



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.

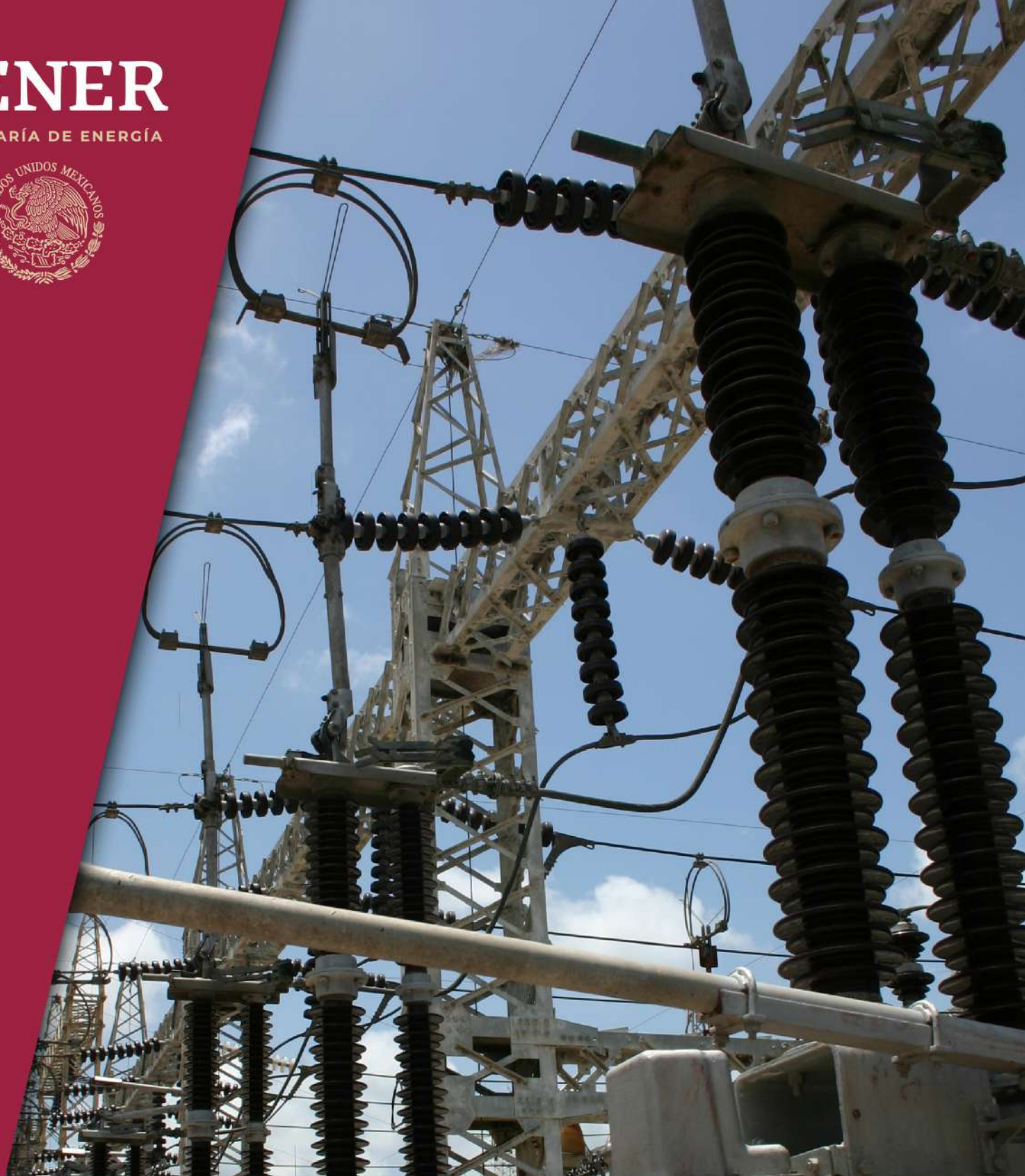
1. Soberanía, seguridad energética nacional y sostenibilidad.
2. La Secretaría de Energía (SENER) realizará la planeación del Sistema Eléctrico Nacional y la Elaboración del PRODESEN 2019-2033, como lo marca la ley, cuidando en todo momento el adecuado balance energético para abastecer el territorio 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).

