



SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL
**SISTEMA ELÉCTRICO
NACIONAL**

2020-2034



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

ÍNDICE GENERAL

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

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

1

Presentación



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

PRESENTACIÓN

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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



2

Marco constitucional



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

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

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

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

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

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

Nación, de manera exclusiva sin que ello constituya monopolios.

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

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

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

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

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

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

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

Alcance

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

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

Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas

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

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

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

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

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

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



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

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

Acuerdos y Tratados Internacionales

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Protocolo de Kioto

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

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

Acuerdo de París

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

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

Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible

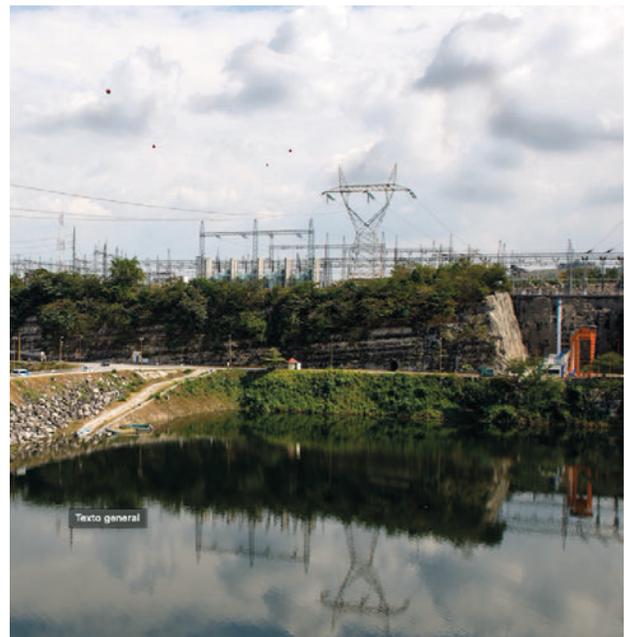
La Agenda plantea 17 objetivos con 169 metas de carácter integrado e indivisible que abarcan las esferas económica, social y ambiental.

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

Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático

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

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



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



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

3

Transición Energética



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

La importancia de contar con definiciones claras

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

La Política Pública en la Transición Energética

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

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

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

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

Compromisos Internacionales

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

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

Conclusiones

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

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

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



4

Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional



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

4.1 Conformación actual del Sistema Eléctrico por Gerencias de Control Regional

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

Figura 4.1 Regiones del Sistema Eléctrico Nacional



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

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

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

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

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

4.2 Capacidad de transmisión y transformación en el Sistema Eléctrico Nacional

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

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

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

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



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

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

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

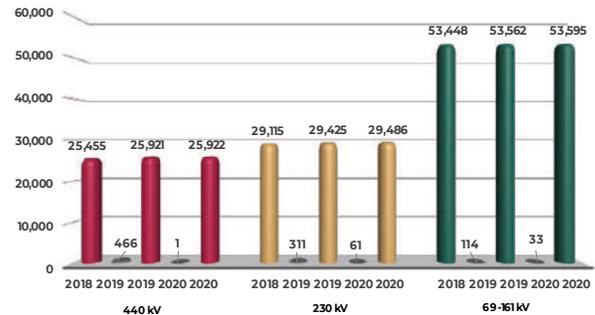
Cuadro 4.1 Infraestructura de líneas de transmisión por nivel de tensión

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

FUENTE: SENER con información de CFE y CENACE

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

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



FUENTE: SENER con información de CFE y CENACE

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

En el cuadro 4.2 muestra un resumen de las adiciones por año y en el cuadro 4.3 la infraestructura de la RGD no del MEM al cierre de 2019. En la figura 4.3 se muestra la red troncal de transmisión, considerando desde 115 kV hasta 400 kV. En la Península de Baja California, se tiene tres sistemas eléctricos aislados eléctricamente del SIN.

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

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

FUENTE: SENER con información de CFE y CENACE



Cuadro 4.3 Infraestructura de la RGD no del MEM.

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

FUENTE: SENER con información de CFE

Figura 4.3 Sistema Eléctrico Nacional – Red Troncal de Transmisión 2019



4.3 Principales enlaces internacionales

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

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

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

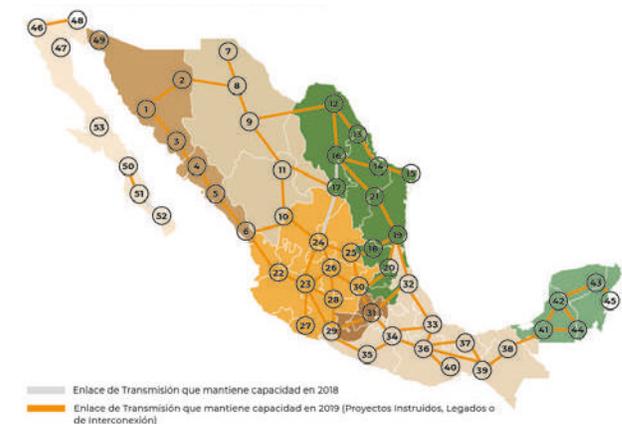
Figura 4.4. Sistema Eléctrico Nacional Capacidad de las Interconexiones Internacionales 2019



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

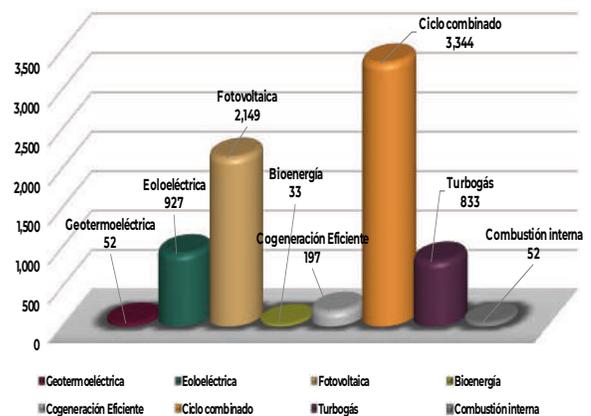
3/ incluye Lecho Fluidizado

4/ incluye plantas móviles

5/ incluye centrales en operación y en pruebas

FUENTE: SENER con información CENACE

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



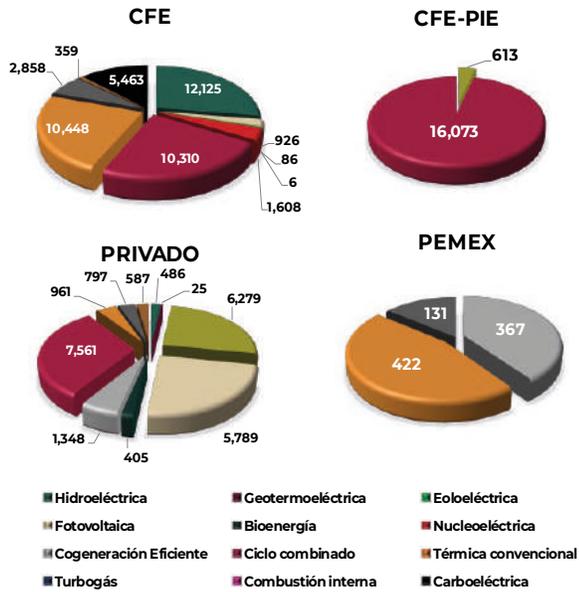
FUENTE: SENER con información de CENACE

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

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

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

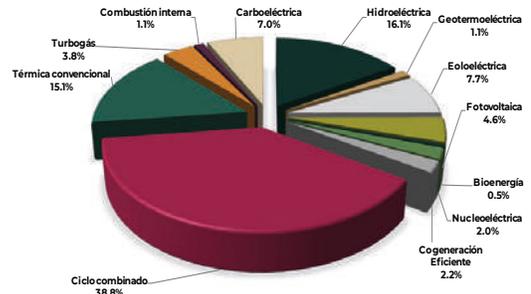
Figura 4.7. Capacidad instalada de la CFE y del resto de los permisionarios (MW)



FUENTE: SENER con información de CENACE

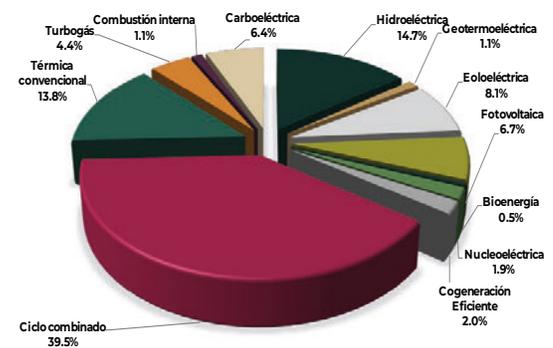
Las figuras 4.8 y 4.9, muestran el porcentaje de la capacidad instalada por tipo de tecnología al 31 de diciembre de 2019 y a octubre de 2020, respectivamente.

