ene	PEN
KIIN S.A.P.I. De C.V.			AUT	FV	30	ene	PEN
Sol De Insurgentes			GEN	FV	23	ene	BCS
Topolobampo III			PIE	CC	765	ene	NOR
Versalles De Las Cuatas-I			GEN	FV	21	feb	NTE
Versalles De Las Cuatas-II			GEN	FV	21	feb	NTE
Versalles De Las Cuatas-III			GEN	FV	21	feb	NTE
Eólica Santiago			AUT	EO	106	mar	OCC
CCC EVM II			GEN	CC	850	mar	CEL
Parque solar los cuervos			GEN	FV	200	abr	OCC
Los Molinos			GEN	EO	171	abr	NES
Cogeneración Tula			GEN CFE	COGEF	320	abr	CEL
Eolica Tres Mesas 4			GEN	EO	96	abr	NES
Guerrero Negro IV (Mulege) U1			GEN CFE	CI	4	jun	MUL
Guerrero Negro IV (Mulege) U2			GEN CFE	CI	4	jun	MUL
Magdalena			GEN	FV	500	jun	CEL
Magdalena 2			GEN	FV	220	jun	CEL
Parque Eólico Parras			AUT	EO	50	jun	NTE
Ak KIN Green Power Parek S. De R.L. De C.V.			GEN	FV	100	jun	NES
Amistad III			GEN	EO	99	jun	NES
Amistad IV			GEN	EO	150	jun	NES
Bacabachí I (Navojoa Solar)			GEN	FV	200	jun	NOR
Central Eólica Gunna Sicarú I			GEN	EO	48	jun	ORI
Central Eólica Gunna Sicarú II			GEN	EO	252	jun	ORI
Chicxulub I			GEN	EO	70	jun	PEN
El Mayo			GEN	FV	99	jun	NOR
Energía Renovable De La Península, S.A.P.I. De C.V.			GEN	EO	90	jun	PEN
Eólica De Guadalupe			GEN	EO	300	jun	NES
Las Estrellas			GEN	EO	198	jun	NES
Los Ramones			GEN	TG	550	jun	NES
Pachamama II			GEN	FV	330	jun	ORI
Parque Solar Nueva Xcala			GEN	FV	200	jun	CEL
Parque Solar Villanueva MP			GEN	FV	150	jun	NTE
Potreros Solar			GEN	FV	270	jun	OCC
San Matías			AUT	EO	30	jun	BC
Solar Abril 99			GEN	FV	99	jun	NOR
Tastiota			GEN	FV	100	jun	NOR
Vientos Del Altiplano			AUT	FV	40	jun	NES
Eólica Chinampas			AUT	EO	64	jul	OCC
Np Energía La Lucha			GEN	FV	130	jul	NTE
Pima Solar I			GEN	FV	110	oct	NOR
CC Tierra Mojada			GEN	CC	874	dic	OCC
Mesa Morenos			AUT	EO	76	dic	OCC
Parque Eólico Dolores			GEN	EO	269	dic	NES
Parque Eólico Santa Cruz			GEN	EO	138	dic	NES
San Julián			AUT	EO	40	dic	OCC
San Pedro			AUT	EO	30	dic	OCC
Ciénega De Mata			GEN	FV	200	dic	OCC
Cuyoaco			GEN	FV	200	dic	ORI
Horus Solar, S.A. De C.V.			GEN	FV	95	dic	OCC
					10623		
CGS PV 02	2021	Adiciones	GEN	FV	89	ene	OCC
Eólica Palo Alto			AUT	EO	71	ene	OCC
Ticul I			GEN	FV	189	ene	PEN
Ticul II			GEN	FV	94	ene	PEN
Eólica Fenicias			AUT	EO	168	mar	NES
RM Angostura UI			GEN CFE	HID	20	abr	ORI

TABLA 7.3 PROGRAMA INDICATIVO PARA LA INSTALACIÓN Y RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS - ESCENARIO DE PLANEACIÓN

NOMBRE	AÑO	ADICIONES O RETIROS	CONTRATO O UNIDAD	TIPO	MW	MES	GERENCIA DE CONTROL
RM Malpaso U1			GEN CFE	HID	12	abr	ORI
RM Mazatepec U1			GEN CFE	HID	6	abr	ORI
Complemento Novillo U1			GEN CFE	HID	5	abr	NOR
RM Portezuelos I y II (1898) U1			GEN CFE	HID	2	abr	ORI
Amata			GEN CFE	HID	15	abr	NOR
Optimizado Tijuana TG U1			GEN CFE	TG	100	abr	BC
Optimizado Tijuana TG U2			GEN CFE	TG	100	abr	BC
El Clérigo			GEN	CC	500	may	NES
Chicxulub II			GEN	EO	88	jun	PEN
Helios			GEN	FV	150	jun	NES
Rancho Del Norte			GEN	EO	250	jun	NES
Cerro Iguana			GEN	EO	200	dic	ORI
Palmita			GEN	EO	110	dic	ORI
					2,169		
Tuxpan Iberdrola	2022	Adiciones	GEN	CC	1000	ene	ORI
RM Angostura U2			GEN CFE	HID	20	abr	ORI
RM Malpaso U2			GEN CFE	HID	12	abr	ORI
RM Mazatepec U2			GEN CFE	HID	6	abr	ORI
RM Zimapán U1			GEN CFE	HID	11	abr	OCC
Complemento Novillo U2			GEN CFE	HID	5	abr	NOR
RM Comedero U1			GEN CFE	HID	8	abr	NOR
RM Portezuelos y II (1898) U2			GEN CFE	HID	2	abr	ORI
RM Oviachic U1			GEN CFE	HID	2	abr	NOR
RM Sanalona U1			GEN CFE	HID	2	abr	NOR
RM Camilo Arriaga U1			GEN CFE	HID	1	abr	NES
U-3 La Amistad			GEN CFE	HID	12	abr	NES
Equip. Josefa Ortíz De Domínguez			GEN CFE	HID	10	abr	NES
Amp. Cecilio Del Valle			GEN CFE	HID	7	abr	ORI
Francisco Zarco			GEN CFE	HID	10	abr	NTE
Amuchilite			GEN CFE	HID	8	abr	OCC
Salamanca			GEN CFE	CC	757	abr	OCC
San Luis Potosí			GEN CFE	CC	740	abr	OCC
Optimizado Mexicali TG U1			GEN CFE	TG	100	abr	BC
Optimizado Mexicali TG U2			GEN CFE	TG	100	abr	BC
Ecowind			GEN	EO	100	dic	ORI
El Sauzal			GEN	EO	200	dic	ORI
Parque Eólico Iggu			GEN	EO	150	dic	ORI
Zapoteca Energía I			GEN	EO	70	dic	ORI
					3,331		
Humeros III Fase B	2023	Adiciones	GEN CFE	GEO	25	abr	ORI
San Luis Río Colorado			GEN CFE	CC	450	abr	BC
Baja California Sur VI			GEN CFE	CI	42	abr	BCS
Lerdo			GEN CFE	CC	911	abr	NTE
Tuxpan			GEN CFE	CC	964	abr	ORI
Fotovoltaico Cerro Prieto II			GEN CFE	FV	150	abr	BC
Fotovoltaico Villita			GEN CFE	FV	62	abr	CEL
Fotovoltaico Central			GEN CFE	FV	250	abr	CEL
Sureste I Fase I			GEN CFE	EO	105	abr	ORI
RM Angostura Us 3 y 4			GEN CFE	HID	40	abr	ORI
RM Malpaso U 3 y 4			GEN CFE	HID	24	abr	ORI
RM Mazatepec U3			GEN CFE	HID	6	abr	ORI
RM Zimapán U2			GEN CFE	HID	11	abr	OCC
Complemento Novillo U3			GEN CFE	HID	5	abr	NOR
RM Comedero U2			GEN CFE	HID	8	abr	NOR
RM Oviachic U2			GEN CFE	HID	2	abr	NOR
RM Sanalona U2			GEN CFE	HID	2	abr	NOR
RM Platanal			GEN CFE	HID	3	abr	OCC
RM Camilo Arriaga U2			GEN CFE	HID	1	abr	NES

TABLA 7.3 PROGRAMA INDICATIVO PARA LA INSTALACIÓN Y RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS - ESCENARIO DE PLANEACIÓN

NOMBRE	AÑO	ADICIONES O RETIROS	CONTRATO O UNIDAD	TIPO	MW	MES	GERENCIA DE CONTROL
RM Electroquímica			GEN CFE	HID	13	abr	NES
Cerro de Oro Presa CONAGUA U1			GEN CFE	HID	15	abr	ORI
Luis L. León (El Granero)			GEN CFE	HID	30	abr	NTE
Presa Picachos Presa CONAGUA			GEN CFE	HID	15	abr	NOR
Vicente Guerrero			GEN CFE	HID	10	abr	ORI
Aprovechamiento Cutzamala			GEN CFE	HID	3	abr	CEL
Rosetilla			GEN CFE	HID	3	abr	NTE
Juan Sábines			GEN CFE	HID	10	abr	ORI
Eustaquio Buelna			GEN CFE	HID	15	abr	NOR
Optimización			GEN	EO	50	abr	BC
Optimización			GEN	EO	20	abr	BC
Optimización			GEN	FV	50	abr	BC
Optimización			GEN	FV	50	abr	BC
					3,332		
Tizimin II	2024	Adiciones	GEN	EO	76	ene	PEN
Sureste II y III			GEN CFE	EO	600	abr	ORI
Sureste IV y V			GEN CFE	EO	600	abr	ORI
Fotovoltaico Central			GEN CFE	FV	200	abr	CEL
Fotovoltaico Guadalupe			GEN CFE	FV	250	abr	OCC
Fotovoltaico Costa de Jalisco y Nayarit			GEN CFE	FV	340	abr	OCC
Cogeneración Minatitlán			GEN CFE	COGEF	870	abr	ORI
RM Angostura U5			GEN CFE	HID	20	abr	ORI
RM Malpaso U5			GEN CFE	HID	12	abr	ORI
RM Mazatepec U4			GEN CFE	HID	6	abr	ORI
RM Mocuzari			GEN CFE	HID	1	abr	NOR
RM Colina			GEN CFE	HID	1	abr	NTE
RM Minas			GEN CFE	HID	1	abr	ORI
RM Micos			GEN CFE	HID	1	abr	NES
Cerro de Oro Presa CONAGUA U2			GEN CFE	HID	15	abr	ORI
Angostura			GEN CFE	HID	10	abr	NOR
Las Adjuntas			GEN CFE	HID	15	abr	NES
Optimización			GEN	CI	44	abr	BCS
					3,061		
Cogeneración Salina Cruz	2025	Adiciones	GEN CFE	COGEF	812	abr	ORI
RM Malpaso U6			GEN CFE	HID	12	abr	ORI
Optimización			GEN	CC	479	abr	BC
Optimización			GEN	CC	478	abr	BC
Optimización			GEN	FV	100	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	5	abr	NOR
Optimización			GEN	FV	20	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	50	abr	CEL
Optimización			GEN	FV	50	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	50	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	50	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	50	abr	NOR
Optimización			GEN	FV	25	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	50	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	100	abr	NOR
Optimización			GEN	FV	50	abr	ORI
Optimización			GEN	EO	100	abr	NES
Optimización			GEN	FV	100	abr	NES
Optimización			GEN	FV	50	abr	OCC
					2,630		
Optimización	2026	Adiciones	GEN	CI	44	abr	BCS
Optimización			GEN	FV	100	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	20	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	50	abr	CEL

TABLA 7.3 PROGRAMA INDICATIVO PARA LA INSTALACIÓN Y RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS - ESCENARIO DE PLANEACIÓN

NOMBRE	AÑO	ADICIONES O RETIROS	CONTRATO O UNIDAD	TIPO	MW	MES	GERENCIA DE CONTROL
Optimización			GEN	FV	50	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	50	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	50	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	50	abr	NOR
Optimización			GEN	EO	150	abr	ORI
Optimización			GEN	FV	25	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	50	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	33	abr	NOR
Optimización			GEN	FV	50	abr	ORI
Optimización			GEN	EO	100	abr	NES
Optimización			GEN	FV	100	abr	NES
Optimización			GEN	FV	50	abr	OCC
Optimización			GEN	HID	241	abr	ORI
Optimización			GEN	HID	58	abr	ORI
Optimización			GEN	HID	420	abr	ORI
					1,691		
Optimización	2027	Adiciones	GEN	CI	44	abr	BCS
Optimización			GEN	FV	100	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	20	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	50	abr	CEL
Optimización			GEN	FV	50	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	50	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	50	abr	OCC
Optimización			GEN	EO	150	abr	ORI
Optimización			GEN	FV	24	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	50	abr	NTE
Optimización			GEN	CC	950	abr	NOR
Optimización			GEN	FV	50	abr	ORI
Optimización			GEN	EO	52	abr	NES
Optimización			GEN	FV	100	abr	NES
Optimización			GEN	FV	50	abr	OCC
Optimización			GEN	HID	14	abr	ORI
Optimización			GEN	HID	420	abr	ORI
Optimización			GEN	HID	420	abr	ORI
					2,644		
Optimización	2028	Adiciones	GEN	CC	479	abr	BC
Optimización			GEN	FV	100	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	50	abr	NOR
Optimización			GEN	FV	20	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	50	abr	CEL
Optimización			GEN	CC	415	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	50	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	50	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	50	abr	OCC
Optimización			GEN	EO	62	abr	NES
Optimización			GEN	FV	50	abr	NOR
Optimización			GEN	EO	150	abr	ORI
Optimización			GEN	FV	25	abr	NTE
Optimización			GEN	CC	864	abr	NTE
Optimización			GEN	EO	12	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	50	abr	NTE
Optimización			GEN	EO	49	abr	NES
Optimización			GEN	FV	75	abr	NTE
Optimización			GEN	EO	75	abr	NES
Optimización			GEN	EO	50	abr	NES
Optimización			GEN	FV	100	abr	NOR
Optimización			GEN	FV	50	abr	ORI
Optimización			GEN	EO	100	abr	NES

TABLA 7.3 PROGRAMA INDICATIVO PARA LA INSTALACIÓN Y RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS - ESCENARIO DE PLANEACIÓN

NOMBRE	AÑO	ADICIONES O RETIROS	CONTRATO O UNIDAD	TIPO	MW	MES	GERENCIA DE CONTROL
Optimización			GEN	EO	20	abr	NES
Optimización			GEN	EO	50	abr	NES
Optimización			GEN	FV	100	abr	NES
Optimización			GEN	EO	18	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	50	abr	OCC
Optimización			GEN	HID	457	abr	ORI
Optimización			GEN	HID	135	abr	ORI
Optimización			GEN	HID	120	abr	ORI
					3,926		
Optimización	2029	Adiciones	GEN	CI	44	abr	BCS
Optimización			GEN	FV	200	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	54	abr	NOR
Optimización			GEN	FV	40	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	100	abr	CEL
Optimización			GEN	CC	837	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	100	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	100	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	100	abr	OCC
Optimización			GEN	EO	125	abr	NES
Optimización			GEN	CC	934	abr	NOR
Optimización			GEN	EO	300	abr	ORI
Optimización			GEN	FV	50	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	100	abr	NTE
Optimización			GEN	EO	150	abr	NES
Optimización			GEN	EO	100	abr	NES
Optimización			GEN	FV	199	abr	NOR
Optimización			GEN	FV	100	abr	ORI
Optimización			GEN	EO	200	abr	NES
Optimización			GEN	EO	100	abr	NES
Optimización			GEN	FV	200	abr	NES
Optimización			GEN	FV	100	abr	OCC
Optimización			GEN	HID	151	abr	CEL
					4,383		
Optimización	2030	Adiciones	GEN	CI	44	abr	BCS
Optimización			GEN	CC	494	abr	BC
Optimización			GEN	EO	38	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	200	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	100	abr	NOR
Optimización			GEN	FV	40	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	100	abr	CEL
Optimización			GEN	FV	100	abr	OCC
Optimización			GEN	EO	125	abr	NES
Optimización			GEN	EO	300	abr	ORI
Optimización			GEN	FV	100	abr	NTE
Optimización			GEN	EO	100	abr	NES
Optimización			GEN	EO	150	abr	NES
Optimización			GEN	EO	100	abr	NES
Optimización			GEN	FV	195	abr	NOR
Optimización			GEN	CC	950	abr	ORI
Optimización			GEN	FV	100	abr	ORI
Optimización			GEN	EO	5	abr	OCC
Optimización			GEN	EO	200	abr	NES
Optimización			GEN	EO	40	abr	NES
Optimización			GEN	EO	100	abr	NES
Optimización			GEN	FV	200	abr	NES
Optimización			GEN	EO	35	abr	OCC

TABLA 7.3 PROGRAMA INDICATIVO PARA LA INSTALACIÓN Y RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS - ESCENARIO DE PLANEACIÓN