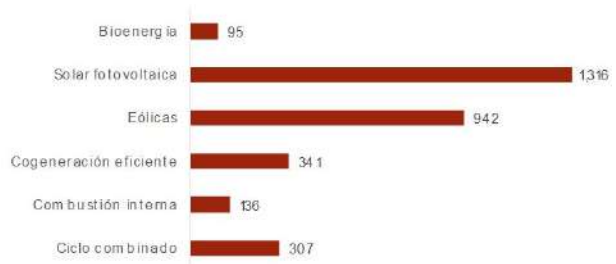


TABLA 5.1 CAPACIDAD INSTALADA POR GERENCIA DE CONTROL REGIONAL Y TIPO DE PERMISO^{1/}

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)

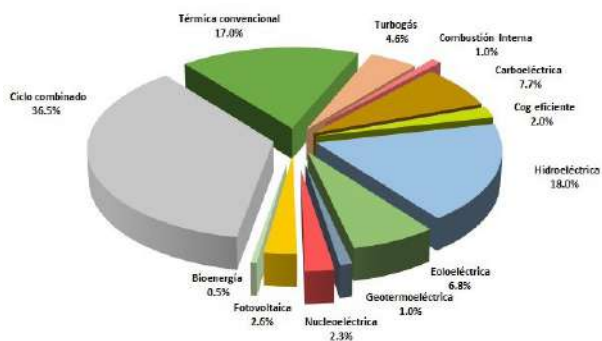
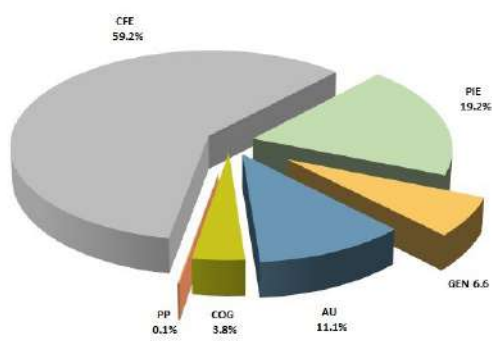


FIGURA 5.4 CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE PERMISO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018



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	Ostuacán	HID		1	4	420
11	Temascal	Oriental	Oaxaca	San Miguel	HID		1	6	354
12	Caracol (Carlos Ramírez Ulloa)	Oriental	Guerrero	Apaxtla	HID		1	3	600
13	Humeros	Oriental	Puebla	Chignautla	GEO		1	6	69
14	Oaxaca I - IV, La Venta III y La Mata (PIE) ^{2/}	Oriental	Oaxaca	Juchitán	EO		6	410	613
15	Laguna Verde	Oriental	Veracruz	Alto Lucero	NUC	UO ₂	1	2	1,608
16	Dos Bocas	Oriental	Veracruz	Medellín	CC	GAS	1	6	226
17	San Lorenzo	Oriental	Puebla	Cuatlacingo	CC	GAS	1	3	382
18	Poza Rica	Oriental	Veracruz	Tihuatlán	CC	GAS	1	4	232
19	Tuxpan (Adolfo López Mateos)	Oriental	Veracruz	Tuxpan	TC	COM	1	6	1,750
20	Tuxpan II, III, IV y V (PIE) ^{2/}	Oriental	Veracruz	Tuxpan	CC	GAS	3	12	2,103
21	Agua Milpa 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	Huinalá I y II	Noreste	Nuevo León	Pesquería	CC, TG	GAS	3	8	976