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



FUENTE: SENER con información de CENACE

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



FUENTE: SENER con información de CENACE



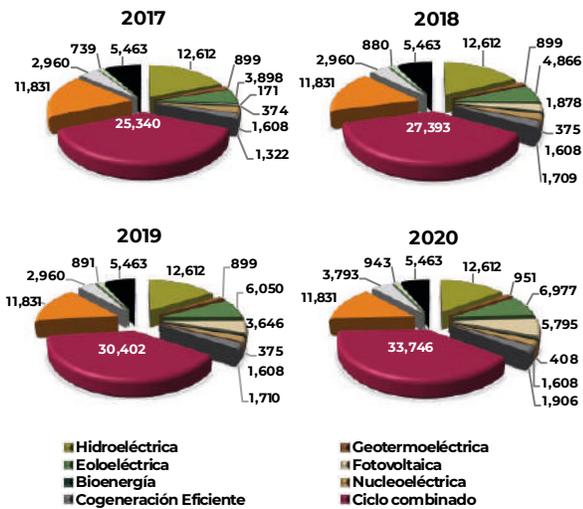
Fotografía 8. Restablecimiento de líneas de transmisión | Comisión Federal de Electricidad

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

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

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

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



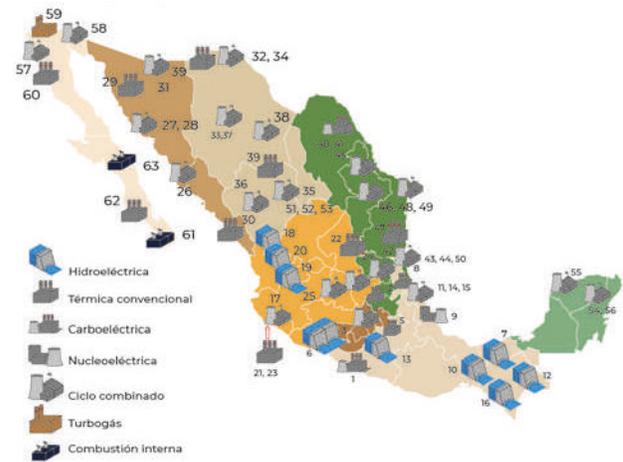
FUENTE: SENER con información de CENACE

4.6 Principales Centrales Eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista

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

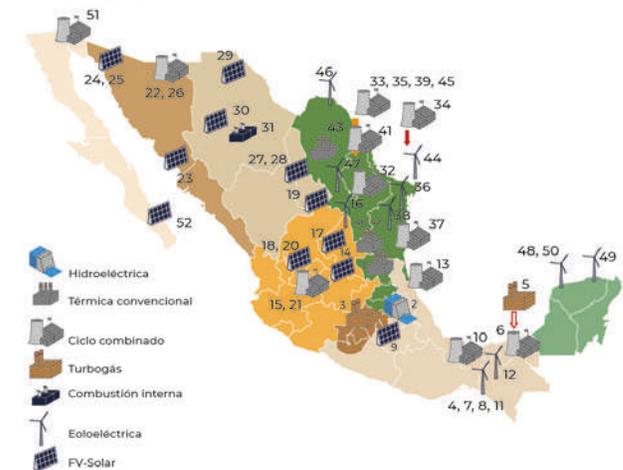
Independientes de Energía que destacan por su capacidad, tecnología o importancia regional. Ir al Anexo 4.4 para más información.

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



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

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

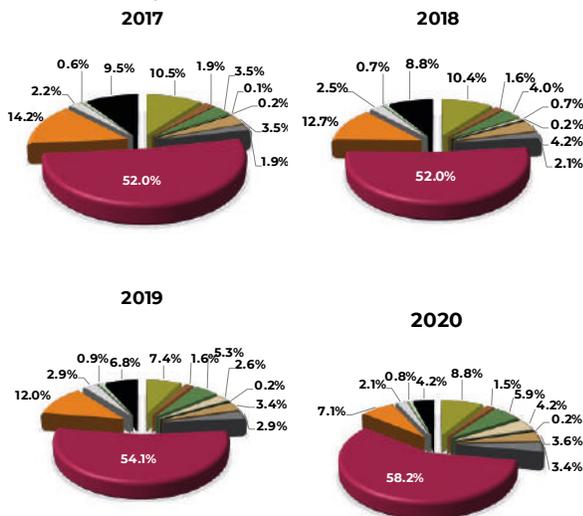


4.7 Evolución de la producción de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Eléctrico Nacional

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

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

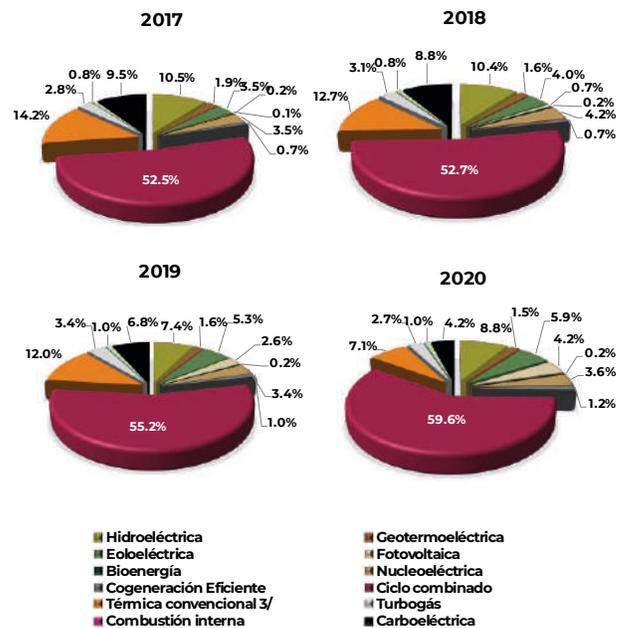
Figura 4.13. Evolución de la Energía producida (%) 2017-2020 (enero-septiembre) por tipo de tecnología, considerando como limpia el 100% la generación de Centrales de Cogeneración eficiente.



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

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

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



FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE y CRE

¹ Comisión Reguladora de Energía



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

5

Demanda y consumo
2020 - 2034



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

5.1 Industria Eléctrica

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

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

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

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

5.2 Consumo bruto 2019

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

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

² Key World Energy Statistics, IEA 2020.

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



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

La tabla 5.1 muestra la distribución de consumo bruto en el Sistema Eléctrico Nacional por GCR, en donde se observa que la GCR Occidental tiene la mayor participación con 69,697 GWh lo que equivale a 21.4% del total nacional, aun cuando a partir de enero de 2016 con el inicio del Mercado Eléctrico Mayorista se adecuaron los límites eléctricos y geográficos de dicha GCR, al pasar la zona Lázaro Cárdenas al ámbito de cobertura de la GCR Central.

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

TABLA 5.1 Consumo bruto de Energía Eléctrica 2018 y 2019

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

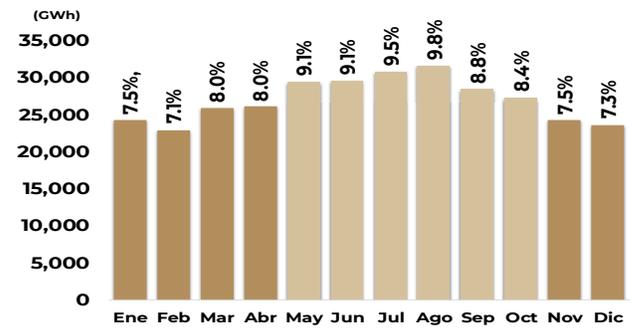
FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

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

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

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

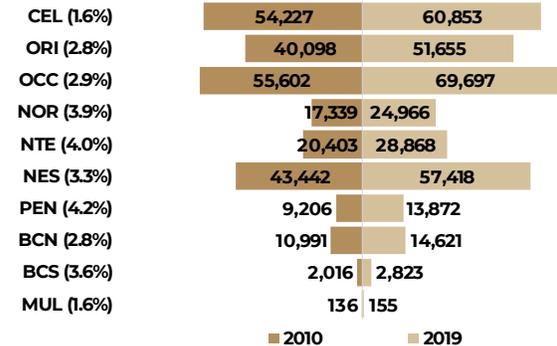
GRÁFICO 5.1 Consumo bruto mensual del SEN 2019



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

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

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



1/ TMCA referida a 2009

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

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

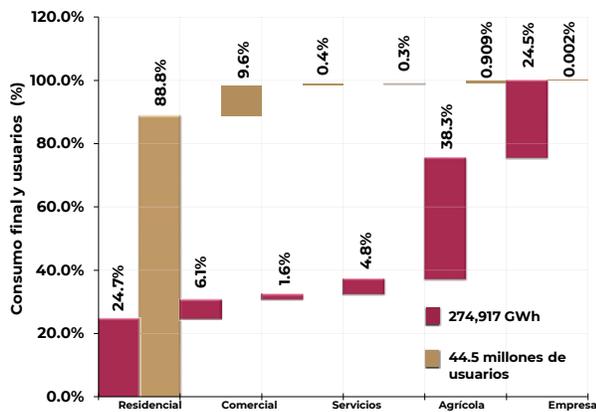
El Sistema Interconectado Nacional (SIN) pasó de 240,317 GWh en 2010 a un consumo bruto de 307,327 GWh en 2019, lo que significa un crecimiento (tmca) de 2.9%, la energía eléctrica del último año equivale a 94.6% del consumo bruto del SEN y el 5.4% restante se consumió en los sistemas aislados de la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

5.2.1 Consumo final y usuarios 2019

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

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

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



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

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

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

5.2.2 Eficiencia Energética

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

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

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

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

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

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



5.2.3 Movilidad y transporte eléctrico

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

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

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

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

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

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

5.2.4 Generación distribuida

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

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

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

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

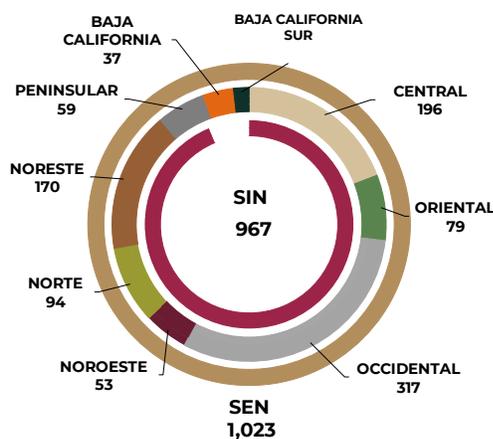
por un Generador Exento en los términos de esta Ley, y b) Se realiza en una Central Eléctrica que se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de Centros de Carga, en los términos de las Reglas del Mercado.



finalmente ser utilizada por los Centros de Carga locales.