NOMBRE	AÑO	ADICIONES O RETIROS	CONTRATO O UNIDAD	TIPO	MW	MES	GERENCIA DE CONTROL
Optimización			GEN	FV	100	abr	OCC
Optimización			GEN	CC	942	abr	ORI
					4,858		
Optimización	2031	Adiciones	GEN	FV	200	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	100	abr	NOR
Optimización			GEN	FV	40	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	100	abr	CEL
Optimización			GEN	FV	100	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	100	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	100	abr	OCC
Optimización			GEN	EO	125	abr	NES
Optimización			GEN	FV	100	abr	NOR
Optimización			GEN	EO	300	abr	ORI
Optimización			GEN	FV	50	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	100	abr	NTE
Optimización			GEN	CC	471	abr	NOR
Optimización			GEN	CC	950	abr	NOR
Optimización			GEN	FV	150	abr	NTE
Optimización			GEN	EO	54	abr	NES
Optimización			GEN	FV	200	abr	NOR
Optimización			GEN	FV	100	abr	ORI
Optimización			GEN	CC	784	abr	OCC
Optimización			GEN	EO	200	abr	NES
Optimización			GEN	EO	100	abr	NES
Optimización			GEN	FV	200	abr	NES
Optimización			GEN	FV	100	abr	OCC
					4,724		
Optimización	2032	Adiciones	GEN	CI	44	abr	BCS
Optimización			GEN	FV	200	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	100	abr	NOR
Optimización			GEN	FV	40	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	100	abr	CEL
Optimización			GEN	FV	100	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	100	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	100	abr	OCC
Optimización			GEN	EO	125	abr	NES
Optimización			GEN	FV	100	abr	NOR
Optimización			GEN	EO	300	abr	ORI
Optimización			GEN	FV	50	abr	NTE
Optimización			GEN	CC	428	abr	NTE
Optimización			GEN	CC	864	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	100	abr	NTE
Optimización			GEN	EO	15	abr	NES
Optimización			GEN	FV	150	abr	NTE
Optimización			GEN	EO	150	abr	NES
Optimización			GEN	EO	100	abr	NES
Optimización			GEN	FV	200	abr	NOR
Optimización			GEN	CC	950	abr	ORI
Optimización			GEN	FV	100	abr	ORI
Optimización			GEN	EO	200	abr	NES
Optimización			GEN	EO	100	abr	NES
Optimización			GEN	FV	200	abr	NES
Optimización			GEN	FV	100	abr	OCC
					5,017		
Optimización	2033	Adiciones	GEN	TG	48	abr	BCS
Optimización			GEN	CC	494	abr	BC
Optimización			GEN	FV	200	abr	OCC

TABLA 7.3 PROGRAMA INDICATIVO PARA LA INSTALACIÓN Y RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS - ESCENARIO DE PLANEACIÓN

NOMBRE	AÑO	ADICIONES O RETIROS	CONTRATO O UNIDAD	TIPO	MW	MES	GERENCIA DE CONTROL
Optimización			GEN	FV	100	abr	NOR
Optimización			GEN	FV	40	abr	OCC
Optimización			GEN	FV	100	abr	CEL
Optimización			GEN	FV	100	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	100	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	100	abr	OCC
Optimización			GEN	EO	125	abr	NES
Optimización			GEN	FV	100	abr	NOR
Optimización			GEN	EO	300	abr	ORI
Optimización			GEN	CC	432	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	50	abr	NTE
Optimización			GEN	FV	100	abr	NTE
Optimización			GEN	EO	53	abr	NES
Optimización			GEN	FV	123	abr	NTE
Optimización			GEN	EO	150	abr	NES
Optimización			GEN	EO	100	abr	NES
Optimización			GEN	FV	200	abr	NOR
Optimización			GEN	FV	100	abr	ORI
Optimización			GEN	CC	784	abr	OCC
Optimización			GEN	EO	200	abr	NES
Optimización			GEN	CC	788	abr	OCC
Optimización			GEN	EO	100	abr	NES
Optimización			GEN	FV	200	abr	NES
Optimización			GEN	FV	100	abr	OCC
					5,286		

CUADRO 7.4 RESUMEN DEL PROGRAMA INDICATIVO PARA LA INSTALACIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS POR TECNOLOGÍA Y GERENCIA DE CONTROL REGIONAL 2019- 2033 (MW)

Tecnología	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	Total
Ciclo Combinado	5,168	4,038	500	2,497	2,325		956		950	1,758	1,771	2,386	2,205	2,243	2,498	29,294
Turbogás	189	550	200	200											48	1,187
Combustión Interna	44	8			42	44		44	44		44	44		44		357
Hidroeléctrica	15		60	114	203	82	12	719	854	712	151					2,922
Carboeléctrica	129															129
Cogeneración eficiente	380	320				870	812									2,382
Eoloeléctrica	2,051	2,277	887	520	175	1,276	100	250	202	586	975	1,193	779	990	1,028	13,288
Fotovoltaica	4,573	3,430	522		562	790	750	678	594	870	1,443	1,235	1,740	1,740	1,713	20,641
Geotérmica	52				25											77
Bioenergía	37															37
Total:	12,637	10,623	2,169	3,331	3,332	3,061	2,630	1,691	2,644	3,926	4,383	4,858	4,724	5,017	5,286	70,313
Energía Limpia:	7,108	6,027	1,469	634	965	3,017	1,674	1,647	1,650	2,168	2,569	2,428	2,519	2,730	2,741	39,346

TABLA 7.5 RESUMEN DEL PROGRAMA INDICATIVO PARA LA INSTALACIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS POR AÑO Y TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN 2019-2033 (MW)

Tecnología	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	Baja California	Baja California Sur	Mulegé	Total
Ciclo Combinado	1,740	5,449	4,749	6,518	5,658	2,307		2,873			29,294
Turbogás	89					550		400	148		1,187
Combustión Interna	11		20			13			306	8	357
Hidroeléctrica	154	2,543	47	93	44	41					2,922
Carboeléctrica						129					129
Cogeneración eficiente	321	1,683	3			375					2,382
Eoloeléctrica		4,605	546	2	62	7,589	384	100			13,288
Fotovoltaica	2,132	1,400	5,764	3,608	4,370	2,622	431	291	23		20,641
Geotérmica		52		25							77
Bioenergía	31			6							37
Total:	4,478	15,732	11,159	10,222	10,134	13,625	815	3,664	477	8	70,313
Energía Limpia:	2,638	10,283	6,391	3,703	4,476	10,627	815	391	23	0	39,346

VII.3 Evolución de precios de combustibles

Para este ejercicio de planificación, la CFE proporcionó las trayectorias de precios de combustible para:

gas natural, carbón, combustóleo, diésel y uranio enriquecido, para los escenarios alto, bajo y medio. En la Figura 7.1 se muestran esas trayectorias.

FIGURA 7.1 TRAYECTORIAS DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES

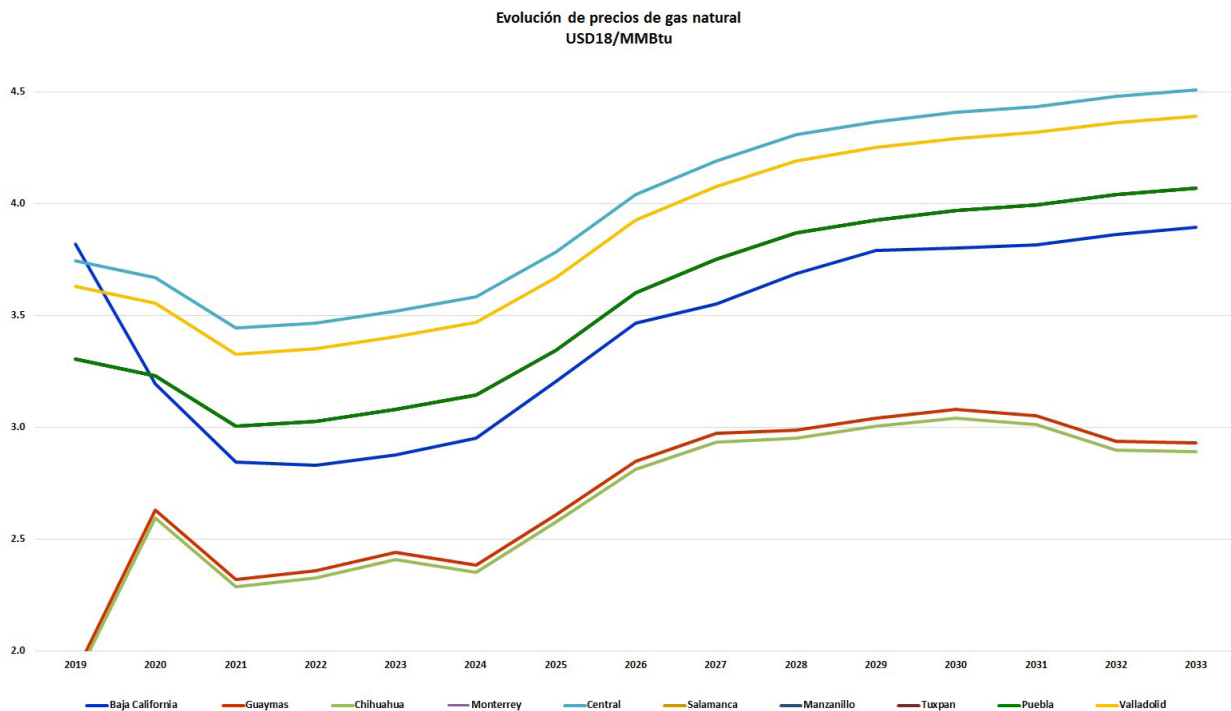


Evolución de precios de gas natural (escenario medio)

En la Figura 7.2 se muestran de manera gráfica las trayectorias de los precios de gas natural en dife-

rentes regiones del país, para el escenario medio. Independientemente de que los generadores de empresas privadas adquieran en el mercado a precios similares o diferentes el gas natural.

FIGURA 7.2 EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE GAS NATURAL ESCENARIO MEDIO



VII.4 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 del consumo de energía (GWh).

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

En los estudios realizados por el CENACE se consideró el MR eficiente, dictado en la política de confiabilidad, el cual considera: 21.3% para el SIN, 20.9% para el Sistema BC y 35% para el Sistema BCS. A nivel sistema, el MR se calcula para la demanda máxima coincidente. La demanda máxima coincidente del SIN ocurre normalmente en el mes de junio en-

tre las 16 y 17 horas. Para los sistemas aislados BC y BCS, la demanda máxima ocurre en agosto entre las 17 y 18 horas, hora local en cada sistema.

La participación de tecnologías renovables, particularmente la solar fotovoltaica, tendrá un efecto importante en el margen de reserva de la demanda máxima vespertina. Sin embargo, la capacidad de estas fuentes de generación estará ausente en la noche, por lo que es fundamental verificar 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 de 6%.

La capacidad disponible de la generación intermitente, en el punto de operación en demanda máxima, se considera como un porcentaje de su

capacidad, de acuerdo con la estadística de su comportamiento estacional y horario. 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.

En la tabla 7.6, se presentan los valores de margen de reserva para el escalón de punta de la tarde, del Sistema Eléctrico Nacional. El margen de reserva de Baja California no considera importación de USA.

TABLA 7.6 MARGEN DE RESERVA PARA EL ESCALÓN DE LA TARDE

Margen de Reserva (%), Cuatrimestre Mayo-Agosto, Escalón Diurno															
CCR	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
BCN	-4.5	-11.8	-8.5	-5.4	9.8	5.9	27.5	24.0	20.9	27.5	22.9	29.2	25.8	21.5	27.8
BCS	35.4	50.3	45.4	40.9	42.2	42.3	38.2	40.4	41.8	37.8	38.6	39.7	35.8	36.7	38.3
Central	14.3	43.4	39.3	53.7	52.7	51.2	50.1	48.9	47.8	46.7	47.0	45.9	44.9	43.8	42.8
Noreste	25.4	47.3	57.6	43.3	47.8	55.2	44.2	39.2	38.1	43.0	39.3	46.1	46.6	57.3	57.6
Noroeste	24.3	37.2	38.5	33.8	33.0	31.9	31.0	29.9	29.0	28.0	29.8	30.9	33.9	36.6	41.0
Norte	19.3	29.8	26.3	21.7	23.7	21.9	21.6	21.4	21.2	24.2	26.2	26.4	29.2	28.8	31.4
Occidental	15.9	32.8	38.0	27.7	18.4	17.5	17.0	16.9	17.1	16.6	21.2	19.5	24.9	22.9	25.7
Oriental	41.0	43.8	40.5	45.5	38.9	35.5	34.9	34.2	36.1	35.7	36.3	36.3	35.5	34.5	33.6
Peninsular	35.8	33.5	45.9	46.5	41.5	42.7	58.7	55.6	55.9	53.2	50.4	51.2	47.1	45.9	41.9
SIN	23.4	39.4	41.6	39.0	36.4	36.5	34.6	33.0	32.8	33.4	34.2	35.0	36.5	37.8	38.8

Como se observa el MR, en el SIN, del escalón de la tarde, en 2019 será cercano a 23%. Entre 2020 y 2022 alcanzará los valores mayores debido a la entrada en operación de capacidad de nuevas centrales a base de energías renovables, principalmente eólicas y solares, así como a la inclusión de centrales de ciclo combinado.

Para Baja California, se registran MR negativos a partir de 2019 y hasta 2022. En estos MR no se han considerado recursos de capacidad que podrían provenir de los sistemas eléctricos del oeste de USA. La Tabla 7.7, presenta los valores de margen de reserva para el escalón de punta nocturno del Sistema Eléctrico Nacional. El margen de reserva de Baja California no considera importación de USA.

TABLA 7.7 MARGEN DE RESERVA PARA EL ESCALÓN NOCTURNO

Margen de Reserva (%), Cuatrimestre Mayo-Agosto, Escalón Nocturno															
CCR	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
BCN	-4.5	-11.8	-8.5	-5.4	9.8	5.9	27.5	24.0	20.9	27.5	22.9	29.2	25.8	21.5	27.8
BCS	32.6	45.2	40.7	36.3	37.9	38.1	34.4	36.9	38.7	35.0	36.1	37.6	34.2	35.0	36.7
Central	14.6	30.7	29.9	29.3	26.2	33.8	18.2	14.6	14.2	13.9	13.8	13.5	13.2	12.9	12.6
Noreste	26.6	39.2	45.3	43.6	43.3	31.1	29.6	28.8	28.1	27.6	27.0	26.8	26.4	26.1	25.7
Noroeste	22.7	22.5	21.1	21.2	21.4	20.7	20.1	19.5	21.3	20.7	22.5	21.9	24.7	23.9	23.2
Norte	15.1	20.3	19.7	18.9	15.2	16.4	15.9	15.5	14.9	17.8	19.2	18.8	18.3	20.6	21.2
Occidental	15.9	26.0	25.2	21.8	15.6	15.0	14.4	14.1	13.7	13.3	12.9	12.5	12.9	12.5	13.7
Oriental	27.3	34.8	32.5	30.2	27.3	28.4	28.9	29.1	29.4	29.6	28.8	30.7	29.8	30.0	29.2
Peninsular	23.7	30.5	32.7	25.0	29.5	27.6	45.1	20.3	13.1	12.8	11.6	11.0	11.8	11.7	11.0
SIN	20.6	30.1	30.4	28.4	25.8	24.9	22.6	20.4	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.1	20.0

Para el escalón nocturno, el MR del SIN será cercano al 21.0% en 2019 y se incrementará en 2020 y 2021 con la entrada en operación de nuevas centrales eólicas, fotovoltaicas, ciclos combinados y otras tecnologías convencionales. A partir de 2026, el MR en el SIN será del orden de 20%.

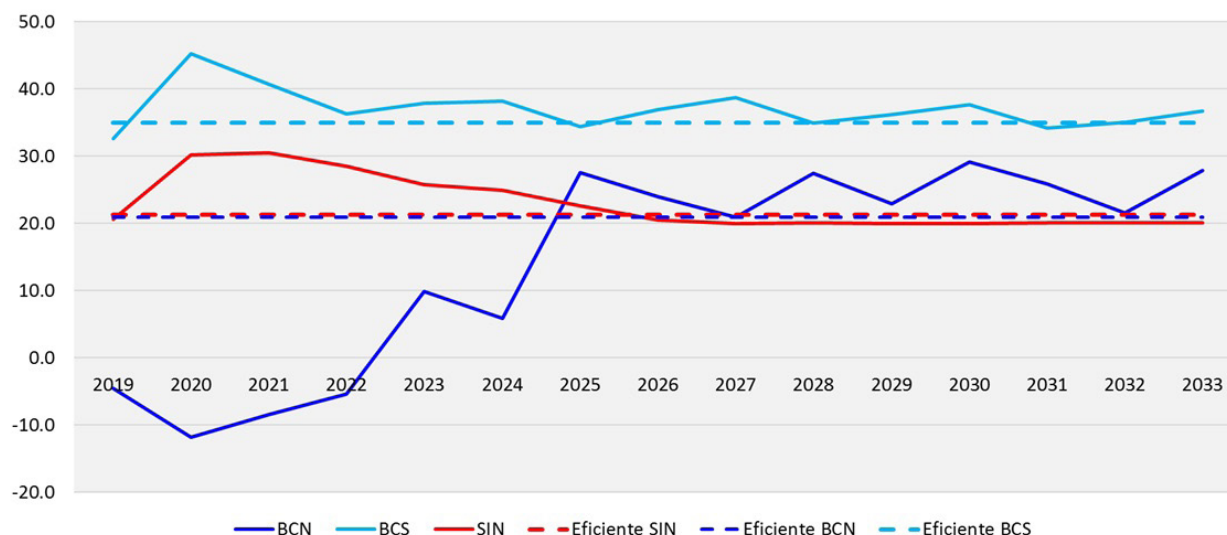
Para Baja California, se registran MR negativos a partir de 2019 y hasta 2022. En estos MR no se han considerado recursos de capacidad que podrían provenir de los sistemas eléctricos del oeste de USA.

La capacidad actual de la red de transmisión que interconecta los sistemas eléctricos de Baja California con los del oeste de USA es de 408 MW. La importación de capacidad, en los periodos de verano, permitiría atender la demanda, al menos para no tener déficit de capacidad en Baja California duran-

te estos años. A partir de 2021 se ha supuesto la instalación 200 MW de capacidad con unidades turbogás y en 2022 otros 200 MW. Sin embargo, estas capacidades no corresponden a proyectos firmes y se consideran solo con fines indicativos de lo que mínimamente debería instalarse en esos años para salir de la condición de déficit de capacidad en BC. A partir de 2023 se considera entraría en operación una central de ciclo combinado en San Luis Rio Colorado, con capacidad de 450 MW. A partir de 2025 con la adición de nuevas centrales de CC el margen de reserva alcanzará el establecido en la Política de Confiabilidad.