53	Río Bravo (Emilio Portes Gil)	Noreste	Tamaulipas	Río Bravo	TC, CC	COM y GAS	1	4	511
54	Saltillo (PIE) ^{2/}	Noreste	Coahuila	Ramos Arizpe	CC	GAS	1	2	298
55	Río Bravo II, III y IV (PIE) ^{2/}	Noreste	Tamaulipas	Valle Hermoso	CC	GAS	3	9	1,753
56	Monterrey III (PIE) ^{2/}	Noreste	Nuevo León	S. N. Garza	CC	GAS	1	2	489
57	Altamira II, III, IV y V (PIE) ^{2/}	Noreste	Tamaulipas	Altamira	CC	GAS	3	15	2,845
58	Tamazunchale (PIE) ^{2/}	Noreste	San Luis Potosí	Tamazunchale	CC	GAS	1	6	1,217
59	Presidente Juárez	BC	BC	Rosarito	TC, CC	COM y GAS	2	6	1,063
60	Mexicali (PIE) ^{2/}	BC	BC	Mexicali	CC	GAS	1	3	489
61	Baja California III (La Jovita)	BC	BC	Ensenada	CC	GAS	1	3	324
62	Cerro Prieto I, II, III y IV	BC	BC	Mexicali	GEO		4	9	340
63	Tijuana	BC	BC	Tijuana	TG	GAS	1	6	345
64	Punta Prieta	BCS	BCS	La Paz	TC	COM	1	3	113
65	San Carlos (Agustín Olachea A.)	BCS	BCS	San Carlos	CI	COM y DIE	1	3	104
66	Baja California Sur I	BCS	BCS	La Paz	CI	COM y DIE	1	5	210
67	Valladolid (Felipe Carrillo Puerto)	Peninsular	Yucatán	Valladolid	TC, CC	COM y GAS	2	5	295
68	Mérida II	Peninsular	Yucatán	Mérida	TC, TG	COM y GAS	2	3	198
69	Valladolid III (PIE) ^{2/}	Peninsular	Yucatán	Valladolid	CC	GAS	1	3	525
70	Campeche (PIE) ^{2/}	Peninsular	Campeche	Palizada	CC	GAS	1	1	252
71	Mérida III (PIE) ^{2/}	Peninsular	Yucatán	Mérida	CC	GAS	1	3	484
Total							106	747	52,902