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

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



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

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

5.2.5 Demanda máxima 2019

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

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

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

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

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

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

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

⁷ CFE Distribuidor, estadísticas generación distribuida agosto 2020.

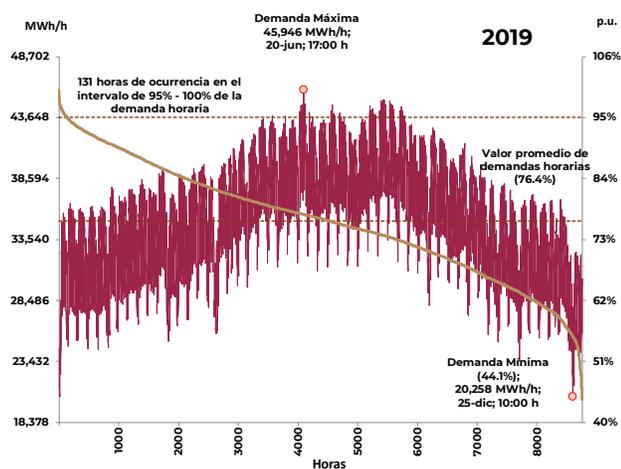
5.2.6 Demanda máxima integrada del SIN 2019

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

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

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

GRÁFICO 5.5 Curva de carga de referencia del SIN 2019



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

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

⁹ INEGI. Índice Nacional de Precios al Consumidor.

¹⁰ SENER. Sistema de Información Energética.

5.3 Entorno económico 2019

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

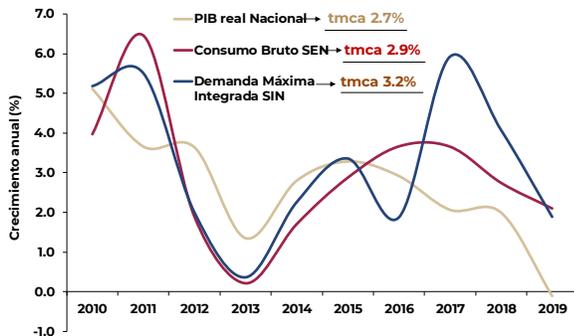
Se considera al PIB como uno de los mejores indicadores del comportamiento de la economía de un país. Al aumentar la demanda de bienes y servicios se incrementa el consumo, crece el PIB, se generan nuevos empleos y la economía se expande. Es por ello, que el consumo de energía eléctrica está altamente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

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

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

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

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



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

5.4 Pronóstico de demanda y de consumo 2020-2034

En el gráfico 5.7 se muestra el proceso para la elaboración del pronóstico anual de la demanda en potencia máxima integrada y consumo bruto. Se inicia con el balance de energía de las GCR y del Sistema —consumo final, usos propios, pérdidas totales de energía eléctrica, intercambios de energía con países vecinos, consumo neto y consumo bruto— del año previo.

Se efectúa el estudio regional del consumo final de energía eléctrica (ventas Suministro Básico, Suministro Calificado más autoabastecimiento remoto) y se analiza la evolución en cada región del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Las proyecciones regionales se fundamentan en estudios estadísticos de demanda y consumo de energía eléctrica, modelos de pronósticos y series de tiempo, complementados con estimaciones basadas en las solicitudes de servicio de grandes consumidores. El resultado es una primera aproximación de pronóstico regional en consumo final de electricidad por sector —Residencial, Comercial, Servicios, Agrícola, Empresa Mediana y Gran Industria—.

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

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

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

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

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



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



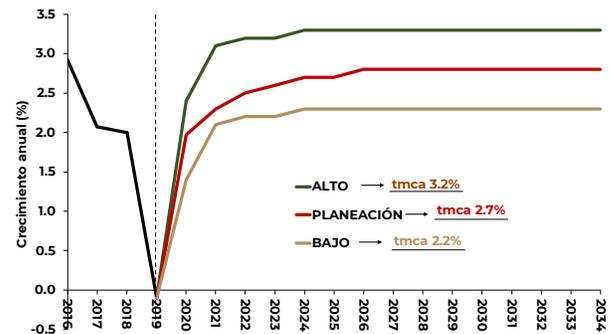
FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

5.5 Escenario macroeconómico 2020- 2034

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

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

GRÁFICO 5.8 Escenarios del PIB Nacional, 2010 – 2019



FUENTE: Elaborado por SENER con información propia.

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

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



Fotografía 11. Central hidroeléctrica | Comisión Federal de Electricidad.



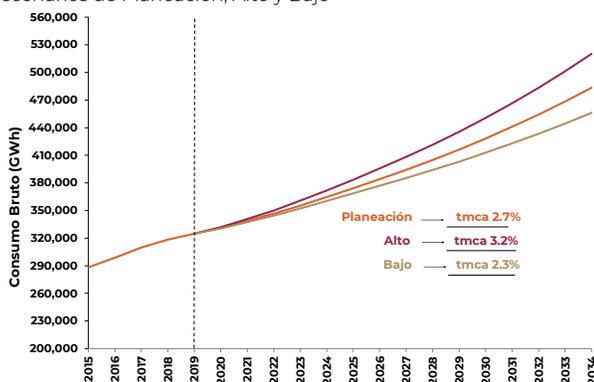
5.6 Consumo bruto 2020-2034

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

El consumo bruto se integra por las ventas de energía a través del Suministro Básico, Suministro Calificado, Suministro de Último Recurso, el autoabastecimiento remoto, la importación, las pérdidas de energía eléctrica, los usos propios de los Transportistas, Distribuidores y Generadores (Centrales Eléctricas de Comisión Federal de Electricidad). El consumo bruto del SEN presenta un comportamiento diferenciado a lo largo del año, mostrando una estacionalidad entre verano —en seis meses del año se presenta el 54.3% del consumo anual—, y los meses fuera de verano —se tiene el 45.7% restante—.

En el gráfico 5.9 se presenta la evolución para los próximos 15 años del consumo bruto del SEN de los escenarios de Planeación, Alto y Bajo. Se estima que el escenario de Planeación tenga una tmca del 2.7%, para el escenario Alto de 3.2% y el escenario Bajo 2.3%, en el mismo sentido, en la tabla 5.3 se presenta las tasas medias de crecimiento anual de los tres escenarios para cada una de las GCR y SIN en el periodo de estudio.

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



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

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

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

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

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

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

Año / GWh	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	Baja California	Baja California Sur	Mulegé	SIN	SEN
2020	61,309	52,601	70,741	25,559	29,296	59,422	14,197	14,907	2,945	168	313,126	331,146
2021	62,122	53,999	72,379	26,107	30,002	61,267	14,656	15,200	3,075	173	320,532	338,980
2022	62,904	55,477	74,110	26,758	30,683	62,793	15,084	15,519	3,160	179	327,810	346,668
2023	63,837	57,265	75,959	27,474	31,438	64,440	15,552	15,926	3,247	185	335,964	355,322
2024	64,710	59,227	77,974	28,201	32,168	66,406	16,055	16,365	3,340	190	344,741	364,636
2025	65,711	61,091	80,155	28,970	32,915	68,275	16,582	16,838	3,438	197	353,599	374,072
2026	66,767	62,959	82,459	29,595	33,694	70,161	17,166	17,356	3,546	204	362,801	383,907
2027	67,884	64,772	84,997	30,369	34,491	72,246	17,774	17,913	3,664	212	372,433	394,221
2028	69,034	66,315	87,754	31,168	35,332	74,364	18,451	18,522	3,792	219	382,418	404,951
2029	70,235	67,945	90,696	32,022	36,248	76,647	19,195	19,190	3,932	226	392,988	416,337
2030	71,489	69,632	93,826	32,916	37,201	79,052	19,987	19,913	4,083	234	404,104	428,334
2031	72,784	71,332	97,204	33,830	38,236	81,678	20,843	20,680	4,239	243	415,908	441,070
2032	74,128	73,038	100,734	34,788	39,278	84,364	21,791	21,491	4,403	251	428,123	454,268
2033	75,560	74,833	104,557	35,794	40,404	87,310	22,781	22,367	4,577	260	441,238	468,443
2034	77,036	76,730	108,591	36,841	41,613	90,341	23,847	23,291	4,756	270	455,001	483,317

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

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

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

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



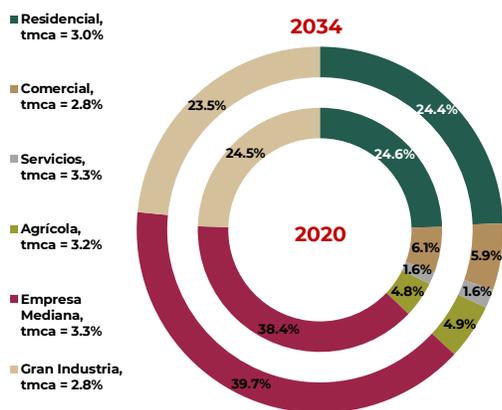
^{1/}tmca, año de referencia 2019.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