La figura 7.3, muestra los márgenes de reserva de los tres sistemas eléctricos, así como los valores de referencia del Margen de Reserva Eficiente de Planeación, indicados en la Política de Confiabilidad.

FIGURA 7.3 MARGEN DE RESERVA PARA EL ESCALÓN NOCTURNO



VII.5 Emisiones

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 GEI en México, solo por debajo del sector transporte, y tiene el compromiso INDC de reducir sus

emisiones de GEI a un nivel no mayor a 139 MTCO₂e al 2030.

La Tabla 7.8, presenta la estimación de emisiones de CO₂ como resultado de la producción de energía en SEN. En estas estimaciones no se incluyen las correspondientes a centrales que autoabastecen de manera local su demanda.

Se estima que en 2018 se emitieron 102 MTCO₂e, a partir de 2019 las emisiones disminuyen y en 2020 se llega a un mínimo de 85MTCO₂, como resultado de la integración de fuentes de generación renovable en este periodo. Al año 2024 llegarían a 89MT-CO₂e y en 2033 a 105 MTCO₂e. Estos valores son inferiores respecto al nivel definido en el compromiso INDC, lo cual es resultado de la integración de fuentes renovables de energía y centrales convencionales a base de gas natural con altas eficiencias de conversión y menores emisiones.

TABLA 7.8 EMISIONES DE CO₂ DE CENTRALES ELÉCTRICAS INTERCONECTADAS A LA RNT

Emisiones de CO ₂ e en el SEN en millones de toneladas	
Periodo	Total
2018	102
2019	95
2020	85
2021	86
2022	89
2023	90
2024	89
2025	89
2026	91
2027	93
2028	95
2029	97
2030	99
2031	101
2032	103
2033	105

En la tabla 7.9 se presenta la evolución de la producción de energía, así como la participación estimada que corresponde a fuentes de generación limpias.

TABLA 7.9 PARTICIPACIÓN DE ENERGÍA LIMPIA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Periodo	Energía Producida (GWh)	Energía Limpia (GWh)	Energía Limpia (%)
2019	327,965	87,400	26.6
2020	340,162	107,374	31.6
2021	350,432	117,236	33.5
2022	362,099	118,521	32.7
2023	368,365	123,350	33.5
2024	379,159	133,175	35.1
2025	389,998	137,815	35.3
2026	401,262	144,055	35.9
2027	412,482	150,361	36.5
2028	424,801	157,258	37.0
2029	437,448	164,548	37.6
2030	450,036	171,821	38.2
2031	462,739	179,141	38.7
2032	476,606	187,242	39.3
2033	490,047	195,316	39.9

SENER

SECRETARÍA DE ENERGÍA



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

PRODESEN 2019-2033

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

VIII. PROGRAMA DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN Y LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (PAMRNT)

VIII.1 Objetivo de los Proyectos de Ampliación y Modernización

El Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista, se llevará 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”.

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 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 de energía eléctrica.
- 4. Contribuir al cumplimiento de las metas de producción de energía limpia
- 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.

Cabe señalar, que como se señaló en el apartado sobre los resultados de la reforma energética en el sector eléctrico, existe una desconexión de la planeación de las redes, con las Centrales Eléctricas, impidiendo una planeación integral del Sistema Eléctrico Nacional, esto como resultado de una separación institucional con facultades simultáneas; que actúan de manera autónoma y sin perspectiva integral, entre demanda y oferta de generación, creando condiciones ruinosas para la operación del CENACE, el uso óptimo de la infraestructura de generación y el funcionamiento del sistema.

VIII.2 Proceso de Ampliación de la RNT y las RGD del MEM

Tomando en cuenta lo expuesto como condiciones generales limitantes de la planeación de la RNT, en este PRODESEN se consideran fundamentalmente las demandas regionales, la Confiabilidad, Calidad y seguridad del sistema, con una visión que corresponde a la nueva política energética nacional.

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 de

energía eléctrica 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 los encargados de la construcción de estas obras, iv) el pronóstico de demanda y consumo que elabora el CENACE y v) la estadística de falla en elementos de generación, transmisión y transformación para los análisis probabilísticos.

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 limpia intermitente solar y eólica de acuerdo con las estadísticas disponibles para las diferentes regiones del país.

Una vez integrados los casos 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 incluido en el Código de Red.

Posteriormente, ya que se han analizado los resultados del comportamiento de la red 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.

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 53 regiones con un análisis determinístico para evaluar proyectos de líneas de transmisión entre Regiones de Transmisión con impacto entre regiones y/o Gerencias de Control Regional 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.

- 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.

VIII.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 realiza por el transportista y el distribuidor en coordinación con el CENACE. En un primer paso se llevan a cabo estudios de confiabilidad y estadísticos para evaluar las condiciones actuales de los equipos y elementos que conforman el sistema eléctrico nacional.

Posteriormente, se identifican las necesidades del requerimiento de inversión, tomando en cuenta que la definición de Modernización corresponde a “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”¹.

Bajo esta premisa y tomando en cuenta las necesidades más comunes de modernización, se identifican los siguientes casos:

- Proyectos motivados por la violación de capacidades interruptivas en interruptores y/o equipamiento serie asociado. Se

presenta cuando el nivel de cortocircuito de determinada zona o región supera la capacidad nominal de los equipos que operan dentro de la misma.

- 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.

- 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.

- 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.

- 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 o cuando el fabricante informa que ya no proveerá garantías y/o soporte.

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

¹ 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>

VIII.4 Propuestas de Ampliación de la RNT y las RGD del MEM.

cional de Transmisión en el PAMRNT, ordenados por prioridad.

En la tabla 8.1 se presenta un resumen de los proyectos identificados de ampliación en la Red Na-

TABLA 8.1. PROYECTOS IDENTIFICADOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT EN EL PAMRNT 2019 – 2033

Prioridad	Gerencia de Control Regional	PEM	Proyecto	Fecha Necesaria	Ejercicio de Planeación en el que se identifica	Atiende problemáticas de suministro de energía eléctrica en Zona o GCR/ Estado
1	Peninsular	P18-PE2	Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya	abr-20	2018	Cancún y Riviera Maya / Quintana Roo
2	Occidental	P19-OC4	Compensación de potencia reactiva dinámica en el Bajío	abr-25	2019	Bajío / Guanajuato y Querétaro
3	Central, Occidental, Noreste	I19-CE1	Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País	abr-25	2019	Gerencias de Control Central y Occidental / Querétaro, Estado de México, Hidalgo y Ciudad de México
4	Oriental y Peninsular	P17-PE1	Interconexión Sureste - Peninsular	abr-22	2017	Gerencias de Control Oriental y Peninsular / Tabasco, Campeche, Yucatán y Quintana Roo
5	Noreste	P19-NE2	Reducción en el nivel de cortocircuito de la red eléctrica de la Zona Metropolitana de Monterrey	abr-21	2019	Monterrey / Nuevo León
6	Noroeste	P19-NO2	Solución a las restricciones de capacidad de transmisión en cables subterráneos del Noroeste	abr-19	2019	Nogales, Hermosillo, Obregón, Los Mochis, Culiacán y Mazatlán / Sonora y Sinaloa
7	Noroeste	P15-NO1	Culiacán Poniente entronque Choacahui – La Higuera (A3N40)	abr-20	2015	Culiacán / Sinaloa
8	Noreste	P18-NE2	Derramadero entronque Ramos Arizpe Potencia - Salero	abr-19	2018	Saltillo / Coahuila
9	Noreste	P18-NE3	San Jerónimo Potencia Banco 2	abr-23	2018	Monterrey / Nuevo León
10	Baja California	P19-BC1	Tijuana I Banco 4	abr-23	2019	Tijuana / Baja California
11	Norte	P19-NT1	Terranova Banco 2	abr-23	2019	Ciudad Juárez / Chihuahua
12	Occidental	P19-OC2	San José Iturbide Banco 4	abr-23	2019	San Luis de la Paz / Guanajuato y Querétaro
13	Oriental	P19-OR3	Suministro de energía en la Zona Huatulco y Costa Chica	jun-19	2019	Huatulco, Oaxaca, Acapulco / Oaxaca y Guerrero
14	Occidental	P19-OC3	Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias - Querétaro	abr-23	2019	Querétaro / Querétaro y Guanajuato
15	Noreste	P19-NE1	Ampliación de la red eléctrica de 115 kV del corredor Tecnológico-Lajas	abr-18	2019	Montemorelos y Linares / Nuevo León
16	Noroeste	P16-NO1	El Mayo entronque Navojoa Industrial - El Carrizo	abr-20	2016	Navojoa / Sonora
17	Oriental	P19-OR2	Puebla Dos Mil entronque Puebla II 73890 Guadalupe Analco	jun-19	2019	Puebla / Puebla
18	Noroeste	P19-NO1	Viñedos MVAR	abr-20	2019	Hermosillo / Sonora

En la Tabla 8.2 se muestran los proyectos de modernización identificados por CFE Transmisión, en el PAMRNT.

TABLA 8.2. PROYECTOS IDENTIFICADOS DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT EN EL PAMRNT 2019 – 2033

Nombre del Proyecto	Gerencia Regional de Transmisión CFE	Fecha Necesaria	Fecha Factible	Criterio Aplicable	Descripción del proyecto
Sustitución de Transformadores de Potencia en la subestación eléctrica Poza Rica	Oriente	dic-18	dic-22	b	Reemplazo de transformadores de Potencia debido a su condición de antigüedad
Modernización de tres cuadros de Maniobras para incorporar interruptores	Norte	abr-19	dic-20	d	Instalación de 5 interruptores en 115 kV en subestaciones operadas con cuchillas
Reemplazo de equipo con baja capacidad de corto circuito (KA) (en zonas Juárez y Torreón)	Norte	ene-19	dic-21	a	Sustitución de equipo eléctrico primario, el cual rebasó su capacidad de corto circuito en las subestaciones Valle de Juárez, Francke, Torreón Sur, Laguna, Laguna Dos y Sacramento
Modernización de Arreglo de Barras en 230 kV de la subestación eléctrica Tecnológico	Baja California	ene-19	abr-21	d	Se propone la modernización del arreglo en 230 kV en la SE Tecnológico para operar a Barra Principal y Barra Auxiliar, para dar mayor confiabilidad al área oriente de la Ciudad de Mexicali.
Modernización de enlaces de transmisión requeridos para incrementar capacidad de líneas de transmisión limitadas por equipo serie	Varias	Varias	Varias	f	Reemplazo de equipo eléctrico para eliminar restricciones de capacidad en líneas transmisión por equipo serie.
Modernización de red eléctrica asociada a Humeros	Oriente	jun-22	jun-22	b	Reemplazo de 16 km de línea de transmisión en 115 kV debido a su antigüedad

Categorías aplicables

- a. Proyectos motivados por la Violación de Capacidades Interruptivas de Interruptores en AT y/o Equipamiento serie asociado.
- b. Equipo Obsoleto (por vida útil o refaccionamiento).
- c. Equipo con Daño.
- d. Cambio de arreglo de SE o reconfiguración de la topología.
- e. Cambio de Equipo por imposibilidad tecnológica.
- f. Escalar especificaciones no acordes a su entorno.

En la Tabla 8.3 se muestran los proyectos de modernización identificados por CFE Transmisión, en el PAMRNT.

TABLA 8.3. PROYECTOS IDENTIFICADOS DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM EN EL PAMRNT 2019-2033

Gerencia de Control Regional	PEM	Proyecto	Fecha Necesaria	Atiende problemáticas de suministro de energía eléctrica en Zona de Distribución / Estado	
Oriental	D19-OR1	Tihuatlán II Banco 1 (sustitución)	dic-22	Poza Rica / Veracruz	
	D19-OR2	Tepeyac Banco 2	dic-22	Poza Rica / Veracruz	
	D19-OR3	Zapata Oriente Banco 1	dic-23	Los Ríos / Tabasco	
	D19-OR4	Perote II Banco 1 (sustitución)	dic-22	Teziutlán / Puebla	
	D19-OR5	Simojovel Banco 2	dic-22	Villahermosa / Tabasco	
	D19-OR6	Paso del Toro Banco 2 (sustitución)	dic-22	Veracruz / Veracruz	
	D19-OR7	Nanchital II Banco 2 (sustitución)	dic-22	Coatzacoalcos / Veracruz	
Occidental	D19-OC1	Jauja Banco 1	nov-23	Tepic / Nayarit	
	D19-OC2	Centro Banco 1	dic-23	Vallarta / Jalisco	
	D19-OC4	Acatit Banco 1	abr-23	Los Altos / Jalisco	
	D19-OC5	Tolimán Banco 1	jun-23	Zapotlán / Jalisco	
	D19-OC6	Tapalpa Banco 1	abr-23	Zapotlán / Jalisco	
	D19-OC10	Soledad de Graciano Sánchez Banco 2	ene-22	San Luis Potosí / San Luis Potosí	
	D19-OC11	Cortázar Banco 2	dic-23	Celaya / Guanajuato	
	D19-OC12	Morelos Banco 1	jun-22	León / Guanajuato	
	D19-OC13	Querétaro Poniente Banco 2	dic-22	Querétaro / Querétaro	
	D19-OC14	San Carlos Banco 2	dic-23	León / Guanajuato	
	Noroeste	D19-NO1	Choacahui Banco 1	may-23	Los Mochis / Sinaloa
		D19-NO2	Maniobras Munisol Banco 1	may-22	Hermosillo / Sonora
		D19-NO3	Santa Fe Banco 1	abr-23	Culiacán / Sinaloa
		D19-NO4	Tamazula Banco 1	may-23	Guasave / Sinaloa
D19-NO5		Terramara Banco 1	may-23	Hermosillo / Sonora	
Norte	D19-NT1	Nuevo Ideal Banco 1 (sustitución)	abr-23	Durango / Durango	
	D19-NT2	Canatlán II Banco 1 (sustitución)	abr-22	Durango / Durango	
	D19-NT3	Guadiana Bancos 1 y 2 (sustitución)	abr-22	Durango / Durango	
Noreste	D19-NE1	Valle Alto Banco 1 (sustitución)	jun-22	Valles / San Luis Potosí	
	D19-NE2	San Bartolo Banco 1	jun-23	Huejutla / Hidalgo	
	D19-NE3	Tambaca Banco 1 (sustitución)	jun-23	Río Verde / San Luis Potosí	
Baja California	D19-BC1	Libramiento Banco 1	abr-22	San Luis Río Colorado / Sonora	
	D19-BC2	González Ortega Banco 3	abr-23	Mexicali / Baja California	
	D19-BS1	Cabo Falso Banco 2	jun-22	Los Cabos / Baja California Sur	

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 y su área de influencia.

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. En la sección siguiente, se describe un conjunto de propuestas de proyectos de infraestructura identificados en el contexto señalado al inicio de este programa, en relación a la ausencia de una planeación

integral del Sistema Eléctrico Nacional, por lo que deberán ser revisados en el marco integral de la política energética y el desarrollo del propio sistema.

Cabe señalar que en el pasado reciente se ha observado un déficit de inversión y que algunos de los proyectos tienen un carácter de urgente para atender la demanda.

La autorización de las inversiones será contingente de la disponibilidad de los recursos necesarios, atendiendo prioritariamente los proyectos que están relacionados con el suministro de la demanda y la Confiabilidad del sistema. Los generadores deberán cubrir los costos correspondientes a la transmisión de potencia.

P18-PE2 AUMENTO DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN PARA ATENDER EL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE LAS ZONAS CANCÚN Y RIVIERA MAYA

Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Nueva SE Kantenáh con un banco de transformación de 375 MVA y relación de transformación 400/115 kV (incluye fase de reserva).
- Entronque de la LT Dzitnup – A3Q70 – Riviera Maya en la SE Kantenáh con una longitud de 22 en 400 kV.
- Entronque de la LT Playa del Carmen – 73790 – Aventura Palace en la SE Kantenáh con una longitud de 11 km en 115 kV.
- Entronque de la LT Playa del Carmen – 73R60 – Aktun-Chen en la SE Kantenáh con una longitud de 11 km en 115 kV.
- Entronque de la LT Aventura Palace – Punto de Inflexión Aktun-Chen en la SE Aktun-Chen con una longitud de 0.1 km en 115 kV.
- Una nueva línea de transmisión entre las SE Aktun-Chen y Aventura Palace con una longitud de 1.4 km en 115 kV.
- Reemplazo de la línea de transmisión Aktun-Chen – Akumal II de un circuito por línea de

transmisión de doble circuito con una longitud de 8.2 en 115 kV.

- Alimentadores para la conexión de las nuevas líneas y equipos en subestaciones eléctricas.
- Dos condensadores síncronos con capacidad de ±250 MVAR, cada uno, en las SE Kantenáh y Balam en 400 kV y 115 kV, respectivamente.
- Traslado de un banco de reactores con capacidad de 50 MVAR (incluye fase de reserva) de la SE Riviera Maya a la SE Kantenáh en 400 kV.
- Cambio de transformador de corriente en la SE Puerto Morelos.

Tipo de Obra	kV	km-c	MVA	MVAR	Alim.
Transmisión	400	44.0	-	-	-
	115	61.9	-	-	-
Transformación	400/115	-	500.0	-	-
Compensación	400	-	-	566.6	-
	115	-	-	500.0	-
Alimentadores	400	-	-	-	2
	115	-	-	-	8
Total	-	105.9	500.0	1,066.6	10

Beneficios del proyecto

El proyecto aumentará la capacidad de transmisión entre la región de Valladolid hacia Cancún y Riviera Maya, mejora la Calidad, Confiabilidad y Continuidad del suministro de la demanda, así como, la incorporación de nuevos Centros de Carga, mejorando las condiciones económicas del estado de Quintana Roo.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2023

Área de Influencia del Proyecto

Cancún y Riviera Maya, Quintana Roo

P19-OC4
**COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA
DINÁMICA EN EL BAJÍO**
Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Instalación de dos compensadores estáticos de VAR (CEV) en la SE Potrerillos y la SE Querétaro Potencia, ambos en el nivel de 230 kV y de una capacidad de 300 MVar capacitivos y 90 MVar inductivos.
- Instalación de tres bancos de capacitores fijos en subestaciones eléctricas de 115 kV: Potrerillos (45 MVar), Santa Fe (45 MVar) y El Marqués (30 MVar).