^{1/} Al 31 de diciembre

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

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

CEO: Geotermoelectrica, 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

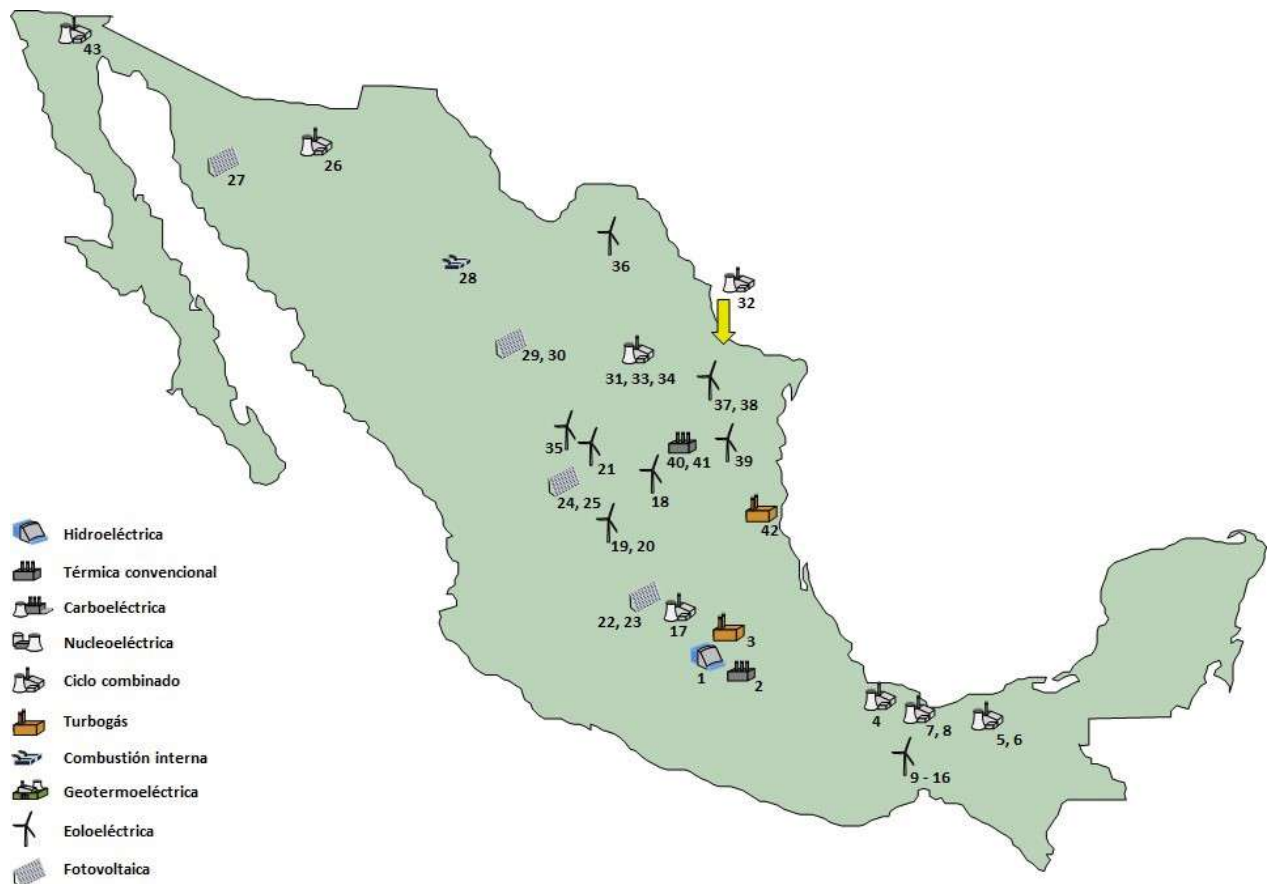


TABLA 5.3 CAPACIDAD EFECTIVA Y CARACTERÍSTICAS DE LAS PRINCIPALES CENTRALES DE PERMISIONARIOS CON CONTRATOS DE INTERCONEXIÓN LEGADOS Y GENERADORES PRIVADOS A DICIEMBRE DE 2018

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: Turbogas, EO: Eoloeléctrica, CI: Combustión interna, FV: Solar fotovoltaica, BIO: Bioenergía

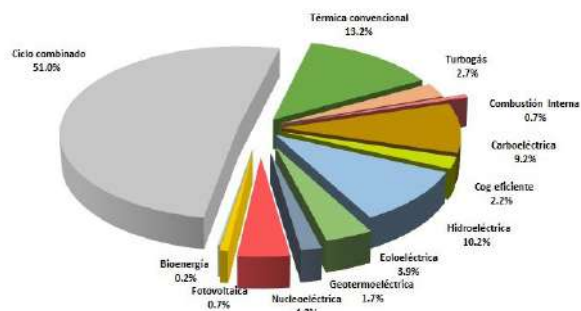
FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

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.

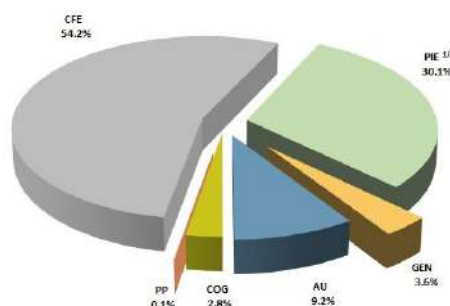
FIGURA 5.7 ENERGÍA PRODUCIDA DURANTE 2018 POR TECNOLOGÍA (317,278 GWH)