5.6.1 Consumo final 2020-2034

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

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



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

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

5.6.2 Pérdidas de energía eléctrica 2020-2034

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

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

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

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

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

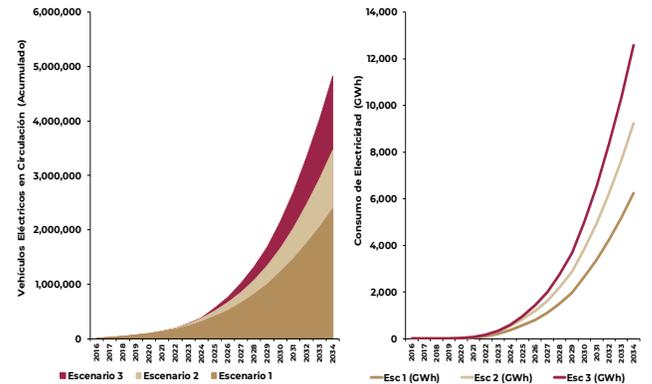
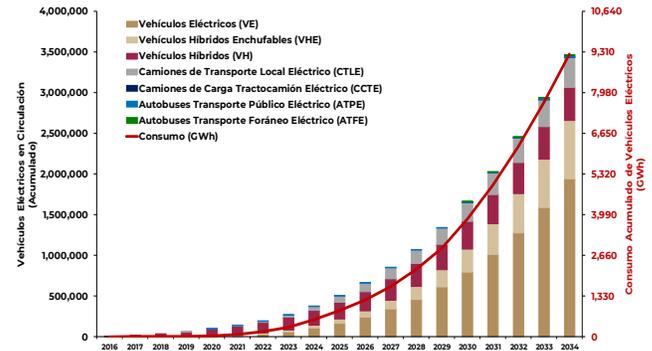
5.6.3 Movilidad eléctrica

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

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

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

GRÁFICO 5.12 Evolución de Vehículos Eléctricos 2016 – 2034



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

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

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

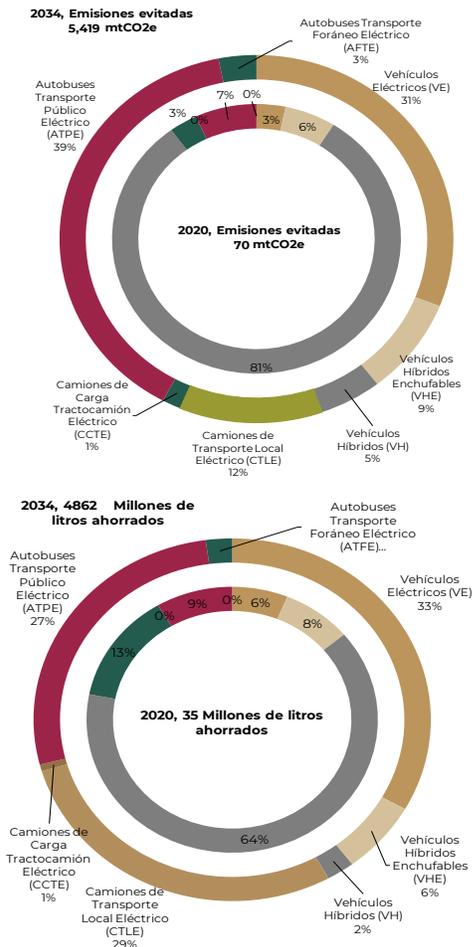
¹³ Dirección General de Políticas de Mitigación al Cambio Climático, SEMARNAT.

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

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

El impacto previsto por la movilidad eléctrica para el periodo 2020-2034 con relación a las emisiones evitadas es que éstas pasen de 70 mtCO_{2e} a 5,419 mtCO_{2e}, mientras que, para el rubro de combustibles, se valora que de 35 millones de litros ahorrados pasen a 4,862 millones como se muestra en el gráfico 5.13. Para los escenarios de menor y mayor electromovilidad en 2034 las emisiones evitadas acumuladas ascienden a 3,851 mtCO_{2e} y 7,166 mtCO_{2e} cada uno respectivamente, en lo que se refiere al ahorro de combustibles este se ubica en 3,418 y 6,324 millones de litros de combustible.

GRÁFICO 5.13 Emisiones evitadas y ahorro de combustible 2020 y 2034



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

5.7 Demanda máxima 2020- 2034

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

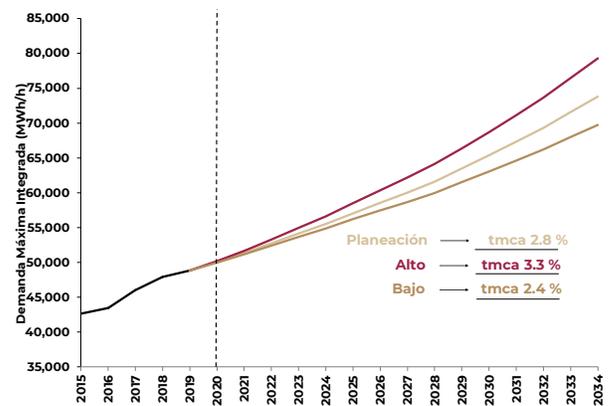
TABLA 5.6 Demanda Integrada por GCR 2020—2034, escenarios de Planeación, Alto y Bajo.

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

1/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

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



1/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

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

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

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

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

1/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

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

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



1/ tmca, año de referencia 2019

2/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

5.8 Análisis del Impacto de la Contingencia Sanitaria 2020-2034

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

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

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

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

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

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

5.8.1 Sectores económicos, consumo bruto, y demanda máxima 2020

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

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

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

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

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

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

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

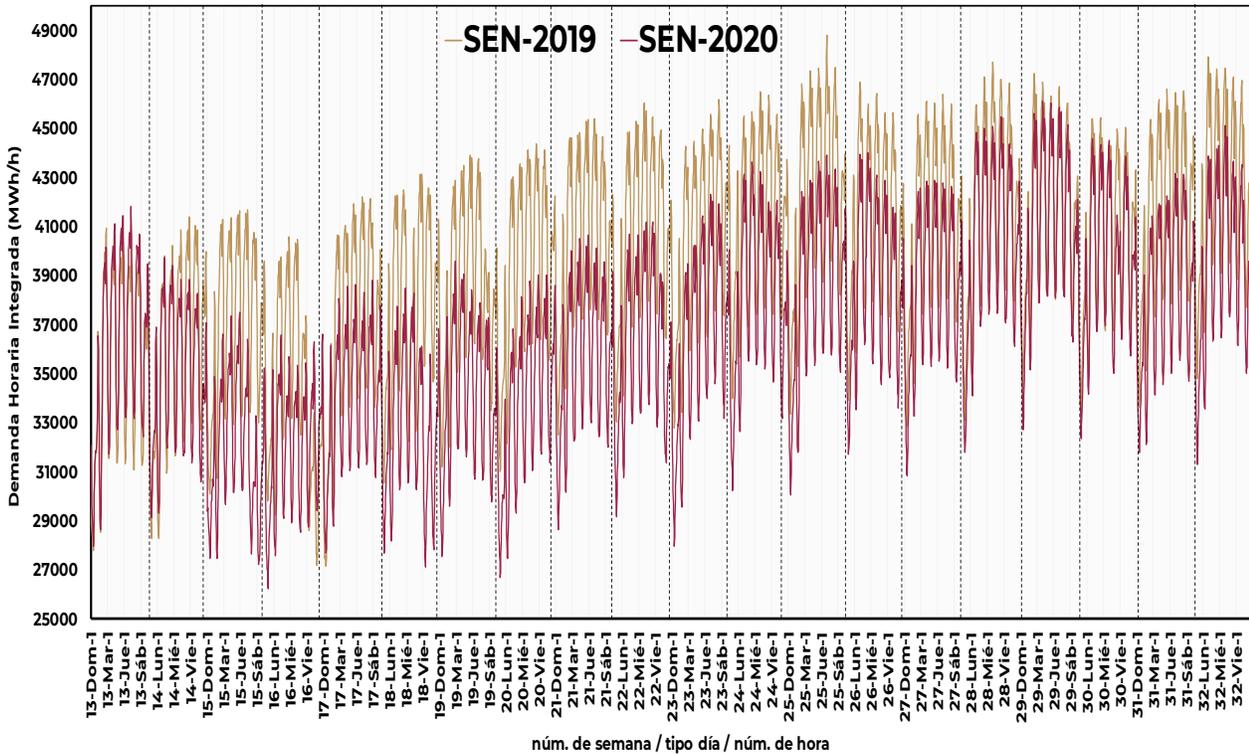
¹⁶ Comunicados Secretaría de Salud – 21 abril, 2020.