Tipo de Obra	kV	MVar
Compensación	230	780
	115	120
Total	-	900

Beneficios del proyecto

Mejorar la Calidad y Confiabilidad del suministro de la demanda de la región del Bajío, incrementa la capacidad de transmisión en los corredores: León – Salamanca, Querétaro – Celaya y Las Mesas – Querétaro, la reducción de pérdidas I²R y permite la incorporación de nuevos Centros de Carga, mejorando las condiciones económicas de los estados de Guanajuato y Querétaro.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2025

Área de Influencia del Proyecto

Región Bajío: Estados de Guanajuato y Querétaro

119-CE1

INCREMENTO EN LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN DE LA REGIÓN NORESTE AL CENTRO DEL PAÍS

Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Línea de transmisión Las Mesas (Tamazunchale) – Jilotepec Potencia de doble circuito en 400 kV, con una longitud aproximada de 213 km.
- Entronque de la subestación eléctrica Jilotepec Potencia en la línea de transmisión Nopala - Victoria en 400 kV, con una longitud aproximada de 95 km.
- Dos bancos de transformación de 375 MVA (incluye fase de reserva) y relación de transformación 400/230 kV en la subestación eléctrica Jilotepec Potencia.
- Red asociada en 230 KV que interconecta las subestaciones eléctricas Jilotepec Potencia, La Manga, El Vidrio, Valle de México y Héroes de Carranza.
- Dos reactores de línea de 75 MVAR de capacidad y dos de bus de 50 MVAR en la subestación eléctrica Jilotepec Potencia.

- Alimentadores en 400 y 230 kV para interconectar las subestaciones eléctricas asociadas, así como cambio de transformadores de corriente para incremento en capacidad.

Debido a la complejidad que representa el área metropolitana de la cd. de México, la infraestructura propuesta está sujeta a cambios que dependerán de las evaluaciones de Impacto Social, adquisición de los derechos Inmobiliarios y compra de terrenos, así como la manifestación de impacto ambiental.

Tipo de Obra	kV	km-c	MVA	MVAR	Alim.
Transmisión	400	616.0	-	-	-
	230	49.0	-	-	-
Transformación	400/230	-	875.0	-	-
Compensación	400	-	-	275.0	-
Alimentadores	400	-	-	-	6
	230	-	-	-	6
Total	-	665.0	875.0	291.6	14

Beneficios del proyecto

El proyecto incrementa la capacidad de transmisión desde la Gerencia de Control Regional Noreste hacia el Centro-Occidente de país, mejora la Calidad y Confiabilidad del suministro de la demanda, así como, la incorporación de nuevos Centros de Carga (industrial, agrícola, residencial y comercial), mejorando las condiciones económicas de los estados de Querétaro, Estado de México, Hidalgo y Ciudad de México.

La redistribución de flujo de potencia activa en la red troncal de 400 kV provocará una reducción considerable de pérdidas I²R que se traduce en un menor costo operativo del sistema eléctrico.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2025

Área de Influencia del Proyecto

Querétaro, Estado de México, Hidalgo y Ciudad de México

PI7-PEI
INTERCONEXIÓN SURESTE - PENINSULAR
Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Nueva SE Tecpatán con los entronques de las LT Malpaso II-A3050-Chicoasén II y Manuel Moreno Torres-A3040-Juile y traslado de reactor de 100 MVA de la SE Manuel Moreno Torres a la SE Tecpatán.
- Doble circuito entre las SE Tecpatán, Tabasco Potencia, Escárcega Potencia, Ticul Potencia, Dzitnup y Kantenáh en 400 kV, 947.7 km de longitud, así como su compensación de potencia reactiva para cada tramo de línea.
- Entronque de la LT Dzitnup-A3Q60-Riviera Maya en la SE Kantenáh y traslado de reactor de 50 MVA de la SE Riviera Maya a la SE Kantenáh.
- Nueva SE Leona Vicario con un banco de transformación de 375 MVA y relación de transformación 400/115 kV (incluye fase de reserva).
- Tendido del primer circuito entre las SE Kantenáh y Leona Vicario de aproximadamente 71 km en 400 kV.
- Red asociada en 115 kV en la Zona Cancún que consiste en las LT Leona Vicario – Kekén, Leona Vicario – Yaxché y Leona Vicario – Kohunlich.
- Un condensador síncrono con capacidad de ± 250 MVAR, en la SE Kantenáh en 400 kV.

- CEV con capacidad de +100/0 MVAR en la SE Los Ríos en 115 kV.
- Compensador estático síncrono (STATCOM) con capacidad de ± 300 MVAR en la SE Tabasco Potencia en 400 kV.
- STATCOM con capacidad de ± 300 MVAR en la SE Ticul Potencia en 400 kV.
- Compensación capacitiva de 7.5 MVAR en cada una de las SE Tenosique y Tabasquillo.

Tipo de Obra	kV	km-c	MVA	MVAR	Alim.
Transmisión	400	2,016.40	-	-	-
	115	39.8	-	-	-
Transformación	400/115	-	500	-	-
Compensación	400	-	-	3,275.00	-
	115	-	-	115	-
Alimentadores	400	-	-	-	28
	115	-	-	-	8
Total	-	2,056.20	500	3,390.00	36

Aún continúan en estudio alternativas adicionales para atender el crecimiento de la demanda de la Península de Yucatán, las cuales podrían modificar el alcance de este proyecto. La infraestructura propuesta está sujeta a cambios que dependerán de las evaluaciones de Impacto Social, adquisición de los derechos Inmobiliarios y compra de terrenos, así como la manifestación de impacto ambiental.

Beneficios del proyecto

El proyecto mejora la Calidad y Confiabilidad, y permite la incorporación de nuevos Centros de Carga (industrial, turístico, agrícola, residencial y comercial), mejorando las condiciones económicas del estado de Tabasco y la Península de Yucatán.

Además, se reducirán los costos de producción en esta región del país ya que se tendrá una mayor capacidad para transmisión de energía desde hidroeléctrica de las Centrales Eléctricas del Grijalva y eólica del Istmo de Tehuantepec.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2025

Área de Influencia del Proyecto

Chiapas, Tabasco, Campeche, Yucatán y Quintana Roo

P19-NE2 REDUCCIÓN EN EL NIVEL DE CORTOCIRCUITO DE LA RED ELÉCTRICA DE LA ZONA METROPOLITANA DE MONTERREY

Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Un nuevo banco de transformación con relación 400/115 kV de 375 MVA de capacidad nominal, en la SE Domingo Nuevo (incluye fase de reserva).
- Red de transmisión en 400 kV y 115 kV para la conexión del banco en la SE Santo Domingo (incluye dos alimentadores en 400 y cuatro en 115 kV para la conexión de las líneas nuevas).
- Cambio de cinco juegos de transformadores de corriente (TC) en líneas de 115 kV.

Tipo de Obra	kV	km-c	MVA	Alim.
Transmisión	400	0.4	-	-
	115	12.4	-	-
Transformación	400/115	-	500	-
Alimentadores	400	-	-	2
	115	-	-	37
Total	-	12.8	500	39

- Sustitución de 33 alimentadores en 115 kV.

Beneficios del proyecto

El proyecto mejora la Confiabilidad de la red eléctrica y permite la incorporación de nuevos Centros de Carga (industrial, residencial y comercial), mejorando las condiciones económicas de la Zona Metropolitana de Monterrey.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2024

Área de Influencia del Proyecto

Ciudad de Monterrey, Nuevo León.

P19-NO2 SOLUCIÓN A LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN DE LÍNEAS SUBTERRÁNEAS QUE PRESENTAN SOBRECARGAS EN EL ÁMBITO DE LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NOROESTE

Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Construcción y puesta en operación de 121.6 km-c de línea de transmisión subterránea en el nivel de 115 kV en diversos tramos de líneas de transmisión que operan en 115 kV de las zonas Nogales, Hermosillo, Obregón, Los Mochis, Culiacán y Mazatlán en la GCR Noroeste.

Tipo de Obra	kV	km-c
Transmisión	115	121.6
Total	-	121.6

Beneficios del proyecto

Este proyecto mejora la Confiabilidad, incrementa la capacidad de transmisión y permite la incorporación de nuevos Centros de Carga (industrial, agrícola, turístico, residencial y comercial), mejorando las condiciones económicas de las zonas Nogales, Hermosillo, Obregón, Los Mochis, Culiacán y Mazatlán.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2023

Área de Influencia del Proyecto

Nogales, Hermosillo, Obregón en Sonora y Los Mochis, Culiacán y Mazatlán en Sinaloa

P15-NO1
CULIACÁN PONIENTE ENTRONQUE CHOACAHUI – LA HIGUERA (A3N40)
Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Línea de transmisión Culiacán Poniente entronque Choacahui – La Higuera, con una longitud aproximada de 0.8 km-c en 400 kV.
- Dos alimentadores en 400 kV en la subestación eléctrica Culiacán Poniente.

Tipo de Obra	kV	km-c	Alim.
Transmisión	400	0.4	-
Alimentadores	400	-	2
Total	-	0.4	2

Beneficios del proyecto

El proyecto incrementa la capacidad de transmisión entre la región de Los Mochis y Culiacán, mejora la Confiabilidad del suministro de la demanda y la incorporación de nuevos Centros de Carga (industrial, agrícola, turístico, residencial y comercial), mejorando las condiciones económicas de las zonas de Los Mochis, Culiacán y Mazatlán.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2023

Área de Influencia del Proyecto

Culiacán, Sinaloa

P18-NE2
DERRAMADERO ENTRONQUE RAMOS ARIZPE POTENCIA - SALERO
Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Línea de transmisión en 400 kV de doble circuito con una longitud de 3.2 km, aproximadamente, para realizar entronque de la línea Ramos Arizpe Potencia – Salero en la SE Derramadero.
- Dos alimentadores en la subestación eléctrica Derramadero en 400 kV.
- Traslado de un banco de reactores en 400 kV con capacidad de 75 MVar (incluye fase de reserva), de la SE Ramos Arizpe Potencia hacia la SE Derramadero.

Tipo de Obra	kV	km-c	MVAr	Alim.
Transmisión	400	6.4	-	-
Compensación	400	-	75	-
Alimentadores	400	-	-	2
Total	-	6.4	75	2

Beneficios del proyecto

Este proyecto incrementa la capacidad de transmisión entre las regiones de Saltillo y Aguascalientes. Mantiene y mejora la Confiabilidad al suministro de la demanda, así como, la incorporación de nuevos Centros de Carga (industrial, residencial y comercial), mejorando las condiciones económicas de la región de Saltillo.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2023

Área de Influencia del Proyecto

Ciudad de Saltillo, Coahuila

P18-NE3

SAN JERÓNIMO POTENCIA BANCO 2

Infraestructura Propuesta y metas físicas

· Un nuevo banco de transformación con relación 400/115 kV de 375 MVA de capacidad nominal en la SE San Jerónimo Potencia (no se incluye fase de reserva).

Tipo de Obra	kV	MVA
Transformación	400/115	375
Total	-	375

Beneficios del proyecto

Mantener y mejorar la Confiabilidad y Continuidad al suministro de la demanda, así como, la incorporación de nuevos Centros de Carga (industrial, residencial y comercial), mejorando las condiciones económicas de la Zona Metropolitana de Monterrey.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2023

Área de Influencia del Proyecto

Ciudad de Monterrey, Nuevo León

P19-BC1

TIJUANA I BANCO 4

Infraestructura Propuesta y metas físicas

· Nuevo banco de transformación de 225 MVA y relación de transformación 230/115/69 kV (Considera adicionalmente una fase de reserva de 75 MVA) y tendrá una operación inicial con relación 230/69 kV. Se considera la ampliación de la subestación eléctrica existente.

Tipo de Obra	kV	MVA
Transformación	230/115/69	225
Total	-	225

Beneficios del proyecto

Mantener y mejorar la Confiabilidad y Continuidad al suministro de la demanda, así como, la incorporación de nuevos Centros de Carga (industrial, residencial y comercial), mejorando las condiciones económicas del área metropolitana de Tijuana.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2023

Área de Influencia del Proyecto

Tijuana, Baja California.

P19-NT1
TERRANOVA BANCO 2
Infraestructura Propuesta y metas físicas

· Un banco de transformación con relación de transformación 230/115 kV de 300 MVA de capacidad nominal en la SE Terranova (no se incluye fase de reserva).

Tipo de Obra	kV	MVA
Transformación	230/115	300
Total	-	300

Beneficios del proyecto

Mantener y mejorar la Confiabilidad y Continuidad al suministro de la demanda, así como, la incorporación de nuevos Centros de Carga (industrial, residencial y comercial), mejorando las condiciones económicas del sur de ciudad Juárez

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2023

Área de Influencia del Proyecto

Ciudad Juárez, Chihuahua,

P19-OC2
SAN JOSÉ ITURBIDE BANCO 4
Infraestructura Propuesta y metas físicas

· Un banco de transformación con relación 230/115 kV, de 300 MVA de capacidad nominal (incluye fase de reserva), ubicado en la subestación eléctrica San José Iturbide.

· Dos líneas de transmisión en 230 kV de aproximadamente 30 km de longitud entre las subestaciones eléctricas Las Delicias y San José Iturbide.

· Una línea de transmisión en 115 kV de aproximadamente 16 km de longitud entre las subestaciones eléctricas San José Iturbide y La Fragua; así como seis alimentadores para conectar las líneas mencionadas.

Tipo de Obra	kV	km-c	MVA	Alim.
Transmisión	230	60	-	-
	115	16	-	-
Transformación	230/115	-	300	-
Alimentadores	230	-	-	4
	115	-	-	2
Total	-	76	300	6

Beneficios del proyecto

Mantener y mejorar la Confiabilidad y Continuidad del suministro de la demanda, así como, la incorporación de nuevos Centros de Carga (industrial, agrícola, residencial y comercial), mejorando las condiciones económicas de la región de San Luis de la Paz y norte del estado de Querétaro.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2023

Área de Influencia del Proyecto

Región Este de Guanajuato y algunos municipios colindantes de Querétaro

P19-OR3

SUMINISTRO DE ENERGÍA EN LA ZONA HUATULCO Y COSTA CHICA

Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Equipo de compensación dinámica STATCOM de +50/-50 MVAR en la subestación eléctrica Pochutla en 115 kV
- Equipo de compensación dinámica STATCOM de +30/-30 MVAR en la subestación eléctrica Agua Zarca en 115 kV.

- Reemplazo de equipo terminal en las subestaciones eléctricas Pochutla, Ejutla, Juchitán II y Conejos, para el incremento en los límites de transmisión restringidos por Transformadores de Corriente (TC)

Tipo de Obra	kV	MVA
Compensación	115	160
Total	-	160

Beneficios del proyecto

El proyecto mejora significativamente la Calidad, Confiabilidad y Continuidad del suministro de la demanda, así como, la incorporación de nuevos Centros de Carga (industrial, turístico, agrícola, residencial y comercial), mejorando las condiciones económicas de las zonas Huatulco y Costa Chica.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Diciembre de 2023

Área de Influencia del Proyecto

Estados de Oaxaca y Guerrero

P19-OC3

INCREMENTO DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN LAS DELICIAS – QUERÉTARO

Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Una nueva subestación eléctrica de maniobras, denominada "Otomí", con ocho alimentadores 230 kV para la conexión de nuevas líneas de transmisión.
- Construcción de dos líneas de transmisión en 230 kV de doble circuito para conectar la subestación eléctrica Otomí con la subestación eléctrica Las Delicias, a una distancia aproximada de 84 km.

- Construcción de dos líneas de transmisión en 230 kV de doble circuito, con una longitud aproximada de 2.4 km, para entroncar el doble circuito Querétaro I - Querétaro Potencia.

Tipo de Obra	kV	km-c	Alim.
Transmisión	230	173.2	-
Alimentadores	230	-	8
Total	-	173.2	8

Beneficios del proyecto

El proyecto incrementa la capacidad de transmisión, mejora la Confiabilidad y Continuidad del suministro de la demanda, así como, la incorporación de nuevos Centros de Carga (industrial, agrícola, residencial y comercial), mejorando las condiciones económicas de la región de San Luis de la Paz y Querétaro. Asimismo, se tendrá mayor flexibilidad operativa para mantenimiento de la red eléctrica.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2025

Área de Influencia del Proyecto

Este de Guanajuato y algunos municipios colindantes de Querétaro

P16-NO1
EL MAYO ENTRONQUE NAVOJOA INDUSTRIAL – EL CARRIZO
Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Línea de transmisión El Mayo entronque Navojoa Industrial – 73600 – Carrizo con una longitud aproximada de 1.2 km-c en 115 kV.
- Dos alimentadores para interconectar la nueva línea de transmisión.