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

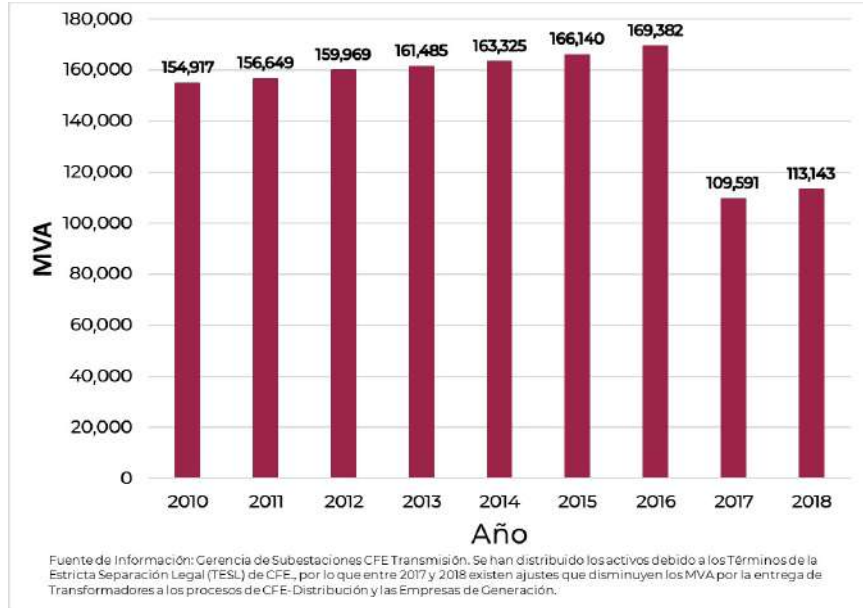
TABLA 5.6 INFRAESTRUCTURA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN.

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.

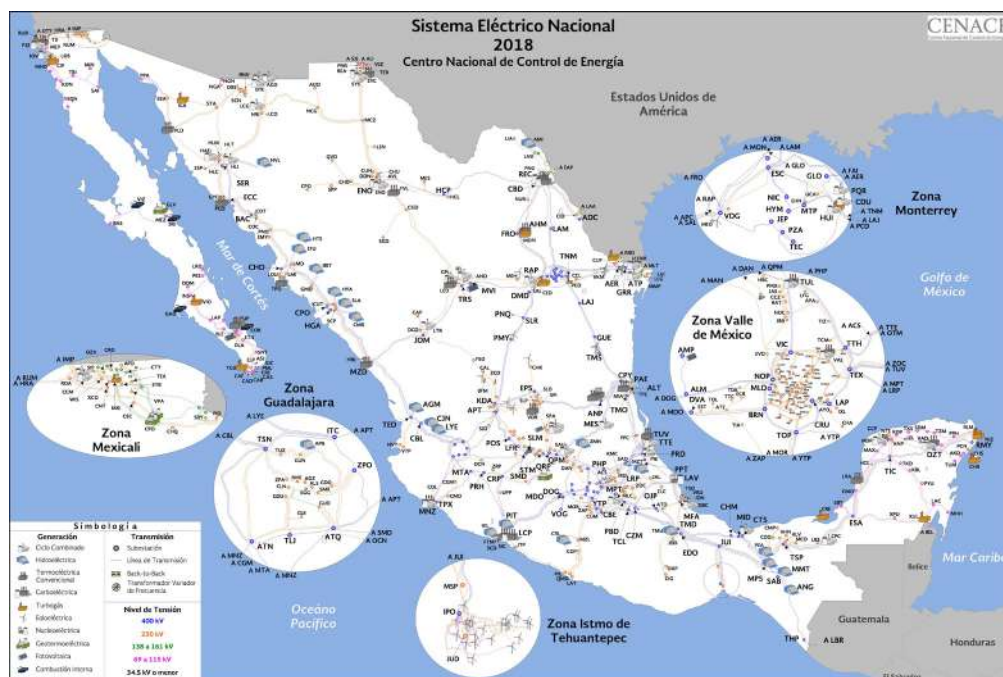
FIGURA 5.9 INFRAESTRUCTURA DE TRANSFORMACIÓN DE LA RNT.



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.

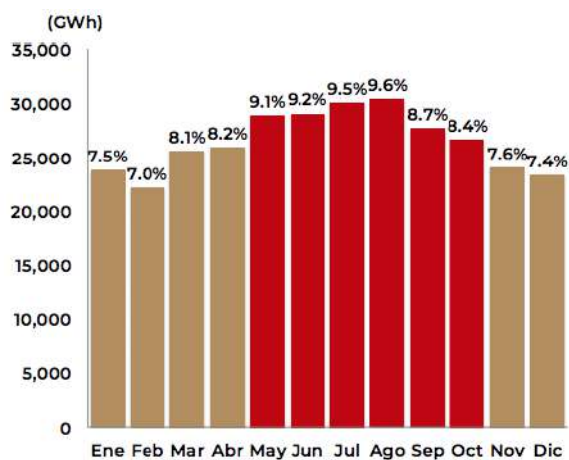
La tabla 6.1 muestra la distribución de consumo bruto en el Sistema Eléctrico Nacional por GCR, en donde se observa que la GCR Occidental tiene la mayor participación con 68,107 GWh lo que equivale a 21.4% del total nacional, aun cuando a partir de enero de 2016 con el inicio del Mercado Eléctrico Mayorista 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.