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

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

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

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

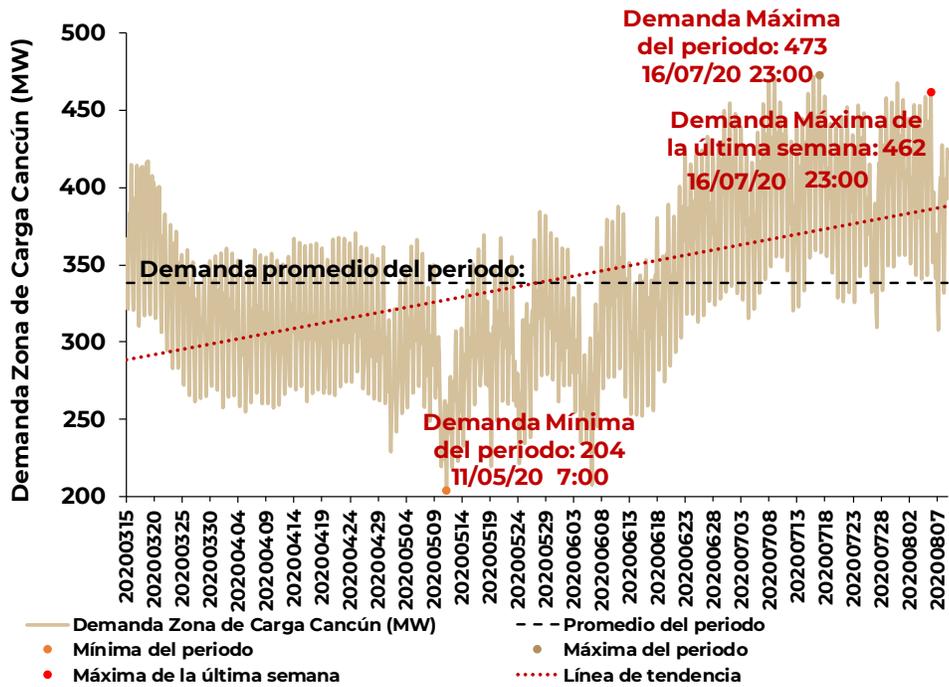
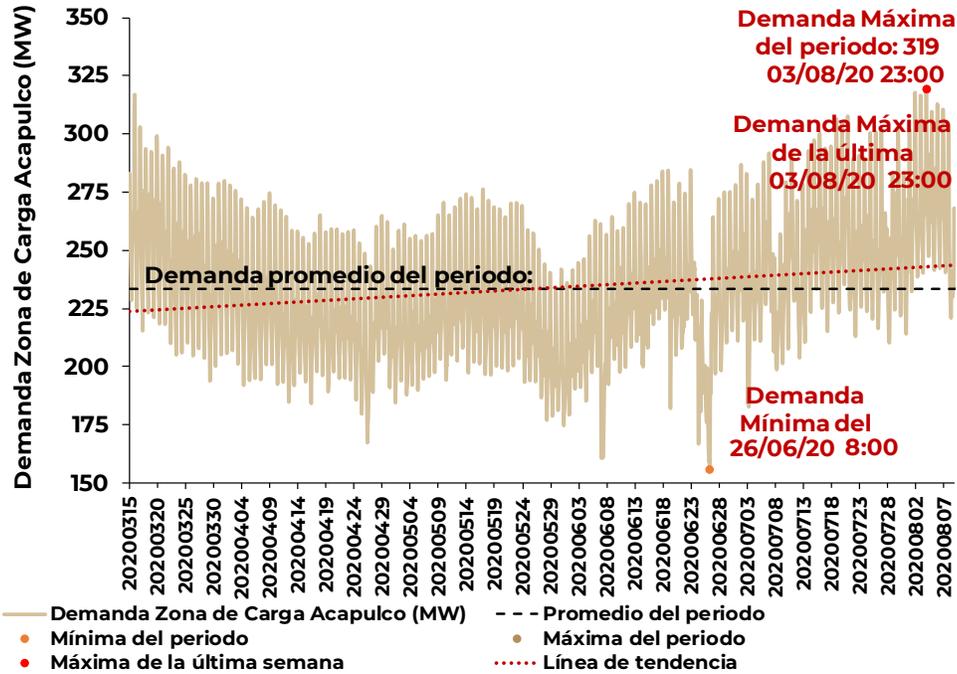


FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

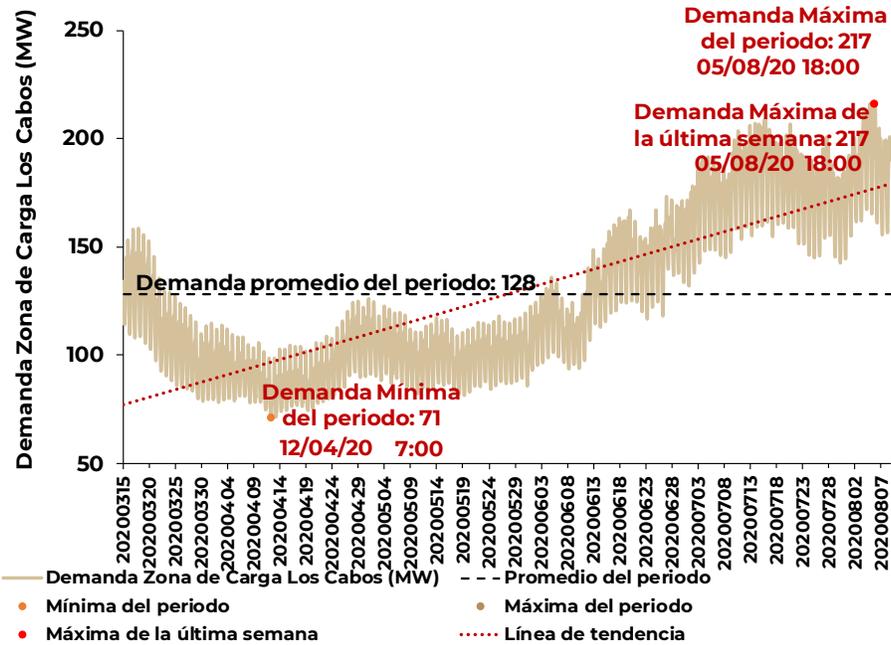
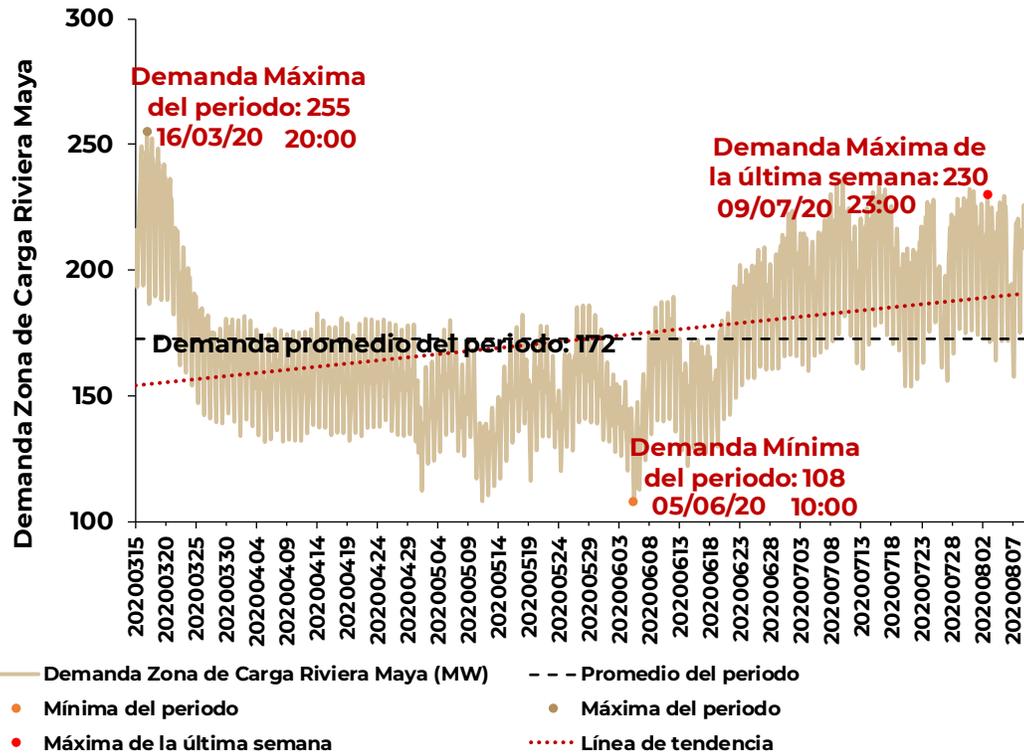
En el gráfico 5.16 se observa el impacto del COVID-19 en el comportamiento horario de la demanda del SEN. A medida que el número de contagios va en aumento y la implementación de normas sanitarias se volvió más estricta, lo que invariablemente repercutió en las actividades tanto comerciales como industriales,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

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

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



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

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

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

5.8.2 Escenario macroeconómico con contingencia sanitaria 2020-2034

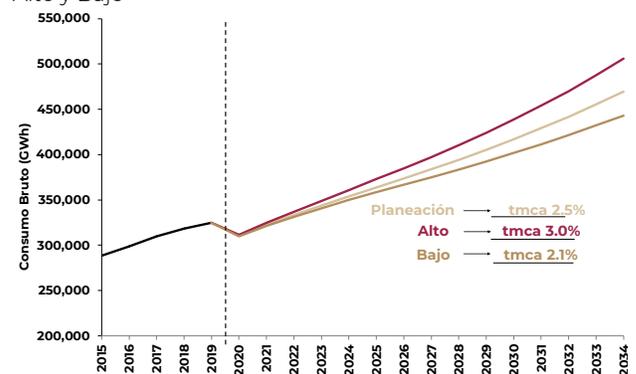
El primer trimestre de 2020 el PIB disminuyó -1.3% en términos reales, donde el sector agrícola creció 0.9% mientras que el industrial y los servicios disminuyeron -2.6% y -0.7%, respectivamente. El INEGI en su publicación del PIB del segundo trimestre de 2020²⁰, señala que este disminuyó -18.7%, siendo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

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

5.8.3 Consumo bruto con contingencia sanitaria 2020-2034

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

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



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

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

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

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

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

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

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

Año / GWh	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	Baja California	Baja California Sur	Mulegé	SIN	SEN
2020	57,100	49,100	66,500	24,350	28,050	54,950	12,950	14,900	2,700	162	293,000	310,762
2021	58,842	50,868	69,193	25,202	29,172	57,450	13,857	15,332	2,822	167	304,583	322,904
2022	59,965	52,648	71,580	26,009	30,310	59,462	14,549	15,761	2,946	173	314,523	333,403
2023	61,045	54,491	73,943	26,763	31,219	61,602	15,131	16,092	3,063	179	324,194	343,529
2024	62,083	56,343	76,161	27,512	32,031	63,710	16,158	16,549	3,171	185	333,998	353,903
2025	63,076	58,259	78,446	28,228	32,799	65,914	16,721	17,029	3,275	191	343,443	363,939
2026	64,090	60,040	80,701	28,936	33,575	67,732	17,294	17,553	3,378	198	352,368	373,498
2027	65,162	61,674	83,185	29,693	34,369	69,737	18,046	18,116	3,490	206	361,866	383,678
2028	66,266	63,241	85,802	30,475	35,208	71,769	18,771	18,732	3,612	213	371,552	394,110
2029	67,418	64,795	88,762	31,309	36,121	73,957	19,438	19,409	3,746	220	381,801	405,176
2030	68,622	66,404	91,826	32,183	37,071	76,260	20,215	20,139	3,889	228	392,581	416,837
2031	69,865	68,026	95,132	33,077	38,102	78,773	20,935	20,915	4,038	236	403,910	429,099
2032	71,155	69,652	98,586	34,014	39,140	81,342	21,747	21,735	4,195	244	415,638	441,812
2033	72,530	71,364	102,328	34,998	40,262	84,159	22,527	22,621	4,360	253	428,167	455,401
2034	73,947	73,173	106,276	36,021	41,467	87,057	23,379	23,556	4,531	262	441,320	469,669