Tipo de Obra	kV	km-c	Alim.
Transmisión	115	1.2	-
Alimentadores	115	-	2
Total	-	1.2	2

Beneficios del proyecto

El proyecto incrementa la capacidad de transmisión, mejora la Confiabilidad del suministro de la demanda, así como, la incorporación de nuevos Centros de Carga (Industrial, agrícola, residencial y comercial), mejorando las condiciones económicas de las regiones de Navojoa y Los Mochis. Asimismo, se tendrá mayor flexibilidad operativa para mantenimiento de la red eléctrica.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2023

Área de Influencia del Proyecto

Navojoa en Sonora y Los Mochis en Sinaloa

P19-OR2
PUEBLA DOS MIL ENTRONQUE PUEBLA II 73890 GUADALUPE ANALCO
Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Entronque de la línea de transmisión Puebla II - 73890 - Guadalupe Analco en la subestación eléctrica Puebla Dos Mil con una longitud aproximada de 0.2 km-c en 115 kV.
- Instalación de dos alimentadores de línea en 115 kV en la subestación eléctrica Puebla Dos Mil para la conexión de las líneas de transmisión de entronque.
- Sustitución de Transformadores de corriente (TC) en la subestación eléctrica Puebla Dos Mil para incrementar el límite de la línea de transmisión Puebla II 73190 Puebla Dos Mil a 131 MVA (límite térmico).

Tipo de Obra	kV	km-c	Alim.
Transmisión	115	0.2	-
Alimentadores	115	-	2
Total	-	0.2	2

Beneficios del proyecto

El proyecto mejora la Calidad y Confiabilidad del suministro de la demanda, asimismo se tendrá mayor flexibilidad operativa para mantenimiento de la red eléctrica.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Diciembre de 2022

Área de Influencia del Proyecto

Ciudad de Puebla

P19-NO1

VIÑEDOS MVAR

Infraestructura Propuesta y metas físicas

· Nuevo banco de compensación capacitiva de 22.5 MVAR en la subestación eléctrica Viñedos en 115 kV.

Tipo de Obra	kV	MVAR
Compensación	115	22.5
Total	-	22.5

Beneficios del proyecto

La obra mejora la Calidad y Confiabilidad del suministro de la demanda, así como, la incorporación de nuevos Centros de Carga.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2023

Área de Influencia del Proyecto

Hermosillo Sonora

M19-NT1

MODERNIZACIÓN DE CUADROS DE MANIOBRAS EN LA ZONA CASAS GRANDES

Infraestructura Propuesta y metas físicas

· Instalación de un alimentador en 115 kV en el CM Bismark para la línea hacia la subestación eléctrica Palomas.

· Instalación de dos alimentadores en 115 kV en el CM San Buenaventura para seccionar la línea de transmisión Benito Juárez – 73660 – Casas Grandes.

· Instalación de dos alimentadores en 115 kV en el CM Galeana para seccionar la línea de transmisión Benito Juárez – 73720 – Casas

Tipo de Obra	kV	Alim.
Alimentadores	115	5
Total	-	5

Beneficios del proyecto

El proyecto mejora la Calidad, Confiabilidad y Continuidad del suministro de la demanda a los usuarios agrícolas de la región, asimismo se tendrá mayor flexibilidad operativa para mantenimiento y ante disturbios de la red eléctrica.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Diciembre de 2020

Área de Influencia del Proyecto

Norte de Chihuahua: Municipios de Nuevo Casas Grandes y Ascensión

M19-NT2
REEMPLAZO DE EQUIPO CON CAPACIDAD LIMITADA DE CORTOCIRCUITO EN LAS ZONAS JUÁREZ Y TORREÓN
Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Sustitución de 6 interruptores, 41 cuchillas y 12 transformadores de corriente en la SE Valle de Juárez.
- Sustitución de 3 interruptores, 8 cuchillas y 9 transformadores de corriente en la SE Francke.
- Sustitución de 6 interruptores, 15 cuchillas y 15 transformadores de corriente en la SE Torreón Sur
- Sustitución de 3 interruptores la SE Laguna
- Sustitución de 1 interruptor en la SE Sacramento
- Sustitución de 1 interruptor, 3 cuchillas y 3 transformadores de corriente en la SE Laguna II.

Tipo de Obra	kV	Alim.
Alimentadores	115	20
Cuchillas	115	67
Transformador de Corriente	115	39
Total	-	126

Beneficios del proyecto

El proyecto mejora la Confiabilidad y Continuidad del suministro de la demanda.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Diciembre de 2021

Área de Influencia del Proyecto

Torreón (Coahuila), Gómez Palacio (Durango) y Ciudad Juárez (Chihuahua)

M19-ORI
SUSTITUCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA POZA RICA
Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Sustitución de dos autotransformadores de relación de transformación 115/ 69 kV.
- Se contempla la construcción de cimentaciones para anclaje de los nuevos equipos y reforzamiento de cuadros estructurales para la conexión de los bancos de transformación con la subestación eléctrica.

Tipo de Obra	kV	MVA
Transformación	115/69	100
Total	-	100

Beneficios del proyecto

El proyecto mantiene y mejora la Confiabilidad y Continuidad del suministro de la demanda.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Diciembre de 2022

Área de Influencia del Proyecto

Poza Rica, Veracruz

M19-BC1 MODERNIZACIÓN DE ARREGLO DE BARRAS EN 230 KV DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA TECNOLÓGICO

Infraestructura Propuesta y metas físicas

· Modernización de Arreglo de Barras en 230 kV para cambiar a arreglo de doble barra “bus principal y bus auxiliar” en la subestación eléctrica Tecnológico.

Tipo de Obra	kV	Barras
Modernización	230	1
Total	-	1

Beneficios del proyecto

Con el proyecto se mejora la Confiabilidad del suministro de la demanda, asimismo se tendrá mayor flexibilidad operativa para mantenimiento y ante disturbios de la red eléctrica.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2021

Área de Influencia del Proyecto

Mexicali, Baja California

M19-TC1 MODERNIZACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN LIMITADAS EN SU CAPACIDAD POR EQUIPO SERIE

Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Reemplazo de 248 Transformadores de Corriente (TC)
- Reemplazo de 10 Trampas de Onda (TO)
- 64 recalibraciones de Buses (BU)
- Reemplazo de 9 Cuchillas (CU)
- Recalibración de un puente (PU)
- Sustitución de 43 remates de línea de transmisión (RE)

Gerencia	TC	TO	BU	CU	PU	RE
Central	19	-	-	6	1	-
Oriental	27	-	4	-	-	-
Occidental	95	3	60	3	-	41
Noroeste	4	-	-	-	-	2
Norte	53	7	-	-	-	-
Noreste	46	-	-	-	-	-
Baja California	4	-	-	-	-	-
Total	248	10	64	9	1	43

Beneficios del proyecto

Con el proyecto se sustituyen equipos de la red eléctrica que limitan capacidad de elementos de transmisión en la RNT en diferentes regiones del país, permitiendo la instalación de nuevos Centros de Carga y la disminución de costos de producción al eliminar restricciones en la red eléctrica.

Fecha Factible de Entrada en Operación

De abril de 2020 a diciembre de 2024

Área de Influencia del Proyecto

Sistema Eléctrico Nacional

M19-OR2
MODERNIZACIÓN DE RED ELÉCTRICA ASOCIADA A HUMEROS
Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Sustitución de línea de transmisión actual en 115 kV Humeros II – Teziutlán de aproximadamente 16 km de longitud.
- Sustitución de interruptores en 115 KV.
- Recalibración de barra de la subestación eléctrica Teziutlán.

Tipo de Obra	kV	km-c	Barras	Alim
Transmisión	115	16	-	-
Modernización	115	-	1	-
Alimentadores	115	-	-	2
Total	-	16	1	2

Beneficios del proyecto

Incrementar la Confiabilidad de la red eléctrica en la zona, reducir costos de producción y reducción de emisión de contaminantes.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Junio de 2022

Área de Influencia del Proyecto

Teziutlán, Puebla

D19-ORI
TIHUATLÁN DOS BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)
Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Sustitución del banco 1 existente en la subestación eléctrica Tihuatlán Dos por un banco de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Dos alimentadores de media tensión, 1 km de red en media tensión que servirán para crear nuevas trayectorias y respaldar los circuitos actuales.
- Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV de 1.8 MVAR de capacidad

Tipo de Obra	kV	MVA	MVAR	Alim.
Transformación	115/13.8	30	-	-
Compensación	13.8	-	1.8	-
Alimentadores	13.8	-	-	2
Total	-	30	1.8	2

Beneficios del proyecto

Con el proyecto será posible atender el suministro en la red eléctrica de 13.8 kV ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la subestación eléctrica, mejorando las condiciones económicas de la región. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación y la reducción las pérdidas eléctricas en media tensión.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Diciembre de 2022

Área de Influencia del Proyecto

Álamo, Tuxpan, Castillo de Teayo, y Tihuatlán, Veracruz

D19-OR2

TEPEYAC BANCO 2

Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Instalación del banco 2 en la subestación eléctrica Tepeyac con 30 MVA de capacidad y relación 115/13.8 kV.
- Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV con una capacidad de 1.8 MVAR.
- Cinco alimentadores de media tensión, 2.5 km de red de media tensión que permitirán respaldar los circuitos actuales.

Tipo de Obra	kV	MVA	MVAR	Alim.
Transformación	115/13.8	30	-	-
Compensación	13.8	-	1.8	-
Alimentadores	13.8	-	-	5
Total	-	30	1.8	5

Beneficios del proyecto

Con el proyecto será posible atender el suministro en la red eléctrica de 13.8 kV ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la subestación eléctrica, mejorando las condiciones económicas de la región. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación y la reducción las pérdidas eléctricas en media tensión.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Diciembre de 2022

Área de Influencia del Proyecto

Poza Rica, Veracruz

D19-OR3

ZAPATA ORIENTE BANCO 1

Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Construcción de 1.0 km de línea de transmisión doble circuito en 115 kV.
- Instalación de un banco de capacitores en 34.5 kV con una capacidad de 1.2 MVAR.
- Construcción de una nueva subestación eléctrica con un banco de transformación de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV.
- Dos alimentadores en alta tensión y cuatro alimentadores en media tensión, 2 km de red de media tensión.

Tipo de Obra	kV	km-c	MVA	MVAR	Alim.
Transmisión	115	2	-	-	-
Transformación	115/34.5	-	20	-	-
Compensación	34.5	-	-	1.2	-
Alimentadores	115	-	-	-	2
	34.5	-	-	-	4
Total	-	2	20	1.2	6

Beneficios del proyecto

Con el proyecto será posible atender el suministro en la red eléctrica en la región oriente de la ciudad de Emiliano Zapata.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Diciembre de 2023

Área de Influencia del Proyecto

Emiliano Zapata, Tabasco

D19-OR4
PEROTE DOS BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)
Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Sustitución del banco 1 existente en la subestación eléctrica Perote Dos por un banco de 30 MVA de capacidad y relación 115/13.8 kV.
- Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV con una capacidad de 1.8 MVAR.
- Un alimentador en media tensión, 0.5 km de red de media tensión.

Tipo de Obra	kV	MVA	MVAR	Alim.
Transformación	115/13.8	30	-	-
Compensación	13.8	-	1.8	-
Alimentadores	13.8	-	-	1
Total	-	30	1.8	1

Beneficios del proyecto

Con el proyecto será posible atender el suministro en la red eléctrica de 13.8 kV ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la subestación eléctrica, mejorando las condiciones económicas de la región. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación y la reducción las pérdidas eléctricas en media tensión.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Marzo de 2023

Área de Influencia del Proyecto

Valle de Perote, Veracruz

D19-OR5
SIMOJOVEL BANCO 2
Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Instalación del banco 2 en la subestación eléctrica Simojovel con 9.375 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV con capacidad de 0.6 MVAR.

Tipo de Obra	kV	MVA	MVAR
Transformación	115/13.8	9.375	-
Compensación	13.8	-	0.6
Total	-	9.375	0.6

Beneficios del proyecto

Con el proyecto será posible atender el suministro en la red eléctrica ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la subestación eléctrica, mejorando las condiciones económicas de la región. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación y la reducción las pérdidas eléctricas en media tensión.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Diciembre de 2022

Área de Influencia del Proyecto

Municipios de Simojovel, Huitiupán y el Bosque, Chiapas

D19-OR6

PASO DEL TORO BANCO 2 (SUSTITUCIÓN)

Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Sustitución del banco 2 existente en la subestación eléctrica Paso del Toro por un banco de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV con una capacidad de 1.2 MVar.
- Un alimentador en 13.8 kV y un circuito de 0.5 km asociado para reconfigurar las trayectorias existentes.

Tipo de Obra	kV	MVA	MVar	Alim.
Transformación	115/13.8	20	-	-
Compensación	13.8	-	1.2	-
Alimentadores	13.8	-	-	1
Total	-	20	1.2	1

Beneficios del proyecto

Con el proyecto será posible atender el suministro en la red eléctrica ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la subestación eléctrica, mejorando las condiciones económicas de la región

Fecha Factible de Entrada en Operación

Diciembre de 2022

Área de Influencia del Proyecto

Medellín del Bravo, Alvarado y Tlaxicoyan, Veracruz

D19-OR7

NANCHITAL DOS BANCO 2 (SUSTITUCIÓN)

Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Sustitución del banco 2 existente en la subestación eléctrica Nanchital Dos por un banco de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Dos alimentadores en media tensión.
- 2.4 km de red de media tensión.
- Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV con una capacidad de 1.8 MVar.

Tipo de Obra	kV	MVA	MVar	Alim.
Transformación	115/13.8	30	-	-
Compensación	13.8	-	1.8	-
Alimentadores	13.8	-	-	2
Total	-	30	1.8	2

Beneficios del proyecto

Con el proyecto será posible atender el suministro en la red eléctrica ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la subestación eléctrica, mejorando las condiciones económicas de la región. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación y la reducción las pérdidas eléctricas en media tensión.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Diciembre de 2022

Área de Influencia del Proyecto

Nanchital, Ixhuatlán del Sureste y Moloacán, Veracruz

D19-OC1
JAUJA BANCO 1
Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Construcción de 5.2 km de línea de transmisión doble circuito en 115 kV y 2 km de red de media tensión.
- Construcción de una nueva subestación eléctrica con un banco de transformación de 30 MVA con relación 115/13.8 kV.
- Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV de 1.8 MVAR.

- Se contemplan 4 alimentadores en media tensión para reconfiguración de carga entre la subestación Tepic Industrial y la nueva subestación Jauja, conexión de nuevas líneas y equipos en subestaciones, así como la configuración de Bus principal-Bus de Transferencia en el lado de Alta Tensión.

Tipo de Obra	kV	km-c	MVA	MVAR	Alim.
Transmisión	115	10.4	-	-	-
Transformación	115/13.8	-	30	-	-
Compensación	13.8	-	-	1.8	-
Alimentadores	115	-	-	-	2
	13.8	-	-	-	4
Total	-	5.2	30	1.8	6

Beneficios del proyecto

Con el proyecto será posible atender el suministro en la red eléctrica ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la subestación eléctrica, mejorando las condiciones económicas de la región. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación y la reducción las pérdidas eléctricas en media tensión.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Noviembre de 2023

Área de Influencia del Proyecto

Tepic, Nayarit

D19-OC2

CENTRO BANCO 1

Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Construcción de 0.95 km de línea de transmisión doble circuito en 115 kV y 2.5 km de red de media tensión.
- Construcción de una nueva subestación eléctrica con un banco de transformación de 30 MVA con relación 115/13.8 kV.
- Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV de 1.8 MVAR.
- El proyecto contempla alimentadores y circuitos en media tensión que servirán para reconfigurar

los existentes en las subestaciones Vallarta I y Nogalito. También se contempla el bus principal y bus de transferencia en alta tensión, así como alimentadores adicionales para la conexión de nuevas líneas y equipos en subestaciones.

Tipo de Obra	kV	km-c	MVA	MVAR	Alim.
Transmisión	115	1.9	-	-	-
Transformación	115/13.8	-	30	-	-
Compensación	13.8	-	-	1.8	-
Alimentadores	115	-	-	-	2
	13.8	-	-	-	5
Total	-	1.9	30	1.8	7

Beneficios del proyecto

Con el proyecto será posible atender el suministro en la red eléctrica ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la subestación eléctrica, mejorando las condiciones económicas de la región. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación y la reducción las pérdidas eléctricas en media tensión.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Diciembre de 2023

Área de Influencia del Proyecto

Puerto Vallarta Jalisco

D19-OC4
ACATIC BANCO 1
Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Construcción de 0.4 km de línea de transmisión doble circuito en 115 kV.
- Construcción de una nueva subestación eléctrica con un banco de transformación de 20 MVA con relación 115/23 kV.
- Instalación de un banco de capacitores en 23 kV de 1.2 MVAR.

- El proyecto contempla la entrada y salida de las líneas de alta tensión para quedar en anillo. Así como la configuración de Bus principal - Bus de Transferencia en el lado de Alta Tensión.

Tipo de Obra	kV	km-c	MVA	MVAR	Alim.
Transmisión	115	0.8	-	-	-
Transformación	115/23	-	20	-	-
Compensación	23	-	-	1.2	-
Alimentadores	115	-	-	-	2
	23	-	-	-	3
Total	-	0.8	20	1.2	5

Beneficios del proyecto

Con el proyecto será posible atender el suministro en la red eléctrica ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la subestación eléctrica, mejorando las condiciones económicas de la región. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación y la reducción las pérdidas eléctricas en media tensión

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2023

Área de Influencia del Proyecto

Tepatitlán y Acatic, Jalisco

D19-OC5

TOLIMÁN BANCO 1

Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Construcción de 13.6 km de línea de transmisión en un circuito de 115 kV, 1.5 km de red de media tensión.
- Construcción de una nueva subestación eléctrica con un banco de transformación de 20 MVA con relación 115/23 kV.
- Instalación de un banco de capacitores en 23 kV de 1.2 MVAR.
- Dos alimentadores en 115 kV en la subestación Juan Rulfo y 3 alimentadores en media tensión.