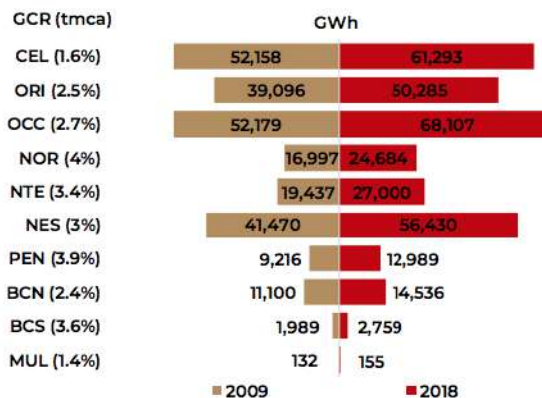
GRÁFICO 6.1 CONSUMO BRUTO MENSUAL DEL SEN 2018.



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.

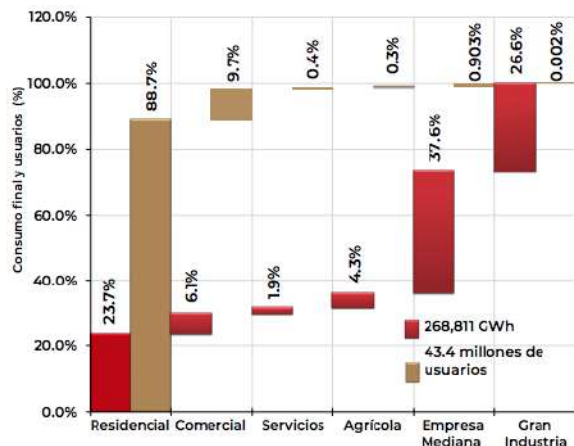
VI.2.1. Consumo final y usuarios 2018

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	15,014	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.

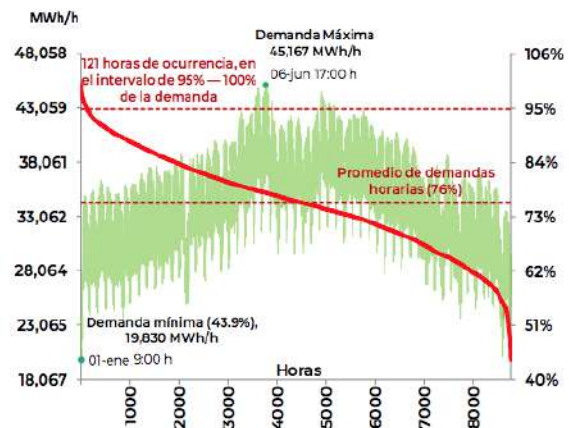
VI.3.1. Demanda máxima integrada e instantánea del SIN 2018

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.

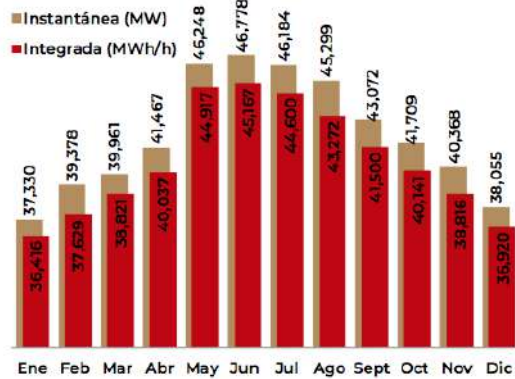


FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

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.