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

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



^{1/} tmca, año de referencia 2019.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

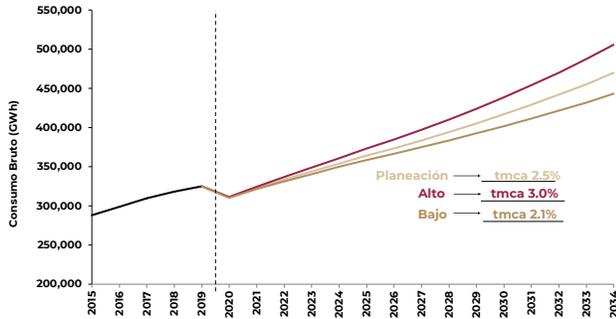
5.8.4 Demanda máxima con contingencia sanitaria 2020-2034

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



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

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



1/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.
 FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

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

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

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

1/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.
 FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

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

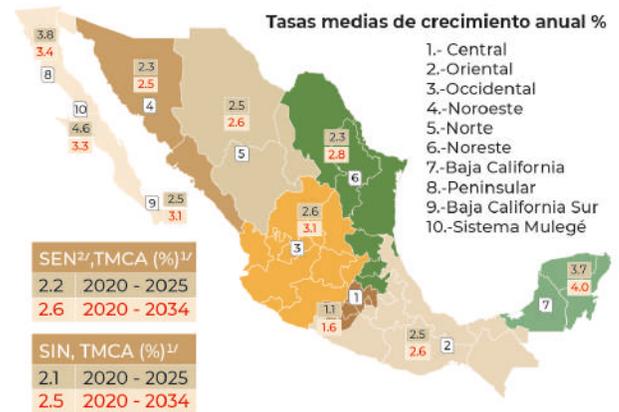
por arriba de 3.0%, mientras el Central crecerá al 1.1%.

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

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

1/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.
 FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

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

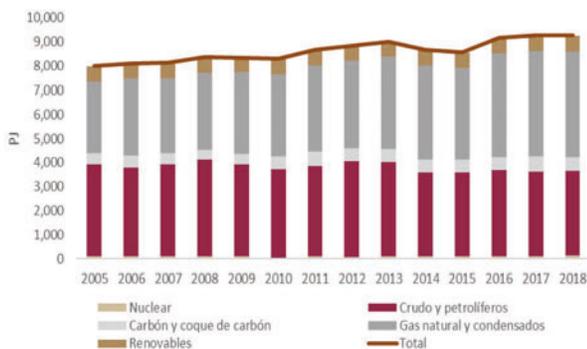


1/ tmca, año de referencia 2019.
 2/ Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR
 FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

5.9 Matriz Energética 2035-2050

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

GRÁFICO 5.22 Oferta Interna Bruta por Energético 2005-2018



Fuente: Elaborado por SENER con información del SIE

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

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

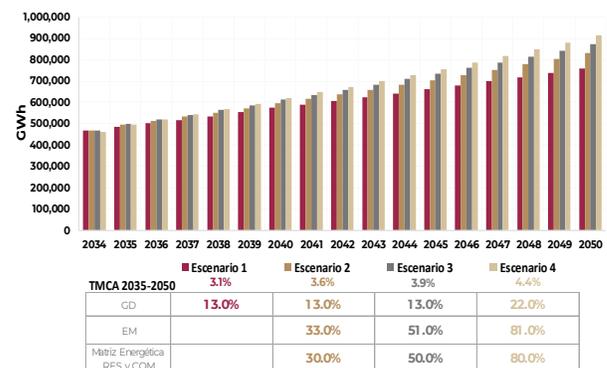
En el gráfico 5.23 se muestra el comportamiento del consumo de la energía eléctrica bajo 4 escenarios con diferentes supuestos.

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

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

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

GRÁFICO 5.23 Escenarios de Consumo Bruto del SEN 2035-2050

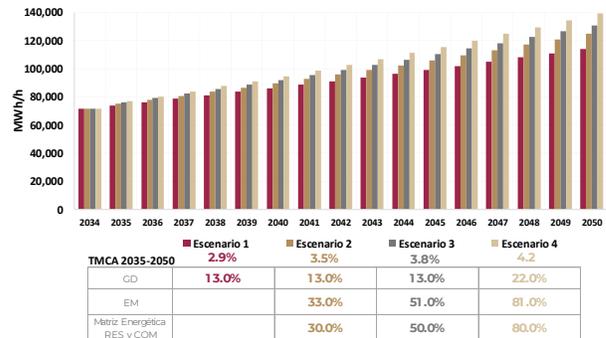


FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

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

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

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



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE



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





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

6

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



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

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

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

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

6.1 Programa de Centrales Eléctricas de proyectos estratégicos de infraestructura

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

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

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

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

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

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

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



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

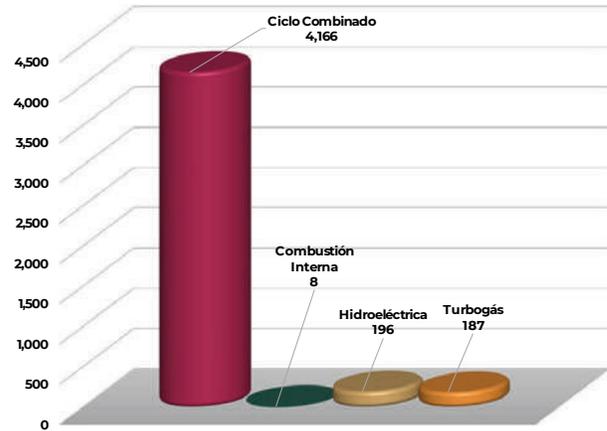
La planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, **son áreas estratégicas**. En estas materias el Estado mantendrá su titularidad, sin perjuicio de que pueda celebrar contratos con particulares en los términos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

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

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

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

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



Fuente. SENER

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

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

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



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

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

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

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

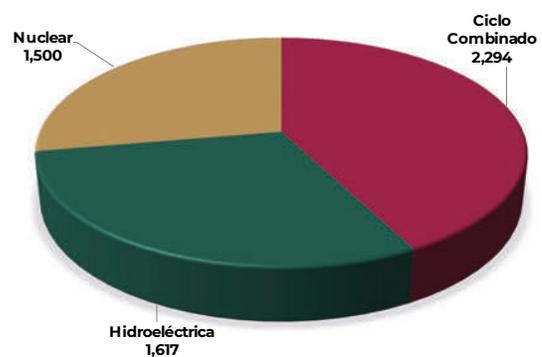
La Figura 6.2, presenta las adiciones de capacidad del proceso de optimización de proyectos en etapa de estudios e indicativos etiquetados como estratégicos para fortalecer la política energética

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

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

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

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

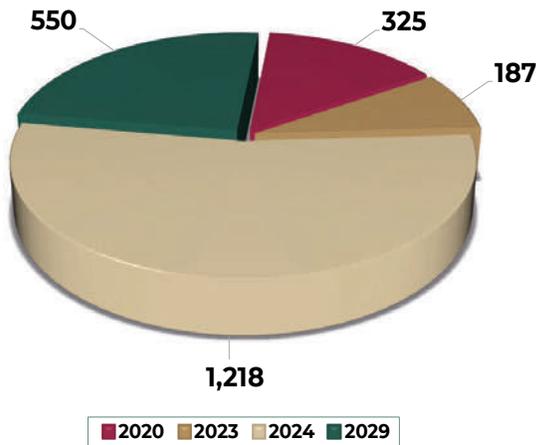


Fuente. SENER



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

6.3 Capacidad en MW de sustitución de Centrales Eléctricas.



Fuente. SENER

6.2 Generación Distribuida

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

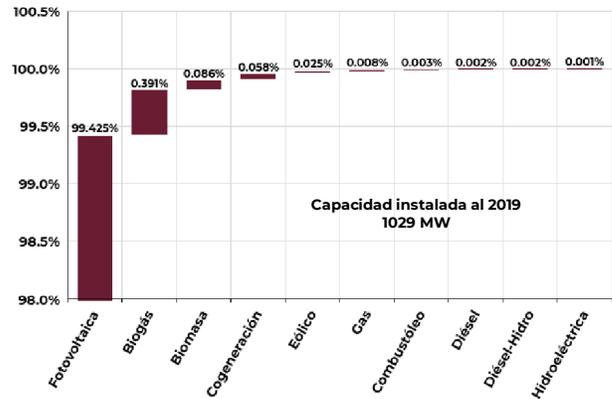
La penetración de GD-FV requiere actualizar el proceso del PIIRCE,