Tipo de Obra	kV	km-c	MVA	MVAR	Alim.
Transmisión	115	13.6	-	-	-
Transformación	115/23	-	20	-	-
Compensación	23	-	-	1.2	-
Alimentadores	115	-	-	-	2
	23	-	-	-	3
Total	-	13.6	20	1.2	5

Beneficios del proyecto

Con el proyecto será posible atender el suministro en la red eléctrica ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la subestación eléctrica, mejorando las condiciones económicas de la región. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación y la reducción las pérdidas eléctricas en media tensión.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Junio de 2023

Área de Influencia del Proyecto

Tolimán y Tuxcacuezcó, Jalisco

D19-OC5

TAPALPA BANCO 1

Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Construcción de 11 km de línea de transmisión en 115 kV en doble circuito, 1.5 km de red de media tensión.
- Construcción de una nueva subestación eléctrica con un banco de transformación de 20 MVA con relación 115/23 kV.
- Instalación de un banco de capacitores de 1.2 MVar en 23 kV.
- Dos alimentadores en 115 kV y 3 alimentadores en media tensión.

Tipo de Obra	kV	km-c	MVA	MVar	Alim.
Transmisión	115	22	-	-	-
Transformación	115/23	-	20	-	-
Compensación	23	-	-	1.2	-
Alimentadores	115	-	-	-	2
	23	-	-	-	3
Total	-	22	20	1.2	5

Beneficios del proyecto

Con el proyecto será posible atender el suministro en la red eléctrica ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la subestación eléctrica, mejorando las condiciones económicas de la región. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación y la reducción las pérdidas eléctricas en media tensión.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Junio de 2023

Área de Influencia del Proyecto

Tapalpa, Atemajac de Brizuela, Jalisco

D19-OCT0

SOLEDAD DE GRACIANO SÁNCHEZ BANCO 2

Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Instalación del banco 2 en la subestación eléctrica Soledad de Graciano Sánchez 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.
- 6 alimentadores en media tensión.
- 2.6 km de red de media tensión.

Tipo de Obra	kV	MVA	MVAR	Alim.
Transformación	115/13.8	30	-	-
Compensación	13.8	-	1.8	-
Alimentadores	13.8	-	-	6
Total	-	30	1.8	6

Beneficios del proyecto

Con el proyecto será posible atender el suministro en la red eléctrica ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la subestación eléctrica, mejorando las condiciones económicas de la región. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación y la reducción las pérdidas eléctricas en media tensión.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Junio de 2022

Área de Influencia del Proyecto

Soledad de Graciano Sánchez, San Luis Potosí

D19-OCT1

CORTÁZAR BANCO 2

Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Instalación del banco 2 en la subestación eléctrica Cortázar 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.
- 4 alimentadores en media tensión.
- 1.6 km de red de media tensión.

Tipo de Obra	kV	MVA	MVAR	Alim.
Transformación	115/13.8	20	-	-
Compensación	13.8	-	1.2	-
Alimentadores	13.8	-	-	4
Total	-	20	1.2	4

Beneficios del proyecto

Con el proyecto será posible atender el suministro en la red eléctrica ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la subestación eléctrica, mejorando las condiciones económicas de la región. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación y la reducción las pérdidas eléctricas en media tensión.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Diciembre de 2023

Área de Influencia del Proyecto

Cortázar, Guanajuato

D19-OCT2
MORELOS BANCO 1
Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Construcción de 3.0 km de línea de transmisión en 115 kV en doble circuito y 2.3 km de línea de media tensión.
- Construcción de una nueva subestación eléctrica con un banco de transformación de 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.
- Dos alimentadores en 115 kV y 6 alimentadores en media tensión.

Tipo de Obra	kV	km-c	MVA	MVAR	Alim.
Transmisión	115	6	-	-	-
Transformación	115/13.8	-	30	-	-
Compensación	13.8	-	-	1.8	-
Alimentadores	115	-	-	-	2
	13.8	-	-	-	6
Total	-	6	30	1.8	8

Beneficios del proyecto

Con el proyecto será posible atender el suministro en la red eléctrica ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la subestación eléctrica, mejorando las condiciones económicas de la región. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación y la reducción las pérdidas eléctricas en media tensión.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Agosto de 2023

Área de Influencia del Proyecto

León, Guanajuato

D19-OC13

QUERÉTARO PONIENTE BANCO 2

Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Instalación del banco 2 en la subestación eléctrica Querétaro Poniente 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.
- 6 alimentadores en media tensión.
- 2.33 km de red de media tensión.

Tipo de Obra	kV	MVA	MVAR	Alim.
Transformación	115/13.8	30	-	-
Compensación	13.8	-	1.8	-
Alimentadores	13.8	-	-	6
Total	-	30	1.8	6

Beneficios del proyecto

Con el proyecto será posible atender el suministro en la red eléctrica ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la subestación eléctrica, mejorando las condiciones económicas de la región. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación y la reducción las pérdidas eléctricas en media tensión.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Diciembre de 2022

Área de Influencia del Proyecto

Querétaro, Querétaro

D19-OC14

SAN CARLOS BANCO 2

Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Instalación del banco 2 en la subestación eléctrica San Carlos 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.
- 6 alimentadores en media tensión.
- 4.8 km de red de media tensión.

Tipo de Obra	kV	MVA	MVAR	Alim.
Transformación	115/13.8	30	-	-
Compensación	13.8	-	1.8	-
Alimentadores	13.8	-	-	6
Total	-	30	1.8	6

Beneficios del proyecto

Con el proyecto será posible atender el suministro en la red eléctrica ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la subestación eléctrica, mejorando las condiciones económicas de la región. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación y la reducción las pérdidas eléctricas en media tensión.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Diciembre de 2023

Área de Influencia del Proyecto

León, Guanajuato

D19-NO1
CHOACAHUI BANCO 1
Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Instalación del banco 1 en la subestación eléctrica Choacahui con 40 MVA de capacidad y relación de transformación 230/34.5 kV.
- Instalación de un banco de capacitores de 34.5 kV con capacidad de 2.4 MVAR.
- Tres alimentadores en 34.5 kV con sus respectivos circuitos para respaldar la infraestructura existente.

Tipo de Obra	kV	MVA	MVAR	Alim.
Transformación	230/34.5	40	-	-
Compensación	34.5	-	2.4	-
Alimentadores	34.5	-	-	3
Total	-	40	2.4	3

Beneficios del proyecto

Con el proyecto será posible atender el suministro en la red eléctrica ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la subestación eléctrica, mejorando las condiciones económicas de la región. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación y la reducción las pérdidas eléctricas en media tensión.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Mayo de 2023

Área de Influencia del Proyecto

Ahome, Sinaloa

D19-NO2

MANIOBRAS MUNISOL BANCO 1

Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Instalación del banco 1 en la subestación eléctrica Maniobras Munisol con 12.5 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV con capacidad de 0.9 MVAR.
- Dos alimentadores en 13.8 kV con sus respectivos circuitos en media tensión.

Tipo de Obra	kV	MVA	MVAR	Alim.
Transformación	115/13.8	12.5	-	-
Compensación	13.8	-	0.9	-
Alimentadores	13.8	-	-	2
Total	-	12.5	0.9	2

Beneficios del proyecto

Con el proyecto será posible atender el suministro en la red eléctrica ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la subestación eléctrica, mejorando las condiciones económicas de la región. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación y la reducción las pérdidas eléctricas en media tensión.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2022

Área de Influencia del Proyecto

Hermosillo, Sonora

D19-NO3
SANTA FE BANCO 1
Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Construcción de 1.95 km de línea de transmisión doble circuito en 115 kV.
- Construcción de una nueva subestación con un banco de transformación relación 115/13.8 kV y una capacidad de 30 MVA
- Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV con una capacidad de 1.8 MVar.
- Dos alimentadores en 115 kV y seis en media tensión, 3 km de red de media tensión.

Tipo de Obra	kV	km-c	MVA	MVar	Alim.
Transmisión	115	3.9	-	-	-
Transformación	115/13.8	-	30	-	-
Compensación	13.8	-	-	1.8	-
Alimentadores	115	-	-	-	2
	13.8	-	-	-	6
Total	-	3.9	30	1.8	8

Beneficios del proyecto

Con el proyecto será posible atender el suministro en la red eléctrica ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la subestación eléctrica, mejorando las condiciones económicas de la región. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación y la reducción las pérdidas eléctricas en media tensión.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2023

Área de Influencia del Proyecto

Culiacán, Sinaloa.

D19-NO4

TAMAZULA BANCO 1

Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Construcción de 12.3 km de línea de transmisión en 115 kV.
- Construcción de una subestación eléctrica con un banco de transformación de 20 MVA de capacidad y una relación de transformación 115/13.8 kV.
- Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV con capacidad de 1.2 MVAR.
- Un alimentador en 115 kV en SE San Rafael y cuatro en 13.8 kV con sus respectivos circuitos en media tensión.

Tipo de Obra	kV	km-c	MVA	MVAR	Alim.
Transmisión	115	12.3	-	-	-
Transformación	115/13.8	-	20	-	-
Compensación	13.8	-	-	1.2	-
Alimentadores	115	-	-	-	1
	13.8	-	-	-	4
Total	-	12.3	20	1.2	5

Beneficios del proyecto

Con el proyecto será posible atender el suministro en la red eléctrica ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la subestación eléctrica, mejorando las condiciones económicas de la región. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación y la reducción las pérdidas eléctricas en media tensión.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Mayo de 2023

Área de Influencia del Proyecto

Guasave, Sinaloa.

D19-N05
TERRAMARA BANCO 1
Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Construcción de 0.6 km de línea de transmisión de doble circuito en 115 kV.
- Construcción de una subestación eléctrica con un banco de transformación de 20 MVA y relación de transformación 115/34.5 kV.
- Instalación de un banco de capacitores en 34.5 kV con una capacidad de 1.2 MVAR
- Dos alimentadores en 115 kV y dos alimentadores en 34.5 kV con sus respectivos circuitos en media tensión.

Tipo de Obra	kV	km-c	MVA	MVAR	Alim.
Transmisión	115	12	-	-	-
Transformación	115/34.5	-	20	-	-
Compensación	34.5	-	-	1.2	-
Alimentadores	115	-	-	-	2
	34.5	-	-	-	2
Total	-	12	20	1.2	4

Beneficios del proyecto

Con el proyecto será posible atender el suministro en la red eléctrica ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la subestación eléctrica, mejorando las condiciones económicas de la región. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación y la reducción las pérdidas eléctricas en media tensión.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2023

Área de Influencia del Proyecto

Hermosillo, Sonora

D19-NT1

NUEVO IDEAL BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)

Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Sustitución del banco 1 existente en la subestación eléctrica Nuevo Ideal por un banco de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV.
- Instalación de un banco de capacitores en 34.5 kV de 1.2 MVAR.
- Un alimentador en media tensión y 2.0 km de red de media tensión que servirán para crear una nueva trayectoria que permitirá respaldar los circuitos actuales.

Tipo de Obra	kV	MVA	MVAR	Alim.
Transformación	115/34.5	20	-	-
Compensación	34.5	-	1.2	-
Alimentadores	34.5	-	-	1
Total	-	20	1.2	1

Beneficios del proyecto

Con el proyecto será posible atender el suministro en la red eléctrica ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la subestación eléctrica, mejorando las condiciones económicas de la región. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación y la reducción las pérdidas eléctricas en media tensión.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2023

Área de Influencia del Proyecto

Nuevo Ideal, Durango

D19-NT2
CANATLÁN DOS BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)
Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Sustitución del banco 1 existente en la subestación eléctrica Nuevo Ideal por un banco de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV.
- Un alimentador en media tensión, 2.0 km de red de media tensión que servirán para crear una nueva trayectoria que permitirá respaldar los circuitos actuales.

- Instalación de un banco de capacitores en 34.5 kV de 1.2 MVAR.

Tipo de Obra	kV	MVA	MVAR	Alim.
Transformación	115/34.5	20	-	-
Compensación	34.5	-	1.2	-
Alimentadores	34.5	-	-	1
Total	-	20	1.2	1

Beneficios del proyecto

Con el proyecto será posible atender el suministro en la red eléctrica ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la subestación eléctrica, mejorando las condiciones económicas de la región. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación y la reducción las pérdidas eléctricas en media tensión.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2023

Área de Influencia del Proyecto

Nuevo Ideal, Durango

D19-NT3
GUADIANA BANCOS 1 Y 2 (SUSTITUCIÓN)
Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Sustitución de los bancos 1 y 2 existentes en la subestación eléctrica Guadiana por dos bancos de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Tres alimentadores en media tensión 2 y 1 respectivamente, 1.0 km de red de media tensión que servirán para crear una nueva trayectoria que permitirá respaldar los circuitos actuales.

- Instalación de dos bancos de capacitores en 13.8 kV de 1.8 MVAR.

Tipo de Obra	kV	MVA	MVAR	Alim.
Transformación	115/13.8	2 x 30	-	-
Compensación	13.8	-	2 x 1.8	-
Alimentadores	13.8	-	-	3
Total	-	60	3.6	3

Beneficios del proyecto

Con el proyecto será posible atender el suministro en la red eléctrica ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la subestación eléctrica, mejorando las condiciones económicas de la región. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación y la reducción las pérdidas eléctricas en media tensión.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2022

Área de Influencia del Proyecto

Durango, Durango

D19-NE1

VALLE ALTO BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)

Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Sustitución del banco 1 existente en la subestación eléctrica Valle Alto por un banco de 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.
- Un alimentador en media tensión.
- Dentro de este proyecto también se consideran los equipos de protección y comunicación necesarios, así como la adecuación de la caseta actual y las obras civiles necesarias.

Tipo de Obra	kV	MVA	MVAR	Alim.
Transformación	115/13.8	30	-	-
Compensación	13.8	-	1.8	-
Alimentadores	13.8	-	-	1
Total	-	30	1.8	1

Beneficios del proyecto

Con el proyecto será posible atender el suministro en la red eléctrica ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la subestación eléctrica, mejorando las condiciones económicas de la región. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación y la reducción las pérdidas eléctricas en media tensión.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Diciembre de 2022

Área de Influencia del Proyecto

Ciudad Valles, San Luis Potosí

D19-NE2

SAN BARTOLO BANCO 1

Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Construcción de 6.0 km de línea de transmisión en 115 kV en doble circuito, 3.8 km de red de media tensión
- Construcción de una nueva subestación eléctrica con un banco de transformación de 9.375 MVA de capacidad y relación de transformación 115/23 kV.
- Instalación de un banco de capacitores en 23 kV de 0.6 MVAR.
- Se considera dentro del proyecto los equipos de protección y comunicación necesarios, así como la

adecuación de la caseta actual y las obras civiles necesarias.

- Dos alimentadores en alta tensión y dos alimentadores en media tensión.

Tipo de Obra	kV	km-c	MVA	MVAR	Alim.
Transmisión	115	12	-	-	-
Transformación	115/23	-	9.375	-	-
Compensación	23	-	-	0.6	-
Alimentadores	115	-	-	-	2
	23	-	-	-	2
Total	-	12	9.375	0.6	4

Beneficios del proyecto

Con el proyecto será posible atender el suministro en la red eléctrica ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la subestación eléctrica, mejorando las condiciones económicas de la región. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación y la reducción las pérdidas eléctricas en media tensión..

Fecha Factible de Entrada en Operación

Diciembre de 2023

Área de Influencia del Proyecto

Tenango de Doria, San Bartolo y Huehuetla, Hidalgo

D19-NE3

TAMBACA BANCO 1 (SUSTITUCIÓN)

Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Sustitución del Banco 1 existente en la subestación eléctrica Tambaca por un banco de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV.
- Instalación de un banco de capacitores en 34.5 kV de 1.2 MVAR.
- Dos alimentadores en media tensión.
- Se considera dentro del proyecto los equipos de protección y comunicación necesarios, así como la

adecuación de la caseta actual, así como las obras civiles necesarias. Adicionalmente el proyecto cuenta con dos alimentadores en media tensión.

Tipo de Obra	kV	MVA	MVAR	Alim.
Transformación	115/34.5	20	-	-
Compensación	34.5	-	1.2	-
Alimentadores	34.5	-	-	2
Total	-	20	-	2

Beneficios del proyecto

Con el proyecto será posible atender el suministro en la red eléctrica ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la subestación eléctrica, mejorando las condiciones económicas de la región. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación y la reducción las pérdidas eléctricas en media tensión.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Diciembre de 2023

Área de Influencia del Proyecto

Tamasopo, Valles, Aquismón y Santa Catarina, San Luis Potosí

D19-BC1
LIBRAMIENTO BANCO 1
Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Construcción de 0.2 km de línea de transmisión doble circuito en 230 kV.
- Construcción de una nueva subestación eléctrica con un banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 230/13.8 kV.
- Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV con capacidad de 2.4 MVAR.

- Dos alimentadores en 230 kV y 6 alimentadores en 13.8 kV con sus respectivos circuitos en media tensión.

Tipo de Obra	kV	km-c	MVA	MVAR	Alim.
Transmisión	230	0.4	-	-	-
Transformación	230/13.8	-	40	-	-
Compensación	13.8	-	-	2.4	-
Alimentadores	230	-	-	-	2
	13.8	-	-	-	6
Total	-	0.4	40	2.4	8

Beneficios del proyecto

Con el proyecto será posible atender el suministro en la red eléctrica ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la subestación eléctrica, mejorando las condiciones económicas de la región. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación y la reducción las pérdidas eléctricas en media tensión.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Junio de 2022

Área de Influencia del Proyecto

San Luis Río Colorado, Sonora

D19-BC2

GONZÁLEZ ORTEGA BANCO 3

Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Instalación del banco 3 en la subestación eléctrica González Ortega con 40 MVA de capacidad y relación de transformación 161/13.8 kV.
- Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV de 2.4 MVar de capacidad.
- Seis alimentadores en 13.8 kV para la conexión de los circuitos en media tensión.