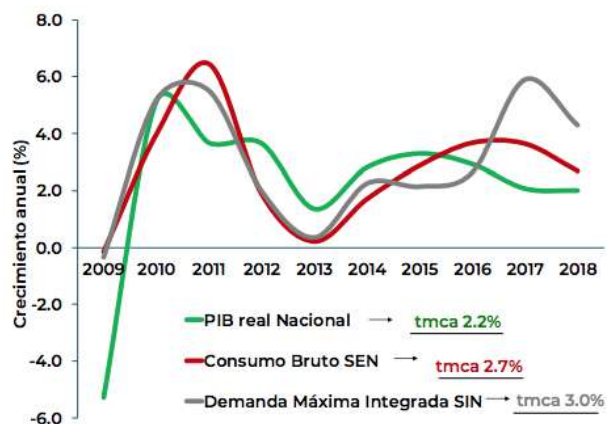
⁹ Banco de México. Tipo de cambio pesos por dólar E.U.A., para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera, fecha de publicación en el DOF.

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.

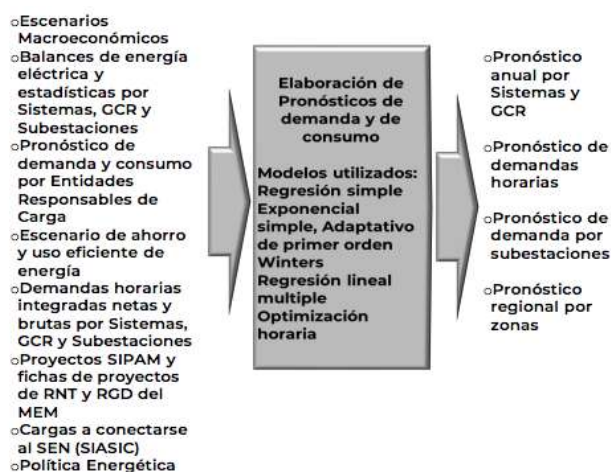
Se elaboran para el consumo modelos sectoriales de predicción con las etapas anteriores, para cada región, mismos que pueden tener una o más variables que ofrecen una mejor explicación del crecimiento o del consumo bruto nacional.

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.



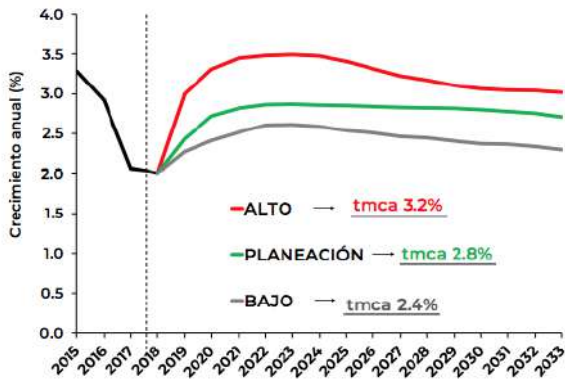
FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

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

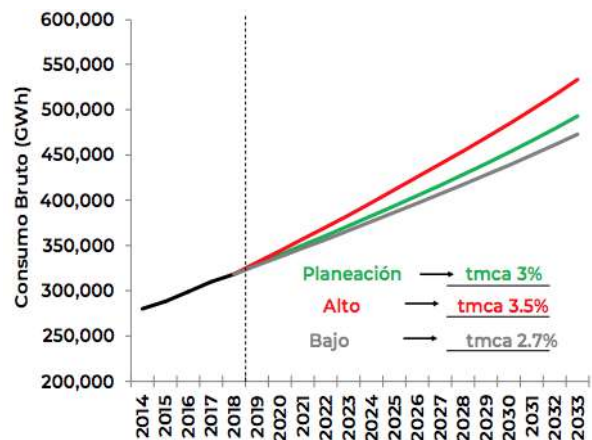
tenga una tmca del 3.0%, para el escenario Alto de 3.5% y el escenario Bajo 2.7%.

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.



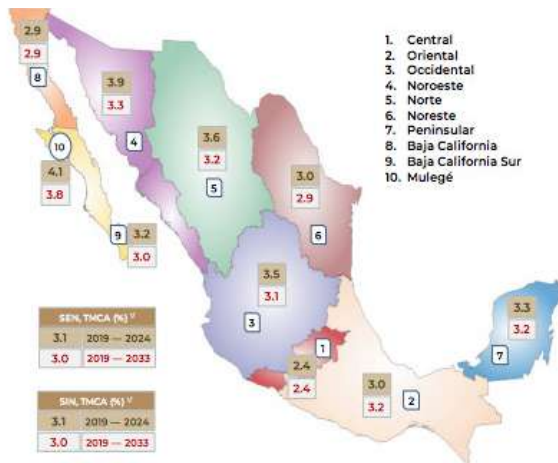
FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

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.

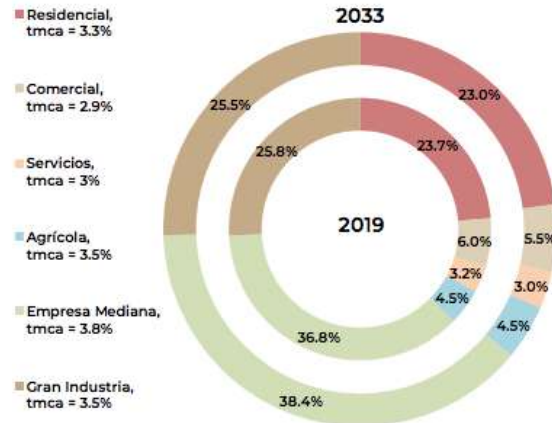
VI.7.1. Consumo final 2019 — 2033

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.

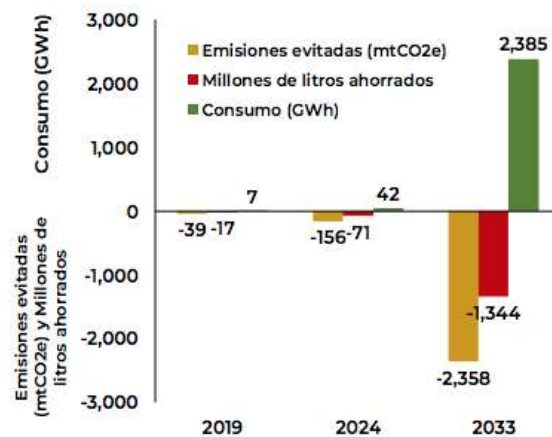
A continuación, se mencionan los objetivos específicos de la ENV:

- 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

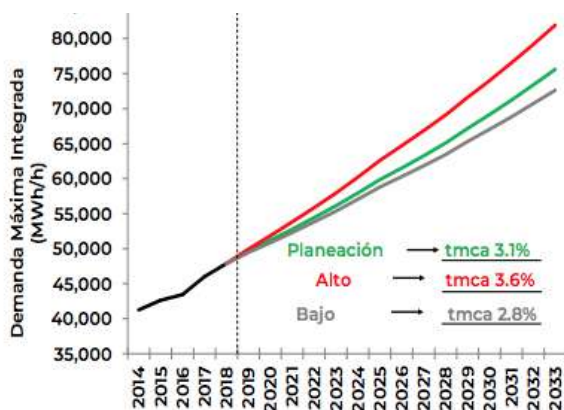
TABLA 6.7 POSIBLE DEMANDA INTEGRADA 2019 — 2033, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO.

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.

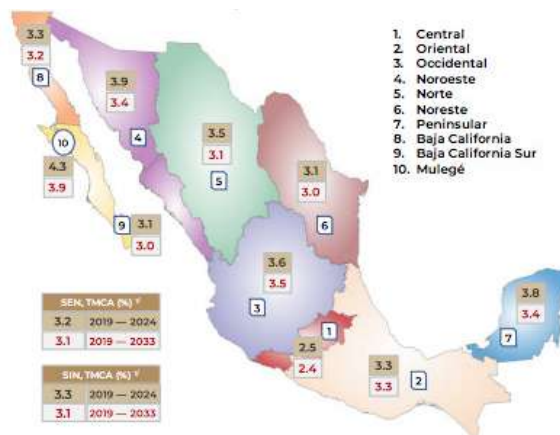


FUENTE: Elaborado por SENER con información de INECC, SEMARNAT, SENER, CONUEE, CRE, Bloomberg y Armadoras de Vehículos y Autobuses

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.