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

²¹ CFE Distribuidor, estadísticas GD, agosto 2020

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

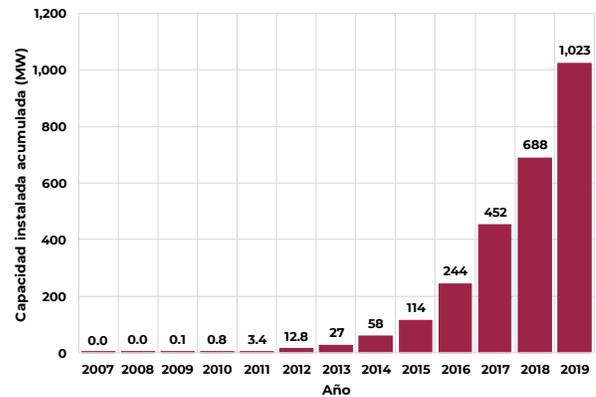
Figura 6.4. Capacidad instalada acumulada de Generación Distribuida por tipo de tecnología al 2019



Fuente. SENER con información de CRE, CFE y CENACE

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

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



Fuente. SENER con información de CRE, CFE y CENACE

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

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

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

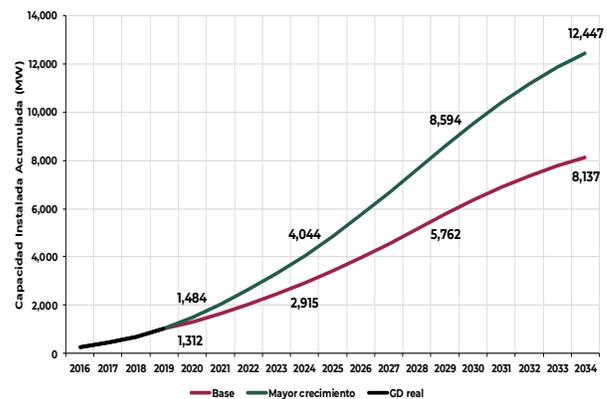
La distribución estimada de la capacidad instalada acumulada por Gerencia de Control Regional (GCR) en 2034 se distribuye de la siguiente manera: las GCR Occidental, Central y Noreste presentan la mayor participación con 18.5%, 17.9% y 17.4% cada uno respectivamente, y la GCR con menor participación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

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

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

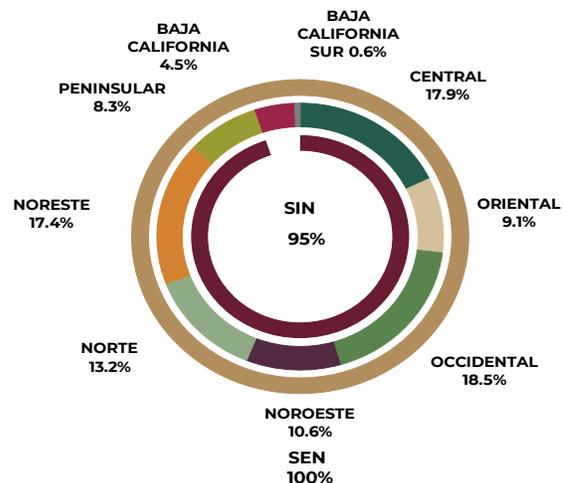
federativas con municipios que tienen menos de 2,500 habitantes²² (comunidades rurales), con porcentaje en situación de pobreza más altos²³, con viviendas que no disponen de Suministro Eléctrico y cuentan con 1.0% o menos del porcentaje de panel solar instalado²⁴.

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



Fuente. SENER con información de CENACE

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



Fuente. SENER con información de CENACE

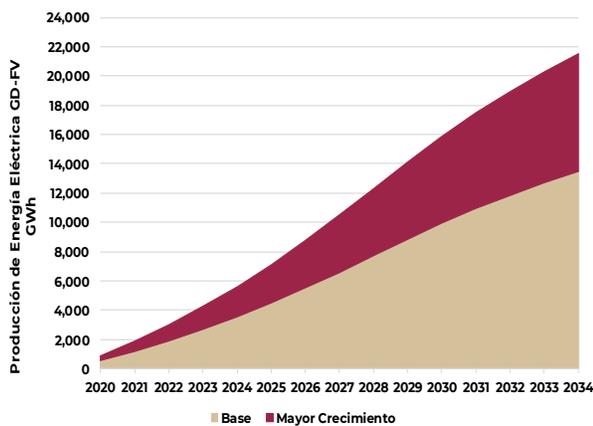
²² www.cuentame.inegi.org.mx

²³ www.coneval.org.mx

²⁴ *Ibidem*

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

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



Fuente: SENER con información de CENACE

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

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

6.3 Programa indicativo de incorporación de centrales eléctricas

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

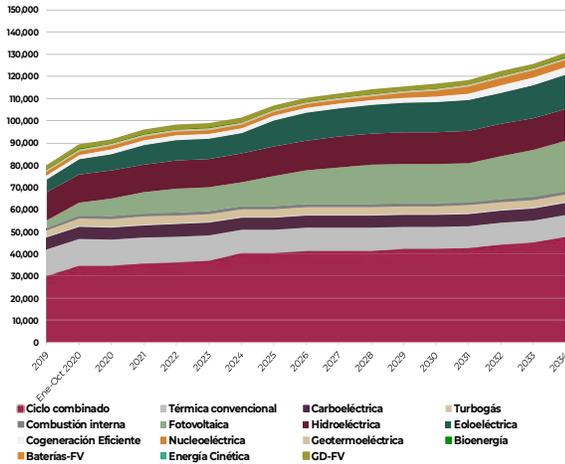
La ubicación regional y fechas de operación de tecnologías convencionales es resultado de necesidades regionales por Confiabilidad y de la optimización del sistema.

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

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



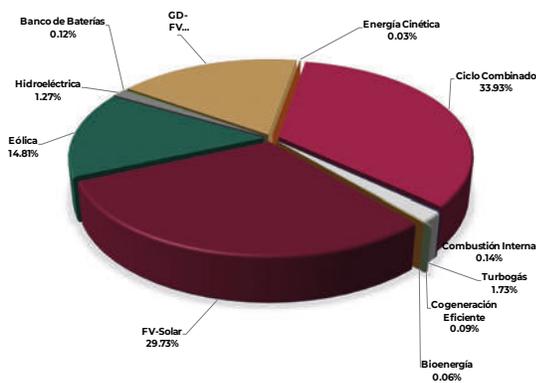
Figura 66.9 Evolución de la capacidad (MW) PIIRCE 2020-2034



Fuente: SENER

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

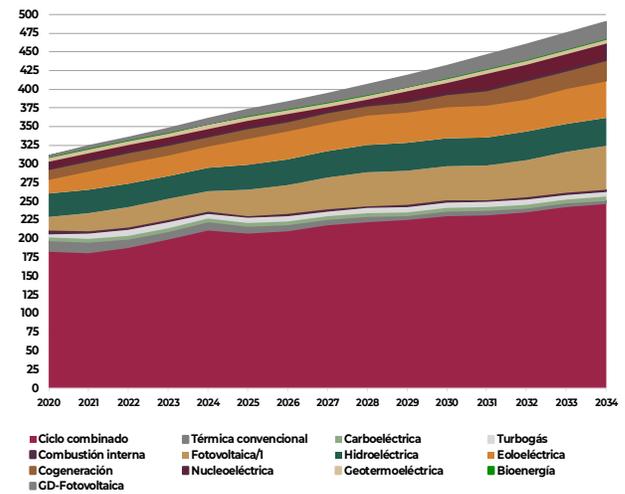
Figura 6.10 Porcentaje de adición de capacidad por tecnología de nov-2020 a dic-2024.



Fuente: SENER

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

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

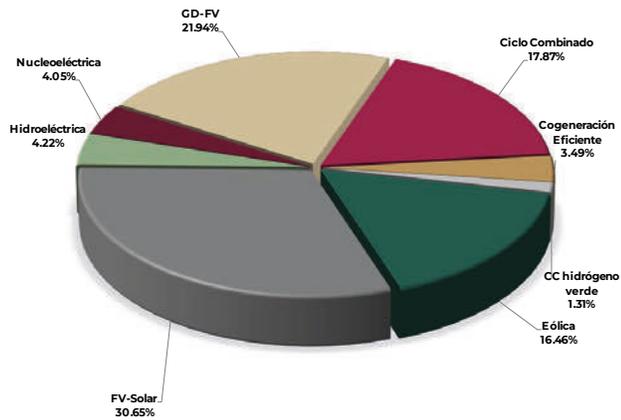


Fuente: SENER

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

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

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



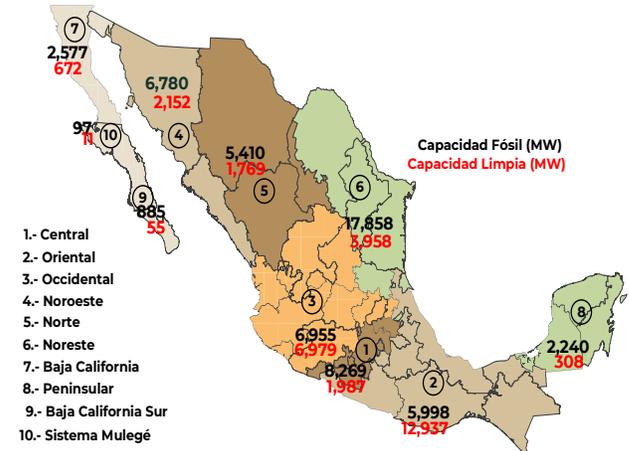
Fuente: SENER

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

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

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

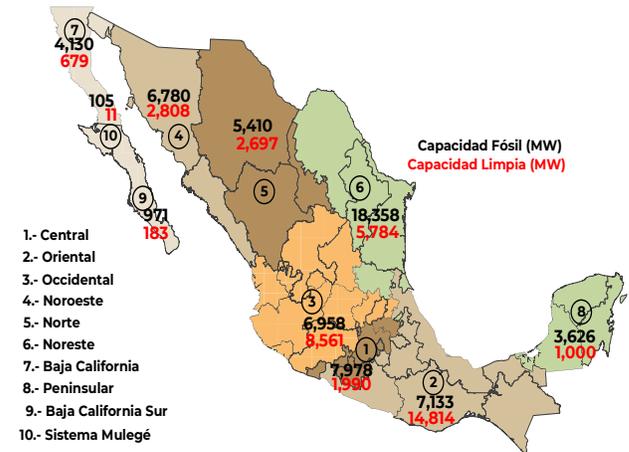
Figura 6.13. Capacidad instalada en MW por GCR a octubre de 2020.



Fuente: SENER con información de CENACE y CFE.

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

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



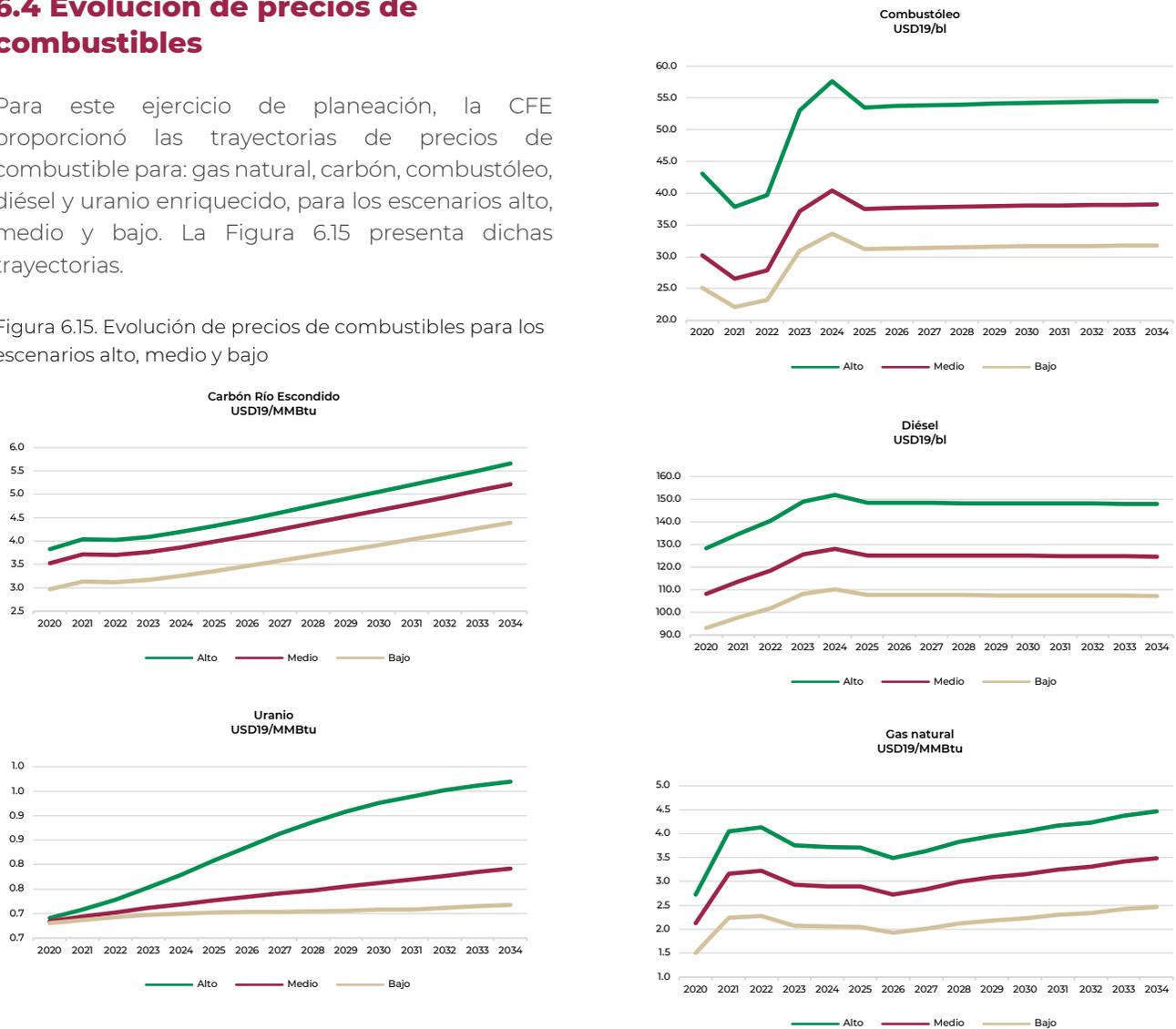
Fuente: SENER con información de CENACE y CFE



6.4 Evolución de precios de combustibles

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

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



Fuente. SENER con información de CFE



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

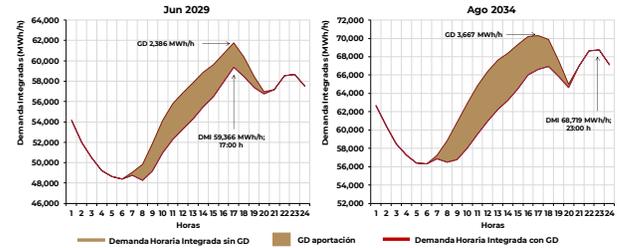
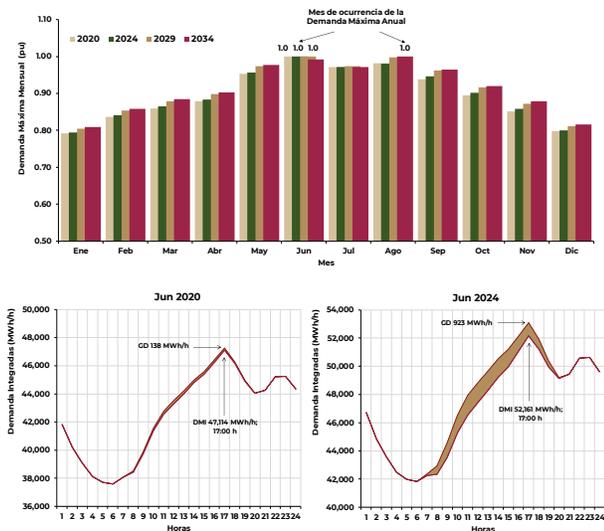
6.5 Margen de reserva

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

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

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

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



Fuente: SENER con información de CENACE.

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

El MR se calcula de acuerdo con lo siguiente:

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

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

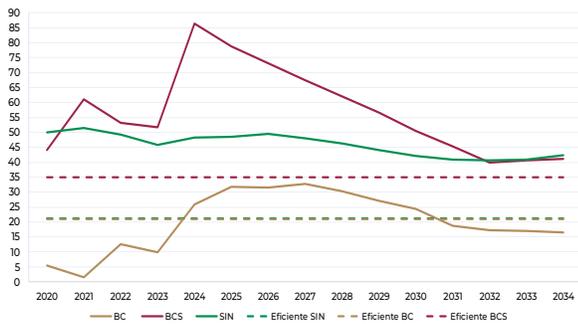
El MR debe ser suficiente para cubrir fallas y eventos críticos como falta temporal en el suministro de combustibles y fenómenos naturales, además de un margen de reserva operativo del 6%.

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

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

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

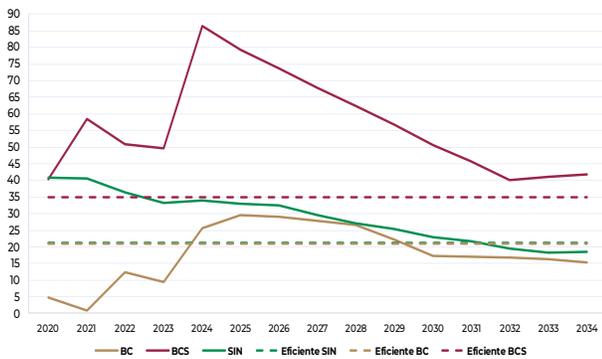
Figura 6.17. Evolución del Margen de Reserva durante la demanda máxima diurna



Fuente. SENER

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

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



Fuente. SENER

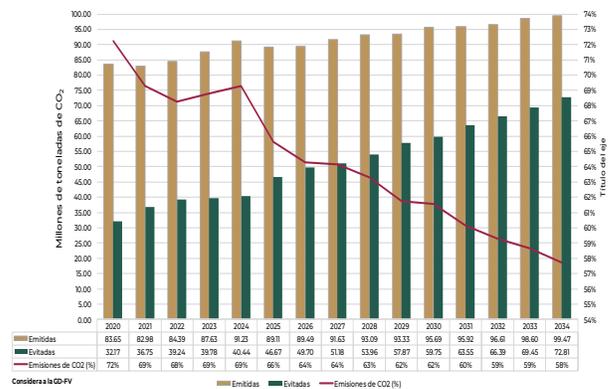
6.6 Emisiones de CO₂

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

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

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

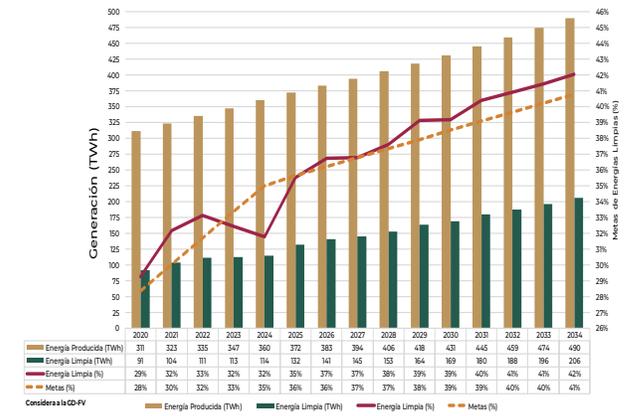
Figura 6.19. Evolución de las emisiones de CO₂



Fuente. SENER

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

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



Fuente: SENER



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