Tipo de Obra	kV	MVA	MVar	Alim.
Transformación	161/13.8	40	-	-
Compensación	13.8	-	2.4	-
Alimentadores	13.8	-	-	6
Total	-	40	2.4	6

Beneficios del proyecto

Con el proyecto será posible atender el suministro en la red eléctrica ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la subestación eléctrica, mejorando las condiciones económicas de la región. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación y la reducción las pérdidas eléctricas en media tensión.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Junio de 2022

Área de Influencia del Proyecto

San Luis Río Colorado, Sonora

D19-BS1
CABO FALSO BANCO 2
Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Instalación del banco 2 en la subestación eléctrica Cabo Falso con 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Instalación de un banco de capacitores en 13.8 kV con una capacidad de 1.8 MVar.
- Cuatro alimentadores en 13.8 kV para la conexión de nuevos circuitos en media tensión.

Tipo de Obra	kV	MVA	MVar	Alim.
Transformación	115/13.8	30	-	-
Compensación	13.8	-	1.8	-
Alimentadores	13.8	-	-	4
Total	-	30	1.8	4

Beneficios del proyecto

Con el proyecto será posible atender el suministro en la red eléctrica ante el incremento de demanda esperado en la zona de influencia de la subestación eléctrica, mejorando las condiciones económicas de la región. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación y la reducción las pérdidas eléctricas en media tensión.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Junio de 2022

Área de Influencia del Proyecto

Los Cabos, Baja California Sur

VIII.5 Proyectos en Estudio en la RNT.

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 2020-2034.

P19-OC5

INCREMENTO EN LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN LA ZONA SAN LUIS POTOSÍ (EN ESTUDIO)

Infraestructura Propuesta y metas físicas

· Para resolver a largo plazo la problemática de saturación de transformación en la zona San Luis y tomando en cuenta las posibles complicaciones para la adquisición de terreno y derechos de paso de la zona, se consideran dos posibles soluciones:

· 1. Construcción de una nueva subestación eléctrica, denominada Cerro San Pedro, con dos bancos de transformación 400/115 kV y 400/230 kV, de 375 MVA de capacidad nominal cada uno (incluyen fase de reserva) y red de transmisión asociada.

· 2. Ampliación de la subestación eléctrica La Pila con la adición de un transformador adicional 230/115 kV de 230 kV.

Tipo de Obra	kV	km-c	MVA	Alim.
Transmisión	400	0.8	-	-
	230	26	-	-
	115	32.5	-	-
Transformación	400/115	-	500	-
	230/115	-	500	-
Alimentadores	400	-	-	4
	230	-	-	4
	115	-	-	4
Total	-	59.3	1,000.00	12

Tipo de Obra	kV	MVA
Transformación	230/115	225
Total	-	225

Beneficios del proyecto

El proyecto se encuentra en fase de estudio debido a las señales de crecimiento de la zona San Luis y la factibilidad de construcción de otros proyectos en la región para el desarrollo de nueva infraestructura tienen cierto grado de incertidumbre que motivan a realizar un estudio más detallado de la zona.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2024

Área de Influencia del Proyecto

Ciudad de San Luis Potosí, San Luis Potosí

P19-BC4
LA JOVITA ENTRONQUE PRESIDENTE JUÁREZ – LOMAS (EN ESTUDIO)
Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Línea de transmisión La Jovita entronque Presidente Juárez – Lomas en 230 kV, 9.3 km, doble circuito.
- Dos alimentadores en 230 kV tipo Hexafluoruro de Azufre en la subestación eléctrica La Jovita.

Tipo de Obra	kV	km-c	Alim.
Transmisión	230	18.6	-
Alimentadores	230	-	2
Total	-	18.6	2

Beneficios del proyecto

Este proyecto se encuentra en fase de estudio debido a la complejidad para la adquisición de los derechos Inmobiliarios y compra de terrenos, así como la manifestación de impacto ambiental en la región de Ensenada.

Con la entrada en operación del proyecto mejora la Confiabilidad del suministro de la demanda a la región de Ensenada. Asimismo, se tendrá mayor flexibilidad operativa para mantenimiento y ante disturbios de la red eléctrica.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2023

Área de Influencia del Proyecto

Ensenada, Baja California

119-NO1

CONVERSIÓN A 400 KV DE LA RED DE TRANSMISIÓN ENTRE LAS GCR NOROESTE Y NORTE (EN ESTUDIO)

Infraestructura Propuesta y metas físicas

- Línea de transmisión Seri – Hermosillo V en 400 kV, 20 km, doble circuito con sus respectivos alimentadores.
- Cambio de tensión de operación de 230 kV a 400 kV desde Hermosillo V – Nacozeni – Nuevo Casas Grandes – Moctezuma – El Encino con sus respectivos reactores de línea y alimentadores.
- SE Hermosillo V con un banco de transformación de 375 MVA y relación de transformación 400/230 kV (incluye fase de reserva).
- Nueva SE Castillo con dos bancos de transformación de 450 MVA y relación de transformación 400/230 kV (incluye fase de reserva).
- SE Nuevo Casas Grandes con dos bancos de transformación de 375 MVA y relación de transformación 400/230 kV y 400/115 kV (incluyen fase de reserva).
- SE Moctezuma con un banco de transformación de 375 MVA y relación de transformación 400/230 kV.
- Sustitución en la SE El Encino de tres bancos de transformación de 375 MVA y relación de transformación 400/230 kV (incluye fase de reserva).
- Cuatro entronques en 400 kV en la SE Castillo de 0.1 km con sus respectivos alimentadores.
- Traslado de reactores en 230 kV a las SE Industrial Caborca, Seis de Abril, Santa Ana y Puerto Libertad.

Tipo de Obra	kV	km-c	MVA	MVAr	Allm.
Transmisión	400	40.8	-	-	-
Transformación	400/230	-	3,675.00	-	-
	400/115	-	500	-	-
Compensación	400	-	-	600	-
	230	-	-	84	-
Alimentadores	400	-	-	-	18
	230	-	-	-	4
Total	-	40.8	4,175.00	684	22

Beneficios del proyecto

Este proyecto se encuentra en estudio.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2025

Área de Influencia del Proyecto

Sonora y Chihuahua

SENER

SECRETARÍA DE ENERGÍA



IX. Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución no correspondiente al Mercado Eléctrico Mayorista.

PRODESEN 2019-2033

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

IX. PROGRAMA DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN NO CORRESPONDIENTES AL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

El Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista, se llevará a cabo sobre la base del mandato constitucional de los artículos 25, “Tratándose de la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, y del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica”; 27 “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 aquéllas”.

En relación con la ampliación y modernización de las RGD; adicional a la problemática expuesta para la RNT, la limitación más importante fue la insuficiencia de recursos para llevar a cabo las inversiones necesarias y con oportunidad, para atender la demanda, la reducción de pérdidas técnicas y el funcionamiento óptimo del Sistema Eléctrico Nacional.

El Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución (RGD) considera un 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, Calidad y Confiabilidad del suministro de energía eléctrica, e identificar aquellas comunidades rurales y zonas urbanas marginadas que no cuentan con energía eléctrica.

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 2019-2023.

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 (GD). 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 2019-2031.

Estos objetivos tienen una fuerte interrelación, de tal forma que los proyectos y obras que se realicen contribuyen a más de uno de ellos, tal como las obras de ampliación que en muchos de los casos permitirán atender la demanda incremental, mejorar los indicadores de Confiabilidad y reducir pérdidas.

Los requerimientos de ampliación y modernización de la infraestructura eléctrica de las RGD se sustentan en el diagnóstico de su condición actual, en términos de sus indicadores de Confiabilidad, Calidad y Eficiencia, el pronóstico de demanda máxima en subestaciones 2019-2033 de acuerdo con el CENACE y los supuestos económicos establecidos tanto por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y la Secretaría de Energía (SENER) y que son utilizados en la evaluación económica de los proyectos para la

¹ 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.

selección de las opciones de mínimo costo. Y se enfoca en los objetivos siguientes:

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

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.
Proyecto	Capacidad de alojamiento de GD de las RGD.
Línea de Acción	1.3. Electrificación de comunidades rurales y zonas urbanas marginadas.
Proyecto	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.
	Reducción de pérdidas no técnicas:
	a. Regularizar colonias populares
	b. Escalar la medición a AMI
	c. Reemplazar medidores obsoletos

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 las subestaciones de distribución
	Modernización de 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

FUENTE: CFE Distribución

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
Proyectos	Sistema de Información Geográfica de las RGD
	Infraestructura de Medición Avanzada
	Sistema de Administración de Distribución Avanzado
	Sistema de Gestión Empresarial de Distribución- Suministro

FUENTE: CFE Distribución

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

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.

Proyecto 1. 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:

- a. 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;
- b. 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
- c. 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 2019-2023, se requerirán 293,663 kilómetros de conductor para acometidas y 12,487 millones de medidores, con una inversión de 20,387 millones de pesos (ver Anexo, Tabla 9.1.1.)

Proyecto 2. Interconexión de 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 2.5 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 adicionales 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 94.4 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.

Garantizar el acceso abierto a la Generación Distribuida no correspondiente al Mercado Eléctrico Mayorista

En la ampliación y modernización de las RGD requeridas para llevar a cabo la interconexión de centrales de Generación Distribuida, se toman en cuenta los siguientes aspectos técnicos:

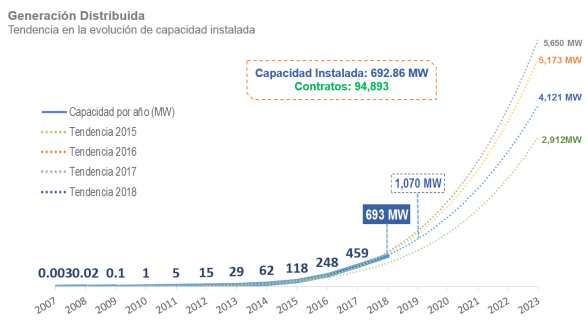
- Límites térmicos en transformadores y conductores;
- Calidad y regulación de tensión y de frecuencia de la energía;
- Ajustes de los sistemas de protección y control, y
- Confiabilidad y seguridad del sistema.

Proyecto 1. Capacidad de alojamiento de GD de las RGD

Al mes de enero de 2019 la capacidad de alojamiento total acumulada en los 11,338 circuitos en operación a nivel nacional es de 28 GW. Dicha capacidad es única para cada circuito de acuerdo a criterios operativos y debe revisarse periódicamente.

Para determinar la necesidad de refuerzos en las RGD para la interconexión de futuras centrales de generación distribuida se requiere conocer con precisión la ubicación, magnitud y tipo de generación que podría interconectarse a las RGD en el futuro a fin de evitar inversiones innecesarias que incrementarían el costo de la tarifa de distribución.

FIGURA 9.1. TENDENCIA DE LA CAPACIDAD INSTALADA EN PEQUEÑA Y MEDIANA ESCALA.



NOTA: Información Proporcionada por la empresa productiva subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad, CFE Distribución, al cierre del ejercicio 2018.

La estimación para el ejercicio 2017, no consideraba la demanda de amparo en contra de las Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de Generación Distribuida.

Inversión estimada de 1,177 millones de dólares. Considera una inversión promedio de 1.7 millones de dólares por MW de capacidad instalada con cifras de Bloomberg 2017.

FUENTE: Comisión Reguladora de Energía (CRE)

De acuerdo con la CRE, para el año 2023 se espera una capacidad instalada de 4,121MW a través de contratos de interconexión en pequeña y mediana escala (Figura 9.1) lo que representa menos del 15% de la capacidad de alojamiento actual.

Ante la incertidumbre en la ubicación de las centrales de GD futuras, el bajo nivel de penetración de la generación distribuida y la capacidad de alojamiento actual de las RGD, se tiene garantizado actualmente el acceso abierto a la Generación Distribuida y no es necesario, por el momento, programar refuerzos para este propósito.

Electrificación de comunidades rurales y zonas urbanas marginadas

La reforma en materia energética tiene como uno de sus principales objetivos el promover un desarrollo incluyente en México y que la transformación del sector energético beneficie a todos los mexicanos, procurando el acceso universal a la energía eléctrica como una prioridad fundamental de la política energética. Además, considera que el acceso a la energía permitirá democratizar la productividad y la calidad de vida de la población en las distintas regiones del país. El Fondo del Servicio Universal Eléctrico (FSUE) es una de las herramientas con las que cuenta el Gobierno Federal para el cumplimiento de los objetivos nacionales de elec-

trificación. 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.

Proyecto 1. Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE)

El País tiene actualmente una cobertura eléctrica al cierre de 2018 del 98.75% de la población, con un servicio confiable, continuo y de calidad, sin embargo, aún pendientes de electrificar 1.63 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 2018 se dio atención a 2,300 obras de electrificación en 30 Estados del país para beneficiar a 320 mil personas.

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

Reducir las pérdidas técnicas y no técnicas

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 2018 la pérdida de energía eléctrica en las RGD ascendió a 31,455 GWh que representó el 13.45% de la energía recibida en media tensión, de los cuales 5.92 % corresponde a pérdidas técnicas y un 7.54 % a pérdidas no técnicas.

De 2012 a 2018, 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 mo-

dernización 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%.

Proyecto 1. Reducción de Pérdidas Técnicas

Las principales actividades para abatir y controlar las pérdidas técnicas son las siguientes y requiere de una inversión de 9,333 millones de pesos en el período 2019-2023.

- 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.

Proyecto 2. Reducción de Pérdidas No Técnicas

Este proyecto consiste en la regularización de colonias populares, escalamiento de la medición a AMI y reemplazar medidores obsoletos. Las principales actividades para abatir y controlar pérdidas no técnicas son las siguientes:

- Implementar nuevas tecnologías de medición y escalar medidores electrónicos de autogestión
- Reforzar los programas de verificación de los medidores en suministros de media tensión;
- Sustituir los medidores obsoletos.
- Detectar anomalías en el proceso de medición y facturación de los servicios en media tensión en el mismo mes de facturación;

- Detectar y atender anomalías mediante selección estadística (automatizada) de servicios a verificar;
- Reordenar el proceso de comercialización de la energía eléctrica, incluyendo los sistemas informáticos de gestión, procesos operativos y la verificación y control de servicios;
- Modernizar y reubicar los medidores al límite de propiedad de los suministros susceptibles a usos informales por intervención de acometida o medidor;
- 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, y
- Regularizar los servicios de energía eléctrica en áreas de conflicto social con la intervención de autoridades competentes y acercamiento a la comunidad con el apoyo del área de vinculación social.

Regularizar Colonias Populares

El proyecto comprende la regularización de 44.9 mil usuarios con una inversión 758 millones de pesos en el periodo 2019-2023. 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.

Reemplazar Medidores Obsoletos

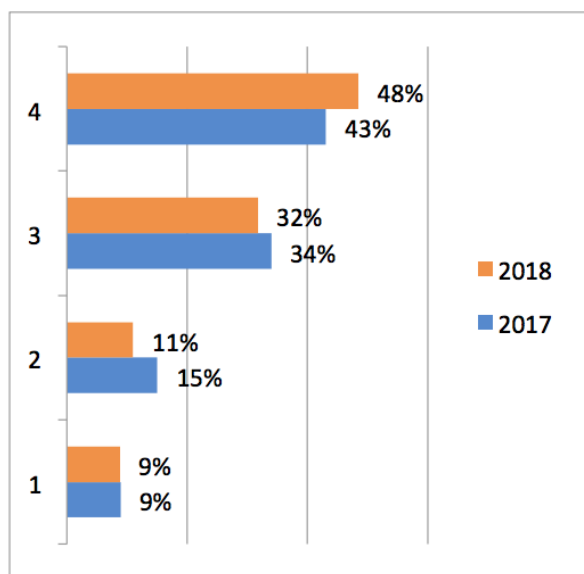
Se contempla reemplazar, en el periodo 2019-2023, 5.4 millones de medidores que se encuentran dañados o que ya cumplieron su vida útil, y representan una inversión aproximada de 7,000 millones de pesos.

IX.3 Incrementar la Calidad, Confiabilidad y seguridad en las RGD y en el Suministro Eléctrico

Modernizar y ampliar la infraestructura de las RGD

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 91.2). 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.

FIGURA 9.2. 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 (Apartarrrayos 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.

Proyecto 1. Incremento de la Confiabilidad de las RGD

El proyecto consiste principalmente, entre otros lo siguiente (ver Tabla 9.3.3):

- Instalación y/o reemplazo de 2,000 res-tauradores, 93,006 aisladores, 22,110 corta cortacircuitos fusibles, 20,627 apartarra-yos.
- Refuerzo de 5,875 estructuras.

Proyecto 2. Modernización de las 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 período 2019-2023, de 112 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 2019-2023 es de 1,510 millones de pesos.

Proyecto 3. Modernización de las RGD

Los interruptores de potencia instalados en subestaciones de distribución de alta a media tensión y 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 mecánicos y eléctricos a que han visto sometidos durante su vida útil. Su antigüedad incrementa considerablemente sus tiempos de reparación.

En este proyecto se considera el reemplazo, en el período 2019-2023 de de 1,021 interruptores de media tensión en subestaciones y de 4,491 transformadores de distribución de media a baja tensión.

Proyecto 4. Reemplazo del Cable Submarino de 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 muestra en la Tabla 9.1

Tabla 6.1 Inversión por año para el proyecto cable subterráneo para Isla Mujeres

Concepto de Inversión	Inversión (MDP)		TOTAL
	2019	2020	
Modernización del Cable Submarino de Isla Mujeres	114	138	252

Proyecto 5. Operación remota y automatismo en Redes de Distribución

Este programa tiene como objetivo garantizar una mejora operativa en la reducción del tiempo de restablecimiento del servicio de energía eléctrica y cantidad de clientes afectados, ante una falla en las Redes Generales de Distribución, a través de la adquisición de Equipo de Protección y Seccionamiento (EPROSEC) con Operación Remota y Automatismo. Esto para cumplir con las exigencias del regulador y aplicar las mejores prácticas de la industria en la eficiencia, Continuidad, Calidad y seguridad de la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica.

Se considera instalación de 4,857 equipos restauradores telecontrolados, para niveles de tensión de 13.8 kV hasta 34.5 kV, en un periodo de 5 años, para cumplir con los indicadores de Confiabilidad y Calidad de la Potencia de la energía eléctrica en la prestación del servicio de energía eléctrica en los que están establecidos los tiempos máximos de la duración promedio de las interrupciones y la frecuencia de estas. Este programa también pertenece al desarrollo de redes inteligentes de distribución.

Actualmente, debido a que los equipos de seccionamiento instalados son de operación manual, se tiene un tiempo de restablecimiento incierto, ya

que depende del horario en el que ocurra la falla, del tiempo de localización de la falla, de la configuración de la red, de la ubicación y número de equipos de protección y seccionamiento instalados, de la habilidad y disponibilidad del personal encargado del restablecimiento del suministro y de las condiciones climatológicas.

IX.4. Cumplir los requisitos del Mercado Eléctrico para las RGD

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. De esta forma, se requiere desarrollar la infraestructura y software necesarios para obtener una medición confiable para el proceso de liquidación de todos los Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista.

Construir la infraestructura para participar en el Mercado Eléctrico.

Proyecto 1. Gestión del Balance de Energía de las Redes Generales de Distribución para el Mercado Eléctrico Mayorista.

Implementar los sistemas de medición y comunicaciones necesarias para que las liquidaciones del Mercado Eléctrico Mayorista, se puedan realizar de manera diaria y horaria, minimizando la incertidumbre para el MEM. Con esto, se podrá dar cumplimiento a los requerimientos funcionales determinados en las Reglas del Mercado, garantizando con ello, que el uso de las Redes Generales de Distribución se realice de manera correcta, transparente y en apego a lo establecido en la Ley de la Industria Eléctrica en su artículo 37 y Base 16 del Mercado Eléctrico Mayorista.

El proyecto comprende la medición en puntos de intercambio al interior y exterior de subestaciones eléctricas.

Para la medición en puntos de intercambio al exterior de subestaciones eléctricas del MEM se requiere que CFE Distribución cuente con 1,207 puntos,

en las trayectorias de los circuitos de Distribución, de los cuales actualmente ninguno cumple con los requisitos mandados por el CENACE.

Para la medición en puntos de intercambio al interior de las subestaciones eléctricas del MEM se requiere que CFE Distribución cuente con 14,153 puntos, de los cuales actualmente ninguno cumple con los requisitos mandados por el CENACE.

Para cumplir con los requisitos solicitados por el CENACE para los puntos de intercambio, es necesario el suministro de equipos y materiales de medición, comunicaciones, puesta en servicio, mantenimiento y sistema de monitoreo para cada punto de intercambio.

Por lo anterior, en la tabla 9.2 se muestra la necesidad de acciones y elementos por cada punto de medición para cumplir con los requisitos solicitados por el CENACE.

Tabla 9.2. Equipamiento necesario en las subestaciones de distribución

División de CFE Distribución	Control Operativo de Subestaciones para el Mercado de Energía	Seguridad de la Información
Baja California	926	926
Noroeste	1 283	1 283
Norte	1 180	1 180
Golfo Norte	1 815	1 815
Centro Occidente	844	844
Centro Sur	704	704
Oriente	780	780
Sureste	940	940
Valle de México Norte	527	527
Valle de México Centro	450	450
Valle de México Sur	502	502
Bajío	1 341	1 341
Golfo Centro	650	650
Centro Oriente	649	649
Peninsular	762	762
Jalisco	800	800
Nacional	14 153	14 153

IX.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 Tecnologías de Información y Comunicación (TIC's) en los elementos de medición, monitoreo y operación del SEN, a través de los sistemas y módulos que lo integran.

Desarrollar e incorporar sistemas y equipos que permitan una transición a una REI.

Proyecto 1. Sistema de información geográfica de las Redes Generales de Distribución

Este proyecto tiene el propósito de unificar las diferentes tecnologías de información geográfica y eléctrica de las RGD con que cuenta actualmente CFE Distribución, a través de un Sistema de Información Geográfica que le permita integrar dichas tecnologías y contar con la capacidad para compartir e intercambiar información espacial de la in-

fraestructura del sistema de distribución. A través de un bus de datos basado en el modelo CIM, se puede lograr la máxima eficiencia en la realización de actividades empresariales, apoyándose en fuentes de información geográfica e información correlacionada con el proceso de distribución interno y externo. Esto fue planeado en 5 fases.

Fase I

La primera Fase consistió en la adquisición instalación y puesta en operación del equipamiento de hardware y software necesario para construir la plataforma tecnológica. Esta fase inició en el año 2011 con la intervención de la CFE en el Valle de México y se encuentra actualmente concluida.

Fase II

La segunda Fase se inició en el año 2015 y consiste en la actualización de sistemas para la adquisición de datos obtener la información geográfica, eléctrica y administrativa a partir de las plataformas tecnológicas existentes. Se encuentra concluida.

Fase III

A partir de lo anterior en 2016 inició la Fase III la cual consiste en redefinir el alcance de los datos de negocio a digitalizar, implementación de la nueva plataforma Geoespacial, migración de Aplicaciones legadas a la nueva plataforma Geoespacial, la Fase III concluye en diciembre 2019.

Fase IV

La Fase IV se llevará a cabo en 2019, 2020 la cual consiste en levantamientos en campo de al menos 31 datos geoespaciales, como los siguientes:

- Coordenadas geográficas, altura, resistencia, material e identificador de estructuras de soporte para redes aéreas.
- Coordenadas geográficas, material, calibre, número y secuencia de fases de líneas aéreas y subterráneas de media y baja tensión.
- Coordenadas geográficas, marca, tipo e identificador de los equipos de protección y seccionamiento.
- Coordenadas geográficas, marca, tipo, identificador, capacidad nominal, núme-

ro de fases y propietario de transformadores de AT/MT.

- Coordenadas geográficas, marca, tipo, identificador, capacidad nominal, número de fases de reguladores de tensión.
- Coordenadas geográficas, marca, tipo, identificador, capacidad nominal, de bancos de capacitores.
- Coordenadas geográficas, número de fases, identificador del medidor, tipo de servicios de suministro conectados a las RGD.
- Coordenadas geográficas, número de fases, identificador del medidor, tipo de centrales eléctricas de generación distribuida interconectados a las RGD.

Fase V

La Fase V se ejecutará en paralelo a la Fase IV consiste en el desarrollo de aplicaciones de software para atender necesidades negocio y agilizar la Toma de Decisiones.

Actualmente el Sistema de Información Geográfica (SIG), ha sido desarrollado por CFE y su infraestructura se ha llevado a cabo en equipamiento de servidores. La base principal del sistema ya se encuentra operando y como parte de sus ventajas está la de poder explotar la información de los diferentes procesos en un solo lugar, y se han desarrollado en torno a la información conjunta, como son:

- El seguimiento de las variaciones de tensión.
- La ubicación de zonas de conflicto en el Valle de México.
- El sistema nacional de atención de emergencias con georreferenciación.
- La localización vehicular.
- Proyectos mineros.
- Contar con la cartografía del INEGI.

- Detección de usos ilícitos de energía.
- Programa Luz para México.
- Tu gobierno en mapas.
- Atención de solicitudes.
- Seguridad física en Instalaciones.
- Así como las nuevas posibilidades de análisis.

La herramienta funcionará como plataforma que unificará toda la información que se genera de las instalaciones y usuarios con que cuenta la empresa, lo que permitirá realizar un análisis global de lo que ocurre en las RGD y tener los elementos necesarios para una mejor toma de decisiones en la planeación y operación del sistema de distribución.

Proyecto 2. Infraestructura de Medición Avanzada

Este programa consiste en la adquisición equipamiento operativo para que los medidores de Infraestructura Avanzada de Medición tipo AMI existentes en los polígonos de los proyectos terminados, continúen operando en las condiciones óptimas con las que se diseñó.

El proyecto considera la compra de medidores para nuevos usuarios dentro de los polígonos mencionados y reemplazo de medidores y equipos de comunicación dañados.

Este proyecto conservará la eficiencia de la información obtenida de los polígonos de los proyectos concluidos y actualmente en operación, considerando la atención a dos condiciones que se presentan en dichos polígonos:

- Crecimiento de nuevos usuarios.
- Reemplazo de medidores y equipos de comunicación dañados.

La Infraestructura de Medición Avanzada es fundamental para el desarrollo de la Red Eléctrica Inteligente debido a que permite tener una eficiente recolección de datos, aumentar la consistencia de

la información, adicionalmente es necesario dar atención a las solicitudes en la zona geográfica con la misma tecnología, para conservar el esquema de diseño del sistema de medición en todo el polígono.

En la Tabla 9.3 se observan las metas físicas de adquisición y reemplazo de medidores por año, para el periodo 2019-2023.

Divisiones	MEDIDORES				
	2019	2020	2021	2022	2023
Baja California	514	514	514	514	514
Noroeste	442	442	442	442	442
Norte	60	60	74	74	74
Golfo Norte	170	170	170	170	170
Centro Occidente	87	87	87	87	87
Centro Sur	1 807	1 867	1 867	1 867	1 867
Oriente	177	196	196	196	196
Sureste	1 098	1 549	1 621	1 621	1 621
Valle de México Norte	2 215	5 491	7 883	7 883	7 883
Valle de México Centro	3 596	4 899	5 817	5 817	5 817
Valle de México Sur	997	6 571	6 746	6 746	6 746
Bajío	580	580	585	585	585
Centro Oriente	83	83	83	83	83
Peninsular	1 494	1 494	1 494	1 494	1 494
Jalisco	192	192	192	192	192
Nacional	13 512	24 195	27 771	27 771	27 771

Proyecto 3. Sistema de Administración de Distribución Avanzado.

El objetivo de este proyecto es desarrollar una versión a pequeña escala de un ADMS para determinar los impactos sobre la eficiencia operativa, la eficiencia del sistema, la confiabilidad, la seguridad, así como otras áreas de la empresa. El comportamiento del AMDS en el proyecto piloto será utilizado para determinar si se justifica el desarrollo de un sistema completo para todo el SEN.

La inversión estimada para el desarrollo del proyecto piloto es de 203 millones de pesos.

Este proyecto piloto tiene el propósito de evaluar las capacidades de un Sistema Avanzado de Administración de Distribución (ADMS por sus siglas en inglés), con el cual se incluye también un sistema incrustado para la administración de interrupciones (OMS por sus siglas en inglés), a través de un proyecto de demostración. Con el fin de evaluar correctamente las capacidades del ADMS. El proyecto incluye el despliegue del ADMS para automatizar las subestaciones del proyecto piloto para probar las funcionalidades avanzadas de este sistema y consta de dos fases de estudio y tres de demostración.

Debido a la necesidad de garantizar la distribución de la energía suministrada por los diferentes participantes del mercado eléctrico mayorista se requiere lo siguiente: Unidades Centrales Maestras (UCM), Sistema de Información de Subestaciones (SISE), Dispositivo Electrónico Inteligente (DEI), Unidades Terminales Remotas (UTR), Equipo primario de SE y Canales de Comunicación SCADA, destinadas a equipar y modernizar la infraestructura de control operativo de acuerdo al Código de Red emitido por la Comisión Reguladora de Energía que establece los criterios generales para la integración de elementos de medición monitoreo y operación del SEN que utilizan tecnologías de la información y comunicación (TIC) bajo un marco que promueva e impulse la interoperabilidad éstos a fin de evitar la incompatibilidad de la infraestructura tecnológica e incrementar la eficiencia operativa de la red eléctrica, como se muestra en la Tabla 9.4.

Tipo	Fase
Estudio	Fase 1: Requerimientos documentales y adquisición del ADMS piloto: 9 a 12 meses
	Fase 2: Selección de la región óptima en la Cd. de Morelia Michoacán para el desarrollo del proyecto piloto: 9 a 12 meses concurrentes con la Fase 1.
Demostración	Fase 3: Desarrollo del ADMS en etapas. Componentes principales del ADMS: 6 a 12 meses.
	Aplicaciones avanzadas: 6 a 12 meses.
	Fase 4: Medición y verificación: 2 a 3 años.
Implementación	Fase 5: Caso de negocio para el desarrollo de un sistema ADMS completo: 3 meses

A través del desarrollo del proyecto piloto se espera obtener una visión completa del funcionamiento de un ADMS, así como poder medir los beneficios que este tipo de sistemas aporta a la operación de la red de distribución de energía eléctrica al ser comparados con los costos implicados en la operación de la porción de la red seleccionada para aplicar el proyecto piloto sin la asistencia del ADMS. Además, es necesario llevar a cabo el proyecto piloto dado que los impactos y beneficios esperados de una plataforma integrada de este tipo, son difíciles de obtener dado que debe llevarse a cabo una evaluación detallada y cuidadosa de los costos evitados.

Proyecto 4. Nuevo Sistema de Gestión Empresarial de Distribución-Suministro

El objetivo es llevar a cabo la adquisición de los derechos de uso e implementación del software que cubre las funcionalidades que se realizan con los sistemas SICOM, SICOSS, SIMED, IAT y otros sistemas periféricos a éstos que atienden la operación de los siguientes procesos de negocio: Facturación y Cobranza, Atención a Clientes, Gestión de Energía, Medición, Conexiones y Servicios y Gestión de Interrupciones.

Actualmente estos sistemas tienen su poca flexibilidad derivado de su antigüedad que no permiten operar como un sistema inteligente, que permita reducir los tiempos de atención en la operación de fallas, atención de solicitudes de servicio, control de los sistemas que atienden a la red eléctrica, cobranza entre otras.

En la Tabla 9.5 se observa la descripción de cada módulo, los beneficios que se pretende obtener, son reducción anual de Pérdidas no técnicas de Energía de 0.8% anual, se incrementará en un 77% el cumplimiento de compromisos de atención con el ciudadano y se incrementa en un 42% la satisfacción del ciudadano.

Tabla 9.5. Módulos que componen el proyecto.

SUITE SICOM	
Módulos para el área Comercial	Descripción
Administración de la Comercialización de Energía y Riesgo (ETRM)	Se utiliza para colocación de ofertas de compra y venta de energía en el MEM
Contact CENTER (071)	Se utiliza por los ejecutivos de servicio del para la atención al cliente
Facturación y Cobranza (B&C)	Se utiliza para la emisión de Facturas y seguimiento de la Cobranza
Administración de las Relaciones con los clientes (CRM)	Se utiliza para registrar todos los contactos que se tienen con los clientes
Módulos para Distribución	Descripción
Administración de los Datos de Medición (MDM)	Se utiliza para gestionar los datos de medición, desde su extracción hasta publicación para facturar
Administración de la Fuerza de Trabajo Móvil (MWFM)	Se utiliza para gestionar las ordenes de trabajo de personal de campo
Gestión de Interrupciones	Se utiliza para gestionar las interrupciones y sirve para mejorar la atención al cliente

SENER

SECRETARÍA DE ENERGÍA



Anexo.

PRODESEN 2019-2033

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

TABLA 9.1.1 METAS PARA LA ADQUISICIÓN DE ACOMETIDAS Y MEDIDORES

División	2019		2020		2021		2022		2023		Total	
	Acóm (km)	Med. (Miles)	Acóm (km)	Med. (Miles)	Acóm (km)	Med. (Miles)	Acóm (km)	Med. (Miles)	Acóm (km)	Med. (Miles)	Acóm (km)	Med. (Miles)
Baja California	2,018	47	2,078	49	2,141	50	2,205	52	2,271	54	107	252
Bajío	4,876	267	5,023	275	5,174	283	5,329	292	5,489	301	432	1,418
Centro Occidente	3,457	122	3,561	125	3,668	129	3,778	133	3,891	137	206	646
Centro Oriente	3,577	189	3,685	195	3,796	201	3,909	207	4,026	213	319	1,005
Centro Sur	5,511	160	5,676	165	5,847	170	6,022	175	6,203	180	266	850
Golfo Centro	1,729	89	1,780	92	1,834	94	1,889	97	1,946	100	157	472
Golfo Norte	4,612	169	4,750	174	4,893	179	5,040	185	5,191	191	366	898
Jalisco	2,872	179	2,958	184	3,047	190	3,138	195	3,232	201	313	949
Noroeste	2,167	122	2,232	126	2,300	129	2,369	133	2,440	137	290	647
Norte	2,971	116	3,060	119	3,152	123	3,247	126	3,344	130	217	614
Oriente	4,372	142	4,503	146	4,639	150	4,778	155	4,921	160	277	753
Peninsular	2,299	108	2,368	111	2,440	114	2,513	118	2,588	122	237	573
Sureste	3,551	224	3,658	230	3,768	237	3,881	244	3,997	251	366	1,186
Valle de México Centro	2,381	75	2,453	78	2,527	80	2,602	82	2,680	84	148	399
Valle de México Norte	3,600	149	3,707	154	3,819	158	3,934	163	4,052	168	272	792
Valle de México Sur	5,317	195	5,476	200	5,641	206	5,810	213	5,984	219	351	1,033
Total	55,310	2,353	56,968	2,423	58,686	2,493	60,444	2,570	62,255	2,648	4,324	12,487
												20,387

FUENTE: CFE Distribución

TABLA 9.3.3 METAS FÍSICAS PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD DE LAS RGD

Equipo para Confiabilidad	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Restaurador	460	420	400	380	340	2 000
Aisladores	21 392	19 531	18 601	17 671	15 811	93 006
CCFs	5 085	4 643	4 422	4 201	3 759	22 110
Apartarrayos	4 744	4 332	4 125	3 919	3 507	20 627
Protectores para Poste	1 351	1 234	1 175	1 116	999	5 875

FUENTE: CFE Distribución

SENER

SECRETARÍA DE ENERGÍA



PRODESEN 2019-2033

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL