



SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL
**SISTEMA ELÉCTRICO
NACIONAL**

2022-2036



Central de ciclo combinado, Santiago de Querétaro, Querétaro. **Central geotérmica**, Chignahuapan, Puebla. **Campo eólico**, Juchitán, Oaxaca. **Central hidroeléctrica**, Tepic, Nayarit. **Torre de transmisión**. **Central fotovoltaica**. Rincón de Huajupa, Durango. **Central nucleoelectrica**, Alto Lucero, Veracruz.
Comisión Federal de Electricidad.

ÍNDICE

1. Presentación	9
2. Marco Legal / Marco Constitucional Y Legal	17
2.1 Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos	19
2.2 Marco Legal	21
2.3 Alcance	23
2.4 Programas	23
2.5 Acuerdos y Tratados Internacionales	24
2.6 Compromisos Internacionales Adquiridos por México para el Cambio de la Matriz Energética y la Reducción de gases de Efecto Invernadero	25
3. La Transición Energética de México	27
3.1 Cambio Climático	29
3.2 Autosuficiencia Energética	30
3.3 Almacenamiento de Energía	30
3.4 Redes Inteligentes y Generación Distribuida	31
3.5 Geotermia	31
3.6 Cogeneración Eficiente	32
3.7 Bioenergía	33
3.8 Ciencia y Tecnología	34
4. Criterios de Planeación para la Incorporación de Centrales Eléctricas del Sistema Eléctrico Nacional	37
4.1 Introducción	39
4.2 Marco Legal	40
4.3 Criterios de Planeación	44
5. Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional	47
5.1 Conformación Actual del Sistema Eléctrico por Gerencias de Control Regional	49
5.2 Capacidad de Transmisión y Transformación en el Sistema Eléctrico Nacional	50
5.3 Principales Enlaces Internacionales	53
5.4 Capacidad Instalada a la Red de las Centrales Eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista	55
5.5. Evolución de la Capacidad Instalada a la Red de las Centrales Eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista de 2017 A 2021	59
5.6 Principales Centrales Eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista	60



5.7 Evolución de la Producción de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Eléctrico Nacional	61
6. Demanda Y Consumo 2022 -2036	65
6.1 Industria Eléctrica 2021	69
6.2 Consumo Neto 2021	69
6.3 Consumo Final y Usuarios 2021	72
6.4 Eficiencia Energética 2021	73
6.5 Energías Renovables	76
6.6 Movilidad Eléctrica 2021	77
6.7 Generación Distribuida 2021	78
6.8 Demanda Máxima Integrada Neta 2021	81
6.9 Demanda Máxima Integrada Neta del SIN 2021	82
6.10 Entorno Económico 2021	83
6.11 Pronóstico de Demanda y Consumo 2022-2036	91
6.12 Escenario Macroeconómico 2022-2036	93
6.13 Consumo Neto 2022- 2036	95
6.14 Consumo Final (Gwh) 2022-2036	100
6.15 Pérdidas de Energía Eléctrica 2022-2036	101
6.16 Prospectiva de Energías Renovables	103
6.17 Movilidad Eléctrica 2022- 2036	105
6.18 Generación Distribuida 2022- 2036	107
6.19 Demanda Máxima 2022- 2036	109
7. Programa Indicativo Para la Instalación y Retiro dde Centrales Eléctricas (PIIRCE)	117
7.1 Generación Distribuida	121
7.2 Programa Indicativo de Incorporación de Centrales Eléctricas	123
7.3 Evolución de Precios de Combustibles	135
7.4 Margen de Reserva	137
7.5 Emisiones de CO ₂	139
7.6 Ejercicios de Planes de Expansión ante Diferentes Escenarios de Precios de Combustibles e Integración de Capacidad de Almacenamiento	144
7.7 Impacto Económico por la No Entrada en Operación de Proyectos de CFE en Las Penínsulas de Yucatán, Baja California y Baja California Sur	149



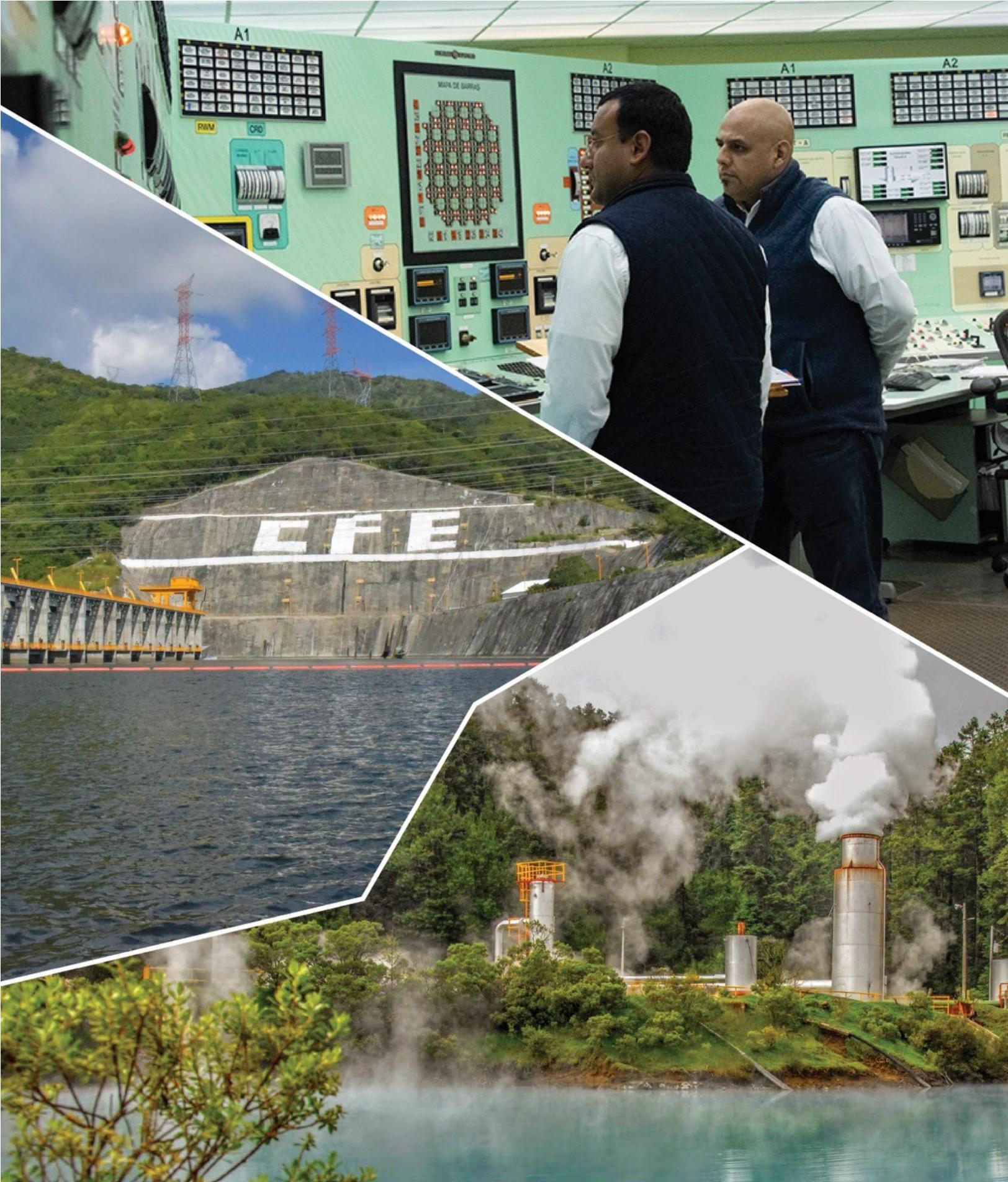
8. Programas de Ampliación y Modernización de la RNT y de los Elementos de las RGD que Correspondan al MEM	153
8.1 Objetivos de los Proyectos de Ampliación y Modernización	155
8.2 Proceso de Ampliación de la RNT y las RGD del MEM	156
8.3 Proceso de Modernización de la RNT y las RGD del MEM	158
8.4 Proyectos Instruidos por SENER de 2015 a 2021	159
8.4.1 Proyectos Instruidos por SENER en Operación	160
8.4.2 Proyectos Instruidos por SENER de la RNT	161
8.4.3 Proyectos Instruidos por SENER de las RGD del MEM	167
8.4.4 Proyectos Instruidos Por SENER de Refuerzo de la RNT para la Interconexión de los Proyectos de Generación para el Fortalecimiento de la Política Energética Nacional	170
8.5 Propuesta de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	174
8.5.1 Proyectos Identificados de Ampliación de la RNT	174
8.5.2 Proyectos Identificados de Ampliación de las RDG del MEM	181
8.5.3 Proyectos Identificados de Modernización de la RNT	185
8.6 Información Básica de Proyectos Identificados	186
8.7.1 Proyectos en Estudio de Modernización de CFE	
8.7.2 Proyectos Indicativos de Ampliación de la RNT 2027-2036	222
9. Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución No Correspondientes al Mercado Eléctrico Mayorista	224
9.1 Satisfacer la Demanda de Energía Eléctrica en las Redes Generales de Distribución	229
9.1.1 Atender la Demanda de Usuarios Actuales y Nuevos Usuarios	229
9.1.2 Garantizar el Acceso Abierto a la Generación Distribuida	230
9.1.3 Electrificación de Comunidades Rurales y Zonas Urbanas Marginadas	231
9.2 Incrementar la Eficiencia en la Distribución de la Energía Eléctrica	231
9.2.1 Reducir las Pérdidas Técnicas y No Técnicas	231
9.3 Incrementar la Calidad, Confiabilidad y Seguridad en las Redes Generales de Distribución y en el Suministro Eléctrico	234
9.3.1 Modernizar y Ampliar la Infraestructura de las RGD	234
9.4 Cumplir con los Requisitos del Mercado Eléctrico Mayorista para las Redes Generales de Distribución	243
9.4.1 Construir la Infraestructura para Participar en el Mercado Eléctrico	243
9.5 Transitar hacia una Red Eléctrica Inteligente (REI)	243
9.5.1 Desarrollar e Incorporar Sistemas y Equipos que permitan una Transición a una REI	244



Anexo 1 Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional	247
Anexo 2 Reporte de Avance de Energías Limpias	309
1 Marco Jurídico del Reporte de Avance de Energías Limpias	310
1.1 Alineación del Reporte de Avances de Energías Limpias con los Preceptos de la Transición Energética de México	310
2 Generación Neta de Energías Limpias en México (Gwh) 2018, 2019, 2020 Y 2021	311
2.1 Generación Neta de Energías Limpias Renovables	313
2.2 Generación Neta de Energías Limpias No Renovables	318
3. Avance en las Metas de Generación Neta de Energía Eléctrica con Energías Limpias en México.	320
4. Evolución Histórica de La Generación Neta 2018-2021 (Gwh)	322



1. Presentación



Central nucleoelectrónica, Alto Lucero, Veracruz. Central hidroeléctrica, Tuxtla Gutiérrez, Chiapas.
Central geotérmica, Ciudad Hidalgo, Michoacán.
Comisión Federal de Electricidad.

PRESENTACIÓN

El Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) es el instrumento que detalla la planeación anual del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) con un horizonte de quince años y que concreta la política energética nacional en materia de electricidad, alineada al Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2019-2024.

En este instrumento se define la planeación del SEN y se incorporan los elementos relevantes de otros instrumentos de planeación, tales como el 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 (RNT) y de las Redes Generales de Distribución (RGD) que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) (PAMRNT); y los programas de ampliación y modernización de las RGD no corresponden al MEM (PAMRGD).

De acuerdo con el PND 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, a precios accesibles, también es necesario contemplar la recuperación de la capacidad de generación y transmisión de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), a fin de que sea esta la que genere y respalde al SEN.

La planeación del SEN debe incluir criterios para el establecimiento de nuevas Centrales Eléctricas, cuyo propósito principal sea garantizar el suministro de energía eléctrica con Calidad, Continuidad, Confiabilidad y seguridad, con el fin de proteger y defender el interés público, social y colectivo. En el corto y mediano plazo, dichos criterios deberán garantizar el uso apropiado y eficiente de los recursos energéticos, así como de los elementos del SEN, alineando las Reglas del Mercado para el cumplimiento de este fin.

En la planeación de largo plazo, los criterios deberán garantizar la viabilidad económica en las inversiones de largo plazo que se requieren para el desarrollo nacional, sin afectar las inversiones del Estado y permitiendo la contribución del sector social y privado.



Es de destacar que, en la resolución de la controversia constitucional 64/2021, emitida por la el Pleno de la Suprema Corte de Justicia de la Nación (SCJN), el Máximo Tribunal Constitucional del país y cabeza del Poder Judicial de la Federación, ratificó que la energía eléctrica no debe caracterizarse como un derecho humano

autónomo, sino como un bien constitucionalmente protegido y que es parte de un servicio público de primera importancia.

En el mismo sentido, resolvió que la competencia económica no es absoluta y mucho menos en una actividad como la industria eléctrica, en la que algunos de sus componentes constituyen un área estratégica, cuyo desarrollo corresponde exclusivamente al Estado. La competencia económica no es el único valor por tutelar en el SEN, sino que entran en juego muchos otros fines y objetivos igualmente constitucionales, como la Confiabilidad y la seguridad del SEN, la accesibilidad al servicio público de energía eléctrica y la sustentabilidad, porque la labor del Estado es encontrar un justo equilibrio entre todos estos.

En dicha resolución la SCJN, al interpretar el artículo 25 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (CPEUM), señaló que, con fundamento en ese precepto, el desarrollo nacional habrá de ser sustentable conforme a los criterios de equidad social y productividad y que la Constitución mandata impulsar la economía sujeta al interés público y al uso de los recursos productivos, cuidando su conservación y el medio ambiente.

En ese sentido, la SCJN resolvió que la protección del medio ambiente no puede ser independiente ni fragmentada de las decisiones sobre el desarrollo nacional, por lo que en conjunto con la economía, y el desarrollo deberán de estar indisolublemente vinculados y la única manera de alcanzar un verdadero desarrollo sustentable, es comprender que el medio ambiente es parte integrante y no accesorio de nuestro proceso de desarrollo.

Desde luego que uno de los propósitos de la planeación es cumplir con los compromisos ambientales contraídos con las instancias internacionales con relación a la reducción de emisiones y cambio climático, por lo que se propone el incremento ordenado de la generación eléctrica mediante energías limpias y renovables.

En este nuevo PRODESEN se incluye un apartado de Política y Líneas de acción en materia de Transición Energética donde el Gobierno de México dirige al conjunto del Estado mexicano a reducir y eliminar los Gases y Compuestos de Efecto Invernadero (GyCEI) que genera el sistema energético de México, mediante la planificación de su reducción y su asimilación.



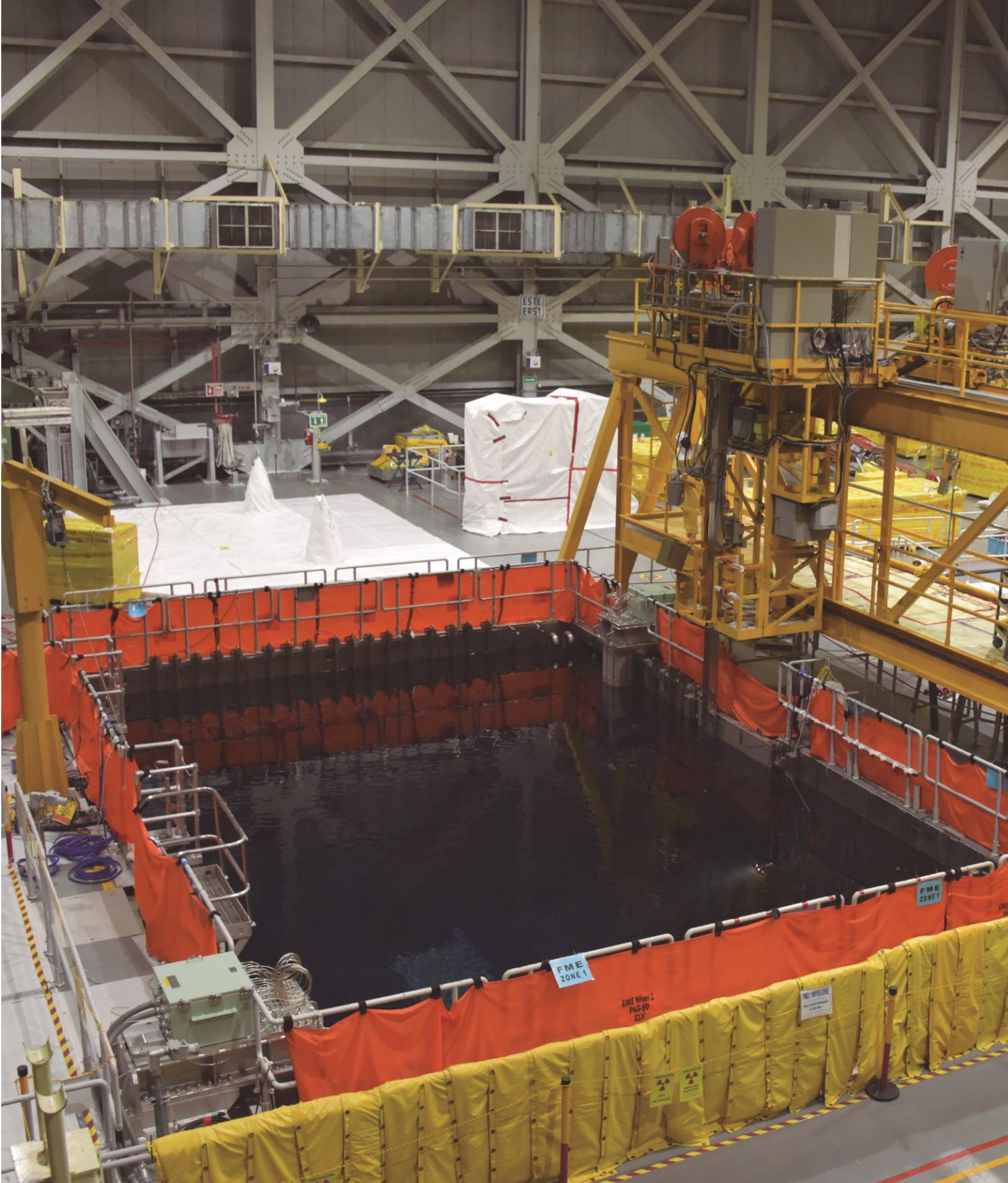
En el mismo orden de ideas, este PRODESEN 2022-2036 incluye el Reporte de Avance de Energías Limpias, fundamentado en el artículo 14, fracción VIII, de la Ley de Transición Energética, que mandata a la SENER a elaborar y publicar anualmente dicho Reporte de Avance en el cumplimiento de las metas establecidas de generación de electricidad a partir de Energías Limpias. Este Reporte describe la participación de las Energías

Limpias en términos de capacidad instalada y de la generación de electricidad al año 2021 en México, así como su evolución en el periodo 2018 al 2021.

Bajo esta premisa y de conformidad con la política energética del Gobierno de México, se continúa con el desarrollo de centrales eléctricas de la CFE, para lo cual se plantea en el mediano plazo la incorporación de centrales de ciclo combinado, pero principalmente la rehabilitación y modernización de algunas hidroeléctricas en operación, así como el equipamiento de otras en instalaciones hidráulicas existentes para mejorar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN.

La SENER dirige la planeación del SEN, 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. Al presentarse esta edición actualizada, se cumple con la normatividad de la planeación en esta materia, en lo concerniente al SEN.





Central nucleoelectrónica, Alto Lucero, Veracruz.
Comisión Federal de Electricidad.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

ACSR - Cable de aluminio desnudo con alma de Acero

AMP o kA - Amperes o kilo (1000) amperes, unidad de medida de corriente

AT - Autotransformador(es)

AU – Autoabastecimiento

BIO - Biogás, Biomasa, Bioenergía

CEV - Compensador Estático de Var

CCC - Central de Ciclo Combinado

CEL – Central

CENACE - Centro Nacional de Control de Energía

CFE - Comisión Federal de Electricidad

COG – Cogeneración

COG_{ef} - Cogeneración Eficiente

CPEUM - Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos

CMNUCC - Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

COP - Conferencia de la Partes

CRE - Comisión Reguladora de Energía

DENUE - Directorio Estadístico Nacional de Unidades Económicas

EE. UU. - Estados Unidos de América

EIA - Administración de Información Energética de los Estados Unidos

ENS - Energía No Suministrada

EO - Eoloeléctrica o Eólica

EPS - Empresas Productivas Subsidiarias

ERCOT - Electric Reliability Council of Texas

EXP – Exportación

FV – Fotovoltaica

GyCEI - Gases y Compuestos de Efecto Invernadero

GEI - Gases de Efecto Invernadero

GD - Generación Distribuida

GD-FV - Generación Distribuida Fotovoltaica

GEO – Geotermoeléctrica

GCR - Gerencia de Control Regional

GWh - Giga (10⁹) Watt-hora, Unidad de medida de energía eléctrica

HI - Hidroeléctrica



H₂ - Hidrógeno

IEA - Agencia Internacional de Energía

IED - Inversión Extranjera Directa

IMP - Importación

INEGI - Instituto Nacional de Estadística y Geografía

J - Joule, unidad de medida de energía calorífica

kJ - Kilo (1000) Joule, unidad de medida de energía calorífica

km-c - Kilómetros de línea de transmisión o circuito de distribución tendidos

kV - Kilo (1000) Volts, unidad de medida de tensión

kW - Kilo (1000) Watt, unidad de medida de potencia activa

kWh - Kilo (1000) Watt-hora, Unidad de medida de energía eléctrica

LIE - Ley de la Industria Eléctrica

LT - Línea(s) de Transmisión

LOAPF - Ley Orgánica de la Administración Pública Federal

LGCC - Ley General de Cambio Climático

LIE - Ley de la Industria Eléctrica

LTE - Ley de Transición Energética

MEM - Mercado Eléctrico Mayorista

MMBTU - Millón de BTU (British thermal unit)

MR - Margen de Reserva

MVA - Mega Volt-Ampere, unidad de medida de Potencia

MVA_r - Mega Volt-Ampere reactivo, unidad de medida de potencia reactiva

MW - Mega Watt, unidad de medida de potencia Activa

MWh - Mega (10⁶) Watt-hora, Unidad de medida de energía eléctrica

NES - Noreste

NTE - Norte

NOR - Noroeste

NUC - Nucleoeléctrica

ORI - Oriental

OCC - Occidental

PEN - Peninsular

PCyM - Equipo de Protección, Control y Medición

PEMEX - Petróleos Mexicanos

PAMRNT - Programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución que corresponden al Mercado Eléctrico Mayorista

PAMRGD - Programas de ampliación y modernización de las Redes Generales de Distribución que no correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista

PFTRG - Programa de Financiamiento y Transferencia de Riesgos para Geotermia en México

PND - Plan Nacional de Desarrollo



PEM - Proyecto Elemental Mínimo

PIE - Productores Independientes de Energía Eléctrica

PIB - Producto Interno Bruto

PP - Pequeña Producción

PRODESEN - Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional

PIIRCE - Programas Indicativos para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas

REI - Red Eléctrica Inteligente

RLIE - Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica

RGD - Red General de Distribución

RNT - Red Nacional de Transmisión

RP-MR - Reserva de Planeación en términos del Margen de Reserva

SCJN - Suprema Corte de Justicia de la Nación

SIBC - Sistema Interconectado Baja California

SIBCS - Sistema Interconectado Baja California Sur

SIM - Sistema Interconectado Mulegé

SIN - Sistema Interconectado Nacional

SE - Subestación(es) Eléctrica(s)

SEN - Sistema Eléctrico Nacional

SENER - Secretaría de Energía

SEP - Sistema Eléctrico de Potencia

STATCOM - Compensador Estático Síncrono

TEM - Transición Energética de México

TC o TC's - Transformador(es) de Corriente

tmca - Tasa media de crecimiento anual

TWh - Tera (10^{12}) Watt-hora, Unidad de medida de energía eléctrica

UME - Unidades Móvil de Emergencia

UPC - Usos Propios Continuos

VIRPe-MR - Valor Indicativo de la Reserva de Planeación Eficiente en términos del Margen de Reserva

VIRPm-MR - Valor Indicativo de la Reserva de Planeación Mínimo en términos del Margen de Reserva

VE - Vehículos eléctricos

VH - Vehículos híbridos

VHE - Vehículos híbridos enchufables

VPN - Valor Presente Neto

WECC - Western Electricity Coordinating Council





Central termoeléctrica, Villa de Reyes, San Luis Potosí.
Comisión Federal de Electricidad.

A decorative border with intricate Arabic calligraphy in a light beige color, framing the central content area. The calligraphy consists of repeating, stylized geometric and floral motifs.

2. Marco legal



Trabajadores de CFE. Central geotermoeléctrica, Tuxtla Gutiérrez, Chiapas. Subestación eléctrica, Saltillo, Coahuila.
Comisión Federal de Electricidad.

El PRODESEN 2022-2036, es el documento que contiene la planeación del SEN, donde se establecen los objetivos, metas, estrategias y prioridades que deberán adoptarse para satisfacer la demanda en el Sistema, procurando que su operación se realice en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad; para lo cual, deberá dar cumplimiento a los objetivos de Energías Limpias y considerar las necesidades de proyectos de inversión que los transportistas y distribuidores deben llevar a cabo.

2.1 CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS

Está sustentado en los artículos 4, párrafo quinto, 25, párrafos primero, tercero y quinto, 26, apartado A, 27, párrafo sexto y 28, cuarto párrafo de la CPEUM, que establecen la obligación del Estado de garantizar el derecho a un medio ambiente sano; los principios de rectoría económica del Estado; planeación del desarrollo nacional; actividades estratégicas y la regulación de actividades económicas reservadas al Estado.

La energía eléctrica no debe caracterizarse como un derecho humano autónomo, sino como un bien constitucionalmente protegido, que es parte de un servicio público de primera importancia, sobre el cual se proyectan distintos principios previstos en los artículos 25, 27 y 28 constitucionales.¹

¹ Retomado de la Sesión pública ordinaria del Pleno de la Suprema Corte de Justicia de la Nación, celebrada el martes 5 de abril de 2022. Foja 50, cuarto párrafo.

² Retomado de la Sesión pública ordinaria del Pleno de la Suprema Corte de Justicia de la Nación, celebrada el martes 5 de abril de 2022. Foja 40, segundo párrafo.

El Estado no podría garantizar los derechos a la salud, a la vivienda, a la alimentación e, incluso, a la libertad de expresión e información sin un acceso efectivo a la energía eléctrica, ya que esta forma parte del derecho que, como seres humanos, tenemos en nuestra concepción integral de vida, involucrando los aspectos comerciales, sociales y laborales. El fomento al crecimiento económico, al empleo, la justa distribución del ingreso y la riqueza, así como los derechos económicos, sociales, culturales y ambientales solo pueden hacerse efectivos, siempre y cuando el Estado los garantice.²

En la resolución emitida por la Primera Sala de la Suprema Corte de Justicia de la Nación en la controversia constitucional 212/2018, al interpretar el artículo 25 de la Constitución Federal, se señaló que, con fundamento en ese precepto el desarrollo nacional habrá de ser sustentable conforme a los criterios de equidad social y productividad y que la Constitución mandata impulsar la economía sujeta al interés público y al uso de los recursos productivos, cuidando su conservación y el medio ambiente.³

En cuanto a la competencia económica, como cualquier otro derecho, no es absoluta y mucho menos en una actividad como la industria eléctrica, en la que algunos de sus componentes constituyen un área estratégica, cuyo desarrollo corresponde exclusivamente al Estado.⁴

³ Retomado de la Sesión pública ordinaria del Pleno de la Suprema Corte de Justicia de la Nación, celebrada el jueves 7 de abril de 2022. Foja 8, cuarto párrafo.

⁴ Retomado de la Sesión pública ordinaria del Pleno de la Suprema Corte de Justicia de la Nación, celebrada el jueves 7 de abril de 2022. Foja 37, tercer párrafo.

La competencia económica no es el único valor a tutelar, sino que entran en juego muchos otros fines y objetivos igualmente constitucionales, como la Confiabilidad y la seguridad del SEN, la accesibilidad al servicio público de energía eléctrica, la sustentabilidad, entre otros. Así, a labor del Estado consiste en encontrar un justo equilibrio entre todos estos principios.⁵

La protección del medio ambiente no puede ser independiente ni fragmentada de las decisiones sobre el desarrollo nacional y la economía, el medio ambiente y el desarrollo están indisolublemente vinculados y la única manera de alcanzar un verdadero desarrollo sustentable, es comprender que el medio ambiente es parte integrante y no accesorio de nuestro proceso de desarrollo.⁶

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 SEN, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica corresponden exclusivamente a la Nación, estableciéndolas como áreas estratégicas.

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 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.

Acorde a lo anterior, el PND 2019–2024, en su apartado III. Economía, establece como uno de los objetivos, el Rescate del sector energético, el cual

dispone 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, la transición energética dará pie para impulsar el surgimiento de un sector social en ese ramo, así como para alentar la reindustrialización del país.

Por su parte, el artículo 28, párrafo cuarto constitucional, prevé que la planeación y el control del SEN, la generación de energía nuclear y el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, como áreas estratégicas, le corresponden a la Nación de manera exclusiva, sin que ello constituya monopolios.

Asimismo, en cuanto al control operativo del SEN el artículo Décimo Sexto transitorio, inciso B) del decreto de reforma Constitucional de dos mil trece, incorporó como principios rectores de la actividad del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) los de eficiencia, Continuidad, seguridad e incluso sustentabilidad en la operación del SEN.

⁵ Retomado de la Sesión pública ordinaria del Pleno de la Suprema Corte de Justicia de la Nación, celebrada el jueves 7 de abril de 2022. Foja 76, primer párrafo

⁶ Retomado de la Sesión pública ordinaria del Pleno de la Suprema Corte de Justicia de la Nación, celebrada el jueves 7 de abril de 2022. Foja 17, último párrafo.

2.2 MARCO LEGAL

Deben destacarse las siguientes disposiciones que rigen las actividades objeto del PRODESEN, siendo este 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 SEN, 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:

- 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 el mandato 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, V y XXIX, faculta a la SENER 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; llevar a cabo la planeación energética a mediano y largo plazos y fijar las directrices económicas y sociales para el sector energético nacional; así como fijar la política para establecer nuevas centrales eléctricas.
- La Ley de Planeación, en su artículo 4, señala que es responsabilidad del Ejecutivo Federal conducir la planeación nacional del desarrollo con la participación democrática de la sociedad, entendida en términos del artículo 3º, como la ordenación racional y sistemática de acciones que tiene como propósito la transformación de la realidad

del país, de conformidad con las normas, principios y objetivos que la propia Constitución y la ley establecen. 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. Por su parte, el segundo párrafo del artículo 22 dispone que los programas observarán congruencia con el PND.

- En la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) se establecieron distintas previsiones encaminadas a regularizar como debe operar el acceso a la RNT y a las RGD, todo ello, con la finalidad de no saturarlas y garantizar la estabilidad del SEN, esta ley contiene, entre otras disposiciones, las siguientes:
 - a) En su artículo 1º, párrafo primero establece que dicha ley tiene como 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,
 - b) Define en su artículo 3, fracción XXXII al PRODESEN como el documento expedido por la SENER que contiene la planeación del SEN 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 RNT y de las RGD;
 - c) La fracción segunda del artículo 4 establece que las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización y el Control Operativo

del SEN se sujetarán a las obligaciones del servicio público y universal, en términos de la ley y de las disposiciones aplicables;

- d) El artículo 6 dispone que la política, regulación y vigilancia de la industria eléctrica, la establecerá el Estado y la ejecutará a través de la SENER en el ámbito de su competencia y tendrá como objetivos:
- Garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del SEN;
 - Promover que las actividades de la industria eléctrica se realicen bajo criterios de sustentabilidad;
 - Impulsar la inversión y la competencia, donde ésta sea factible, en la industria eléctrica;
 - Propiciar la expansión eficiente de la industria eléctrica, respetando los derechos humanos de las comunidades y pueblos;
 - Fomentar la diversificación de la matriz de generación de energía eléctrica, así como la seguridad energética nacional; Apoyar la universalización del Suministro Eléctrico, y
 - Proteger los intereses de los Usuarios Finales.
- a) Faculta en su artículo 11, fracción III, a la SENER para dirigir el proceso de planeación y elaboración del PRODESEN;
- b) Señala en sus artículos 14 y 68, fracción I los principios que rigen el PRODESEN, en los que se considera procurar la operación del SEN en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad; incluir los elementos de la Red Eléctrica Inteligente (REI); coordinarse con los programas promovidos por 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 RGD que se requieran para interconectar la GD.
- La Ley de Transición Energética (LTE), en su artículo 14, fracciones VII y XVI faculta a la SENER para incorporar la instalación de Centrales Eléctricas con Energías Limpias en la planeación indicativa del crecimiento de la infraestructura eléctrica; así como promover la construcción de las obras de infraestructura eléctrica que faciliten la interconexión de Energías Limpias al SEN. 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 diagnóstico exhaustivo del estado en el que se encuentre la industria eléctrica en general y la generación de electricidad mediante Energías Limpias en particular, así como de la evolución tecnológica en materia de generación eléctrica y reducción de costos, así como otros elementos de tecnología que puedan aportar un valor añadido al SEN; y deberá expresar mediante indicadores los compromisos, los cuales reflejarán la situación de las Energías Limpias, su penetración en el SEN, el abatimiento de la contaminación por la industria eléctrica y la eficiencia energética.
 - La Ley de Energía Geotérmica (LEG), en su artículo 7, fracción II, establece que la SENER 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, 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 que resulta en la generación de

electricidad, se llevarán a cabo en los términos de los programas que apruebe el Ejecutivo Federal por conducto de la SENER.

- La Ley General de Cambio Climático (LGCC), en su artículo 7, fracción XXIII, establece como atribución de la federación 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 35 dispone que la SENER 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.
- La Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, es un instrumento de política ambiental cuyo objeto es regular la preservación y restauración del equilibrio ecológico, con el fin de lograr la protección del medio ambiente en el territorio nacional, la preservación y el aprovechamiento sustentable de los recursos naturales y de energía, como la utilización de fuentes de energía menos contaminantes.
- El Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica (RLIE) establece en su artículo 5, que para la elaboración del PRODESEN deberán considerarse, al menos, los pronósticos de la demanda eléctrica y los precios de los insumos primarios de la Industria Eléctrica; la coordinación de los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas con el desarrollo de los programas de ampliación y modernización de la RNT y las RGD; la política de Confiabilidad; los programas indicativos para la instalación y retiro de

Centrales Eléctricas que prevea la infraestructura necesaria para asegurar la Confiabilidad del SEN; 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 RNT y las RGD. Asimismo, en su artículo 9, último párrafo destaca que en el mes de mayo de cada año la SENER publicará el PRODESEN, una vez autorizados los programas de ampliación y modernización de la RNT y de las RGD.

2.3 ALCANCE

Conforme a lo dispuesto en los artículos 3, fracción XXXII, 13 párrafo primero, 14 párrafo cuarto, de la LIE, y 5 del RLIE, el PRODESEN deberá considerar:

- Los aspectos más relevantes del PIIRCE, de los que se desprenda la infraestructura necesaria para asegurar la Confiabilidad del SEN, y
- Los aspectos más relevantes del PAMRNT y PAMRGD, tomando en cuenta el análisis costo beneficio integral de las distintas alternativas de ampliación y modernización previstos en dichos programas.

2.4 PROGRAMAS

Programas Indicativos 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 SEN 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; así como el retiro de las unidades de generación o Centrales Eléctricas que

los Generadores están obligados a notificar, en términos del artículo 18, fracción IV de la LIE.

De acuerdo con lo previsto en el artículo 13 de la LIE, el objetivo del PRODESEN es promover la instalación de los recursos suficientes para satisfacer la demanda del SEN 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.

El PIIRCE sirve de base para que el CENACE esté en posibilidad de integrar los casos base, a partir de los cuales modelará la expansión óptima para la RNT.

Programas de ampliación y modernización de la RNT y de los elementos de las RGD que corresponden al MEM y de las RGD que no corresponden al MEM.

Se elaboran anualmente, con una proyección de 15 años, mediante los cuales se busca minimizar los costos de prestación del servicio, reduciendo los costos de congestión, incentivando una expansión eficiente de la generación, y considerando los criterios de Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad de la Red Eléctrica; 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 REI 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.

2.5 ACUERDOS Y TRATADOS INTERNACIONALES

Como parte de los compromisos asumidos por el Estado Mexicano, plasmados 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 los objetivos del PRODESEN, que es procurar la operación del SEN 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 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.

2.6 COMPROMISOS INTERNACIONALES ADQUIRIDOS POR MÉXICO PARA EL CAMBIO DE LA MATRIZ ENERGÉTICA Y LA REDUCCIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

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

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

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

Para que la aplicación de la Convención sea efectiva, se elaboran propuestas que son aprobadas por todas las Partes por consenso en las 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 GyCEI: 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. El Protocolo entró en vigor el 16 de febrero de 2005 para las naciones que lo ratificaron, entre ellas México, que lo hizo en el año 2000.

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 que podrán incluir la formulación y ejecución de los planes nacionales de adaptación, así como la vigilancia y evaluación de dichos planes, programas y medidas de adaptación. México ratificó el Acuerdo el 21 de septiembre de 2016, el cual entró en vigor el 4 de noviembre de 2016.

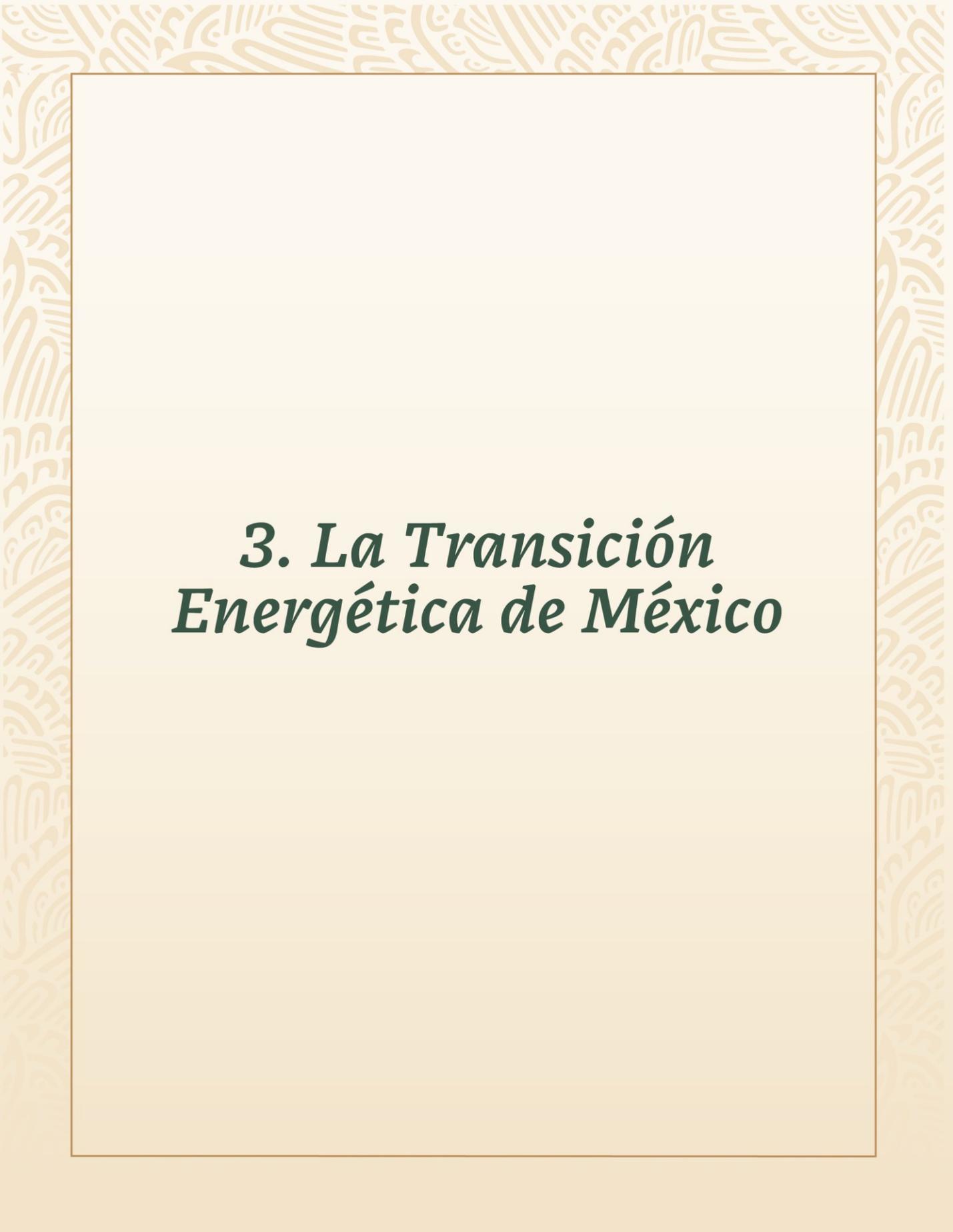


Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible

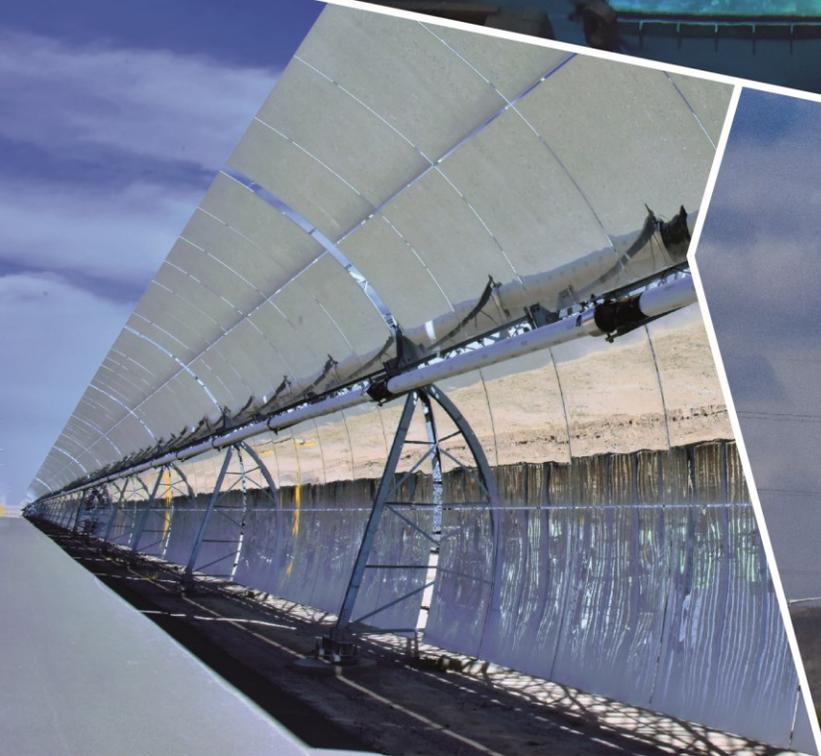
La Agenda plantea 17 objetivos con 169 metas de carácter integrado e indivisible que abarcan las esferas económica, social y ambiental. Además de poner fin a la pobreza en el mundo, los objetivos incluyen, entre otros: asegurar el acceso al agua y la energía; promover el crecimiento económico sostenido; adoptar medidas urgentes contra el cambio climático; promover la paz; y facilitar el acceso a la justicia. El Objetivo 7 se refiere a Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna.

El Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático 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.





3. La Transición Energética de México



Central nucleoelectrica, Alto Lucero, Veracruz. **Central fotovoltaica**, Hermosillo, Sonora. **Central Eólica**, Asunción Ixtaltepec, Oaxaca.
Comisión Federal de Electricidad.

El Presidente de México, Andrés Manuel López Obrador, ha establecido una política de Estado que garantiza la autosuficiencia energética y la Transición Energética de México (TEM).

La TEM es la evolución planificada de la matriz energética del país, en un escenario de planeación de 30 años. Es el cambio racional y sustentable del actual sistema energético, industrial, tecnológico y económico fundado en la transformación de los recursos energéticos no renovables, hacia otro sistema energético basado en el aprovechamiento progresivo de la electricidad proveniente de las energías renovables y nuclear.

Lo anterior requiere sustituir, en un escenario de planeación ordenado y durante las próximas décadas, la mayor parte de la energía primaria de origen fósil del sistema energético mexicano, que representa actualmente el 86.9% de la matriz energética de nuestro país, para construir un nuevo sistema energético basado en energías renovables y nuclear.

Es importante insistir en que, en un sistema energético, la producción de la energía no es más que uno de los componentes de dicho sistema, teniendo importancia análoga el uso de la energía y la integración de ésta en las actividades de la sociedad, y su relación con la economía y el ambiente; así como las tecnologías y equipos de uso final de la misma y, sin lugar a dudas, la eficiencia energética en todo el sistema. Equiparar a la transición energética sólo con la sustitución tecnológica en la generación de energía eléctrica, es un error frecuente.

3.1 CAMBIO CLIMÁTICO

La transición del sistema energético del mundo, es un imperativo irrenunciable y una responsabilidad de todos y cada uno de los países, ante la amenaza que el cambio climático representa para la vida sobre el planeta, causada de manera preponderante por el sistema energético fósil de los países más industrializados, y que actualmente representa el 84% de la matriz energética mundial.

México es responsable del 1.2% de las emisiones acumuladas de 1850 a 2021, con aproximadamente 25 billones de toneladas de CO₂. El país emitió 1.2% del total de las emisiones de carbono del mundo en el año 2020; México representa el 1.7% del consumo mundial de petróleo como energía primaria, el 2.3% del gas natural y el 0.3% del carbón. La estructura de la Matriz de Energía Primaria de México (2019) es 86.9% de origen fósil, 2% nuclear y 10.3% renovable. La participación de las energías renovables en la matriz de energías primarias de México, supera en porcentaje al de Estados Unidos de América (EE.UU.) (6%) y China (6%).

El Gobierno de México dirige al conjunto del Estado mexicano a reducir y eliminar los GyCEI que genera el sistema energético nacional, mediante la planificación de su reducción a través de la política de transición energética. Cada país del mundo es responsable de sus emisiones de GyCEI, y tiene la responsabilidad de realizar su propia transición energética. En este sentido, las grandes potencias tienen suficientes desafíos propios como para pretender convertirse en los ejecutores de las transiciones energéticas de otras naciones.

Los avances e innovaciones tecnológicas en la conversión de las fuentes de energías renovables en energía eléctrica en los últimos dos décadas y el imperativo de políticas para combatir el cambio climático han creado una diversidad de sistemas emergentes para producir energía eléctrica, indiscutibles para avanzar en la transición energética.

3.2 AUTOSUFICIENCIA ENERGÉTICA

La autosuficiencia energética es un objetivo inmediato y de carácter permanente de la TEM. Nuestro país experimentó una acelerada pérdida de autosuficiencia energética a partir de 2013, misma que a partir del año 2019 comenzó a recuperarse hasta alcanzar el 87% en 2021. Sin embargo, esto significa que el 13% de la energía que consume nuestro país es importada.

La pérdida de autosuficiencia energética fue resultado de la sobreexplotación y agotamiento de los yacimientos de hidrocarburos que impuso la política neoliberal extractivista, de exportación de recursos naturales sin proceso de industrialización y creación de valor agregado nacional; al mismo tiempo que se desmanteló y se dejó de invertir en el Sistema Nacional de Refinación y petroquímica.

En el proceso de transición energética, México debe garantizar su autoabastecimiento permanente de energía, en todo momento, en todo el país, pues es una base estratégica fundamental de la seguridad, el poder y la soberanía nacionales.

La autosuficiencia en la producción de combustibles para abastecer a 40 millones de vehículos de combustión en nuestro país, constituye una primera fase de la transición energética, mediante la rehabilitación del Sistema Nacional de Refinación, la construcción de la Refinería Olmeca en Dos Bocas y la compra de la Refinadora Deer Park, con lo cual México será autosuficiente en combustibles en 2024 y dejará de exportar petróleo crudo.

Con estas inversiones estratégicas, México podrá cancelar importaciones de combustibles del orden de 400,000 millones de dólares en los próximos tres lustros, en tanto se desarrolla en México de manera soberana, por ejemplo, el sistema de transporte eléctrico, y se avanza en el desarrollo de tecnologías y equipos más eficientes en todo el sistema energético.

3.3 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

La actual reducción del costo de inversión requerida para equipos de generación eléctrica proveniente de energías primarias renovables, hace posible acelerar la sustitución tecnológica de estas fuentes de generación de manera competitiva, lo que representa una condición emergente que hace posible atender de manera eficaz el desafío de la inminente reducción de CyCEI.

Los sistemas y medios de almacenamiento de la electricidad son imprescindibles para que las energías renovables intermitentes se consoliden en la diversificación de las fuentes de energía en el SEN.

El almacenamiento de energía eléctrica tiene la función de reducir las variaciones de potencia de las energías renovables intermitentes como la eólica y la solar, evitando así que se congestione la Red Eléctrica en horas específicas y, a la vez, equilibra la disponibilidad de energía eléctrica en las horas pico y en las horas valle de demanda, proporcionando mayor Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en la operación del SEN.

Las tecnologías emergentes de almacenamiento de energía eléctrica están avanzando en el mundo y se convertirán en un instrumento de dependencia tecnológica para México, si en el país no se desarrollan estas tecnologías en forma independiente.

Por estas razones, el 20 de abril de 2022 se publicó el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley Minera, donde se reconoce

al litio como patrimonio de la Nación y su exploración, explotación, beneficio y aprovechamiento se reserva en favor del pueblo de México y donde no se otorgarán concesiones, licencias, contratos, permisos o autorizaciones a particulares.

3.4 REDES INTELIGENTES Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La generación distribuida (GD), planificada y con soporte en Redes Eléctricas Inteligentes, es otro factor determinante para que las energías renovables actuales y las que emerjan en el futuro, sustenten el desarrollo de México y de la humanidad en la nueva era energética ecológica de la electricidad.

La incorporación de la GD al sistema eléctrico suscita nuevos retos tecnológicos y cambios normativos sistémicos para gestionar, en forma armónica y programada, la demanda y oferta de energía eléctrica aumentando la eficiencia energética.

Para abordar estos retos es necesario hacer cambios en la forma en que los Usuarios Finales administran el uso de la energía eléctrica dentro de sus instalaciones.

Las REI proporcionan mayor precisión y flexibilidad en la gestión de la demanda y consumo de energía eléctrica y modifican el concepto actual de la Red Eléctrica unidireccional a nivel de distribución.

Los equipos de uso final con sus propios sistemas de generación son materia de la transición energética, las tecnologías de los vehículos eléctricos contemplan sus propios sistemas de generación de energía mediante el uso de paneles y baterías eléctricas de nueva generación, que pueden ser instalados para ser recargados en el domicilio de los Usuarios Finales o ser parte del vehículo mismo.

La eficiencia y ahorro energético es fundamental para el cambio del paradigma energético, porque permite disminuir el uso de combustibles fósiles mediante la optimización en el uso energético en sectores productivos y para uso doméstico.

El propósito es elevar el nivel de eficiencia y sustentabilidad en la producción y uso de las energías en el territorio nacional. Por esta razón, la Transición Energética de México incorpora el desarrollo tecnológico para alcanzar la fabricación de equipos que conlleven un mejor manejo y consumo de la energía.

3.5 GEOTERMIA

La energía geotérmica es una fuente de generación renovable que se obtiene mediante el aprovechamiento del calor interno de la Tierra. México cuenta con más de 60 años de experiencia en el desarrollo de proyectos geotermoeléctricos y es uno de los pioneros en América Latina en el desarrollo de la energía geotérmica.

Entre las ventajas que ofrece el desarrollo de proyectos geotermoeléctricos está: el suministrar energía eléctrica al SEN con alta confiabilidad y continuidad, independiente de las fluctuaciones de los precios internacionales de los combustibles y de las variaciones meteorológicas; así como la capacidad de ofrecer potencia firme con altos factores de carga, produciendo menos emisiones de GyCEI durante su ciclo de vida.

En el año 2020, México ocupaba el sexto lugar mundial en capacidad geotermoeléctrica instalada con 963 MWe. Al cierre del año 2021, la capacidad instalada es de 976 MW, a través de la explotación de cinco campos geotérmicos, ubicados en los estados de Baja California (570 MW), Michoacán (275 MW), Puebla (96 MW), Nayarit (25 MW) y Baja California Sur (10 MW). En materia de generación, la tecnología geotermoeléctrica representa el 1.3 % de la matriz de generación, con 4,243 GWh al cierre del 2021.



Es prioritario continuar con el impulso y desarrollo de nuevos proyectos geotermoeléctricos, así como el desarrollo de técnicas mejoradas de exploración y explotación de recursos geotérmicos.

En el marco de la política de la TEM, se ha puesto en marcha el Programa de Financiamiento y Transferencia de Riesgos para Geotermia en México (PFTRG). El PFTRG tiene por objeto aumentar la generación de energía eléctrica a partir de fuentes geotérmicas a fin de contribuir a la diversificación de la matriz energética, así como reducir la dependencia de los combustibles fósiles y las emisiones de GyCEI en México, lo que contribuye a que México pueda cumplir con los compromisos internacionales en materia de reducción de emisiones y con los objetivos de soberanía y seguridad energética planteados en la actual administración.

El 8 de abril de 2022, el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL) publicó la Convocatoria 2022 del PFTRG, cuyo objeto es proporcionar el apoyo económico para reducir el riesgo exploratorio para el desarrollo de zonas con potencial geotérmico, proporcionando servicios de perforación, o bien incrementar la generación eléctrica en campos geotérmicos en explotación. Con ello se pretende que el PFTRG pueda apoyar a cuatro proyectos de exploración, cada proyecto incluirá la perforación de máximo tres pozos exploratorios de diámetro comercial (de profundidad de hasta 3.5 Km y tener un diámetro de agujero de seis a nueve pulgadas).

Con dicho impulso la generación con energía geotermoeléctrica pasará de 976MW a 985MW en 2024, donde el PFTRG puede ser detonador de inversiones y nuevos proyectos geotermoeléctricos que permitan contar con una capacidad en 2030 de 1132MW y a 2050 de 1464 MW.

3.6 COGENERACIÓN EFICIENTE

La Cogeneración Eficiente es el proceso de Cogeneración (COG) de energía eléctrica que cumple con el criterio de energía libre de combustible⁷, establecido normativamente para tal efecto.

Con la COG, también conocida como Combinación de Calor y Energía (CHP por sus siglas en inglés), existe una solución energéticamente eficiente para generar calor y electricidad que está lista justo en el punto donde se necesita.

Esta tecnología es mucho más eficiente que la generación independiente entre electricidad y calor, y es posible desarrollarla en cualquier tipo de edificación. Con la COG, un edificio puede volverse autosuficiente en gran medida e independiente energéticamente.

Para definir si un sistema de Cogeneración es eficiente, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) elaboró una “Metodología de cálculo para determinar el porcentaje de energía libre de combustible en fuentes de energía y procesos de generación de energía eléctrica”, que fue publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) del 22 de diciembre del 2016.

En 2021, la Cogeneración Eficiente (COG_{ef}) en México se encuentra de la siguiente forma:

- Existen 2,329 MW instalados de proyectos de COG_{ef}.
- Actualmente hay posibilidad de instalar 6,500MW adicionales de proyectos de COG_{ef} en los sectores público, privado y social, en los próximos 10 años.

⁷ La energía libre de combustible es la energía eléctrica atribuible al uso de Energía Limpia.

de manera soberana la matriz

- Los ingenios azucareros tienen un potencial de desarrollo de 461 MW eléctricos y 1,181 MW térmicos.
- El Potencial de Cogeneración en Pemex Transformación Industrial es de 2,630 MW.
- Para el sector industrial, el potencial calculado es de 5,749 MW sin excedentes a la RNT.
- Para el Sector de Servicios y Comercios, el potencial es de 946 MW sin excedentes a la RNT.
- Por su parte, para la GD corresponde a un potencial de 432MW.
- La COGef tiene áreas de mejora regulatoria, por ejemplo, en la entrega de excedentes a la red para ampliar su desarrollo y mejorar su desempeño técnico y económico, siempre y cuando se mantenga el criterio de COGef publicado por la CRE. En el mismo sentido en la tarifa para entrega de los excedentes a la Red Eléctrica.

3.7 BIOENERGÍA (BIO)

La generación eléctrica proveniente de la bioenergía, considerada en el presente PRODESEN, incluye el aprovechamiento de licor negro, biomasa (leña), relleno sanitario, biogás y bagazo de caña, siendo estos últimos los principalmente utilizados. Particularmente, el aprovechamiento de bagazo de caña representa más de la mitad de la energía por el componente de bioenergía dentro de la matriz energética, por lo que el sector agroindustrial azucarero contribuye a la generación eléctrica nacional, como a la soberanía alimentaria de manera sustentable.

Como elemento de planeación del sistema energético nacional, el aprovechamiento de caña de azúcar para la generación eléctrica con bagazo, así como para la conversión de excedentes de caña en etanol, representa una oportunidad para diversificar

energética, fortalecer el campo mexicano y contribuir a la reducción de emisiones del sector transporte y de la industria eléctrica.

Lo anterior considerando la creciente cantidad de excedentes de caña de azúcar que se ha venido reportando en los últimos años derivado de la baja en la demanda, secundado por el creciente consumo de edulcorantes calóricos y no calóricos, y que ha resultado en pérdidas económicas en el sector por ventas de azúcar a bajos precios en el mercado internacional.

En este sentido, como parte de la TEM, ordenada y planificada, de fuentes convencionales hacia energías más limpias para satisfacer la demanda energética, existe un área de oportunidad con el superávit de azúcar para contribuir a la demanda de generación de energía primaria y secundaria, mejorar las condiciones del sector de productores y agroindustriales cañeros y reducir las emisiones generadas por el uso de combustibles fósiles.

De enero a noviembre de 2021, México importó 974 millones 348 mil litros de alcohol⁸, de los cuales 761 millones de 860 mil litros provienen de los EE.UU., según reportó la Secretaría de Economía.

Considerando la importación reportada en el Sistema de Información Arancelaria Vía Internet (SIAMI) del oxigenante MTBE (Éter metil ter-butílico), se identificó una oportunidad de impulsar la demanda de etanol nacional con excedentes de caña, pues de enero a noviembre del 2021 se pagaron 430 millones 529 mil dólares (12 mil 159 millones de pesos al tipo de cambio para pagos en territorio mexicano estimado a 20.2592 pesos/dólar), que equivalen a 31.53 miles de barriles diarios de MTBE. Esta demanda podría disminuirse con la participación del sector agroindustrial mexicano y suplirla en pesos.

⁸ Con los datos del Sistema de Información Arancelaria Vía Internet de la Secretaría de Economía.

Las importaciones provienen mayoritariamente de EE.UU. (83.15%) y de Países Bajos (12.12%).

Bajo las condiciones actuales, el aumento del aprovechamiento de los procesos térmicos y eléctricos en los ingenios azucareros en un esquema de COG, permitirían generar 1,314 GWh al año hacia 2024, considerando solamente el bagazo de caña.

De mantener la tendencia y los ingenios operando en similares condiciones a las actuales, en 2036 se podrían estar generando 1,691 GWh anuales proveniente de la bioenergía de los ingenios.

Actualmente, el Comité Nacional para el Desarrollo Sustentable de la Caña de Azúcar (CONADESUCA), registró una infraestructura con capacidad mínima de producción de 15 millones 531 mil litros anuales; a la fecha la Secretaría de Energía ha autorizado la producción de 2,102,000 litros diarios de etanol anhidro.

Con datos de la CONADESUCA, se estimó que la superficie industrializada excedentaria para 2022 podrá alcanzar las 78 mil 241 ha, correspondiente a un total de 5 millones 237 mil 356 toneladas de caña excedente, lo cual se calcula en un potencial de destilación de 46 millones 809 mil 299 litros de alcohol. Para 2036 se proyecta tener 11 millones 319 mil 619 toneladas de caña excedentaria, correspondiente a 173 mil 100 hectáreas industrializadas para exportación, que se derivarían en un potencial de producción de 101 millones 170 mil 197 litros de alcohol.

Conforme se encaminan los excedentes de caña al aumento de la oferta nacional de energía eléctrica y alcohol, en el largo plazo se visualiza la oportunidad de aumentar la tecnificación del campo y aportar a la soberanía energética nacional también en etanol y en oxigenantes importados, a la par de incrementar la generación eléctrica a partir de bioenergía y contribuir al desarrollo nacional mediante la diversificación y fortalecimiento del sector agroindustrial.

3.8 CIENCIA Y TECNOLOGÍA

El desarrollo acelerado de capacidades nacionales de ciencia, industria, tecnología, ingeniería y procesos automatizados, exige establecer una política industrial de Estado para el desarrollo de estas capacidades (formación y capacitación de los seres humanos, diseños informáticos, inteligencia artificial, prototipos y propiedad intelectual del Estado de tecnologías críticas); e impulsar sobre esta base, la producción nacional de bienes de capital y equipos de uso final de la energía, especialmente de las tecnologías críticas para realizar la TEM.

Esta Transición contempla el diseño, propiedad intelectual del Estado y la producción nacional de robots industriales para la producción de los equipos y bienes de uso final de la energía, como las baterías de ion-litio, la producción de vehículos eléctricos, sus partes y componentes, así como cualquier otro proceso industrial que lo requiera.

Sólo a partir de una Transición conducida por el Estado es que es posible alcanzar la autosuficiencia de generación eléctrica y evitar la política neoliberal extractivista como se dio en los últimos 50 años en petróleo y minerales.

La TEM llevará a cabo el uso sustentable de todas las fuentes de energía y tecnologías que México requerirá para impulsar su desarrollo y contribuir a la reducción de las emisiones de GyCEI, a partir de sus capacidades nacionales científicas, tecnológicas e industriales que sean necesarias para satisfacer las necesidades energéticas de México.

Ante la creación emergente a nivel mundial de un nuevo sistema económico de la energía, es imperativa la Rectoría del Estado sobre la nueva economía energética nacional para convertirla en una palanca de desarrollo de alcance histórico estratégico, en beneficio del Pueblo de México, que además constituirá el soporte de la autosuficiencia científica, tecnológica, de ingeniería e industrias de

capital nacional, para las futuras generaciones de mexicanos.

Es facultad del Estado mexicano conducir de manera soberana la planeación, políticas públicas,

ejecución y control del proceso de Transición, para garantizar la autosuficiencia y seguridad energéticas, y el abastecimiento continuo de energía, eléctrica y fósil en el proceso de transición.

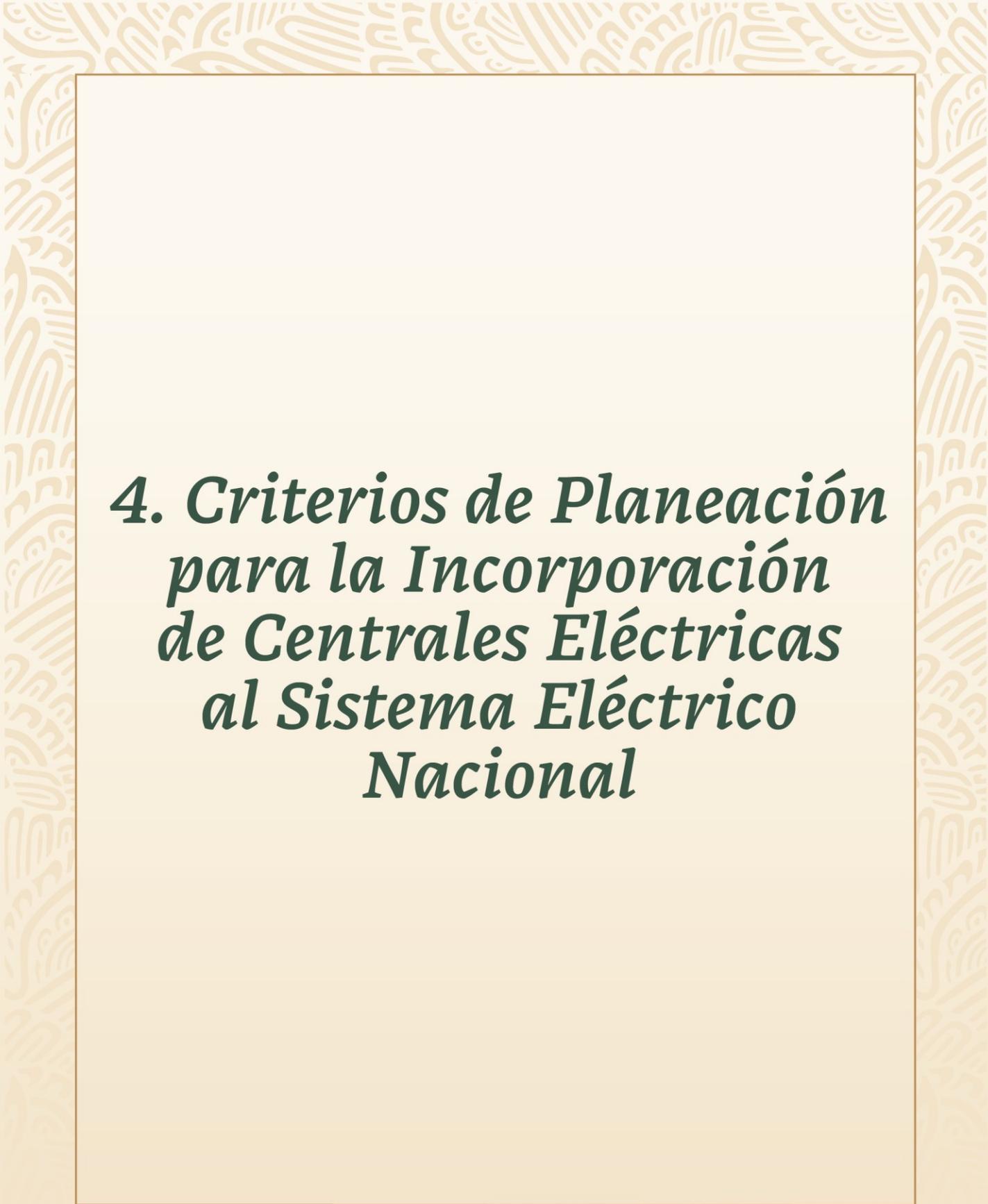


Central geotérmica, Los Humeros, Puebla.
Comisión Federal de Electricidad.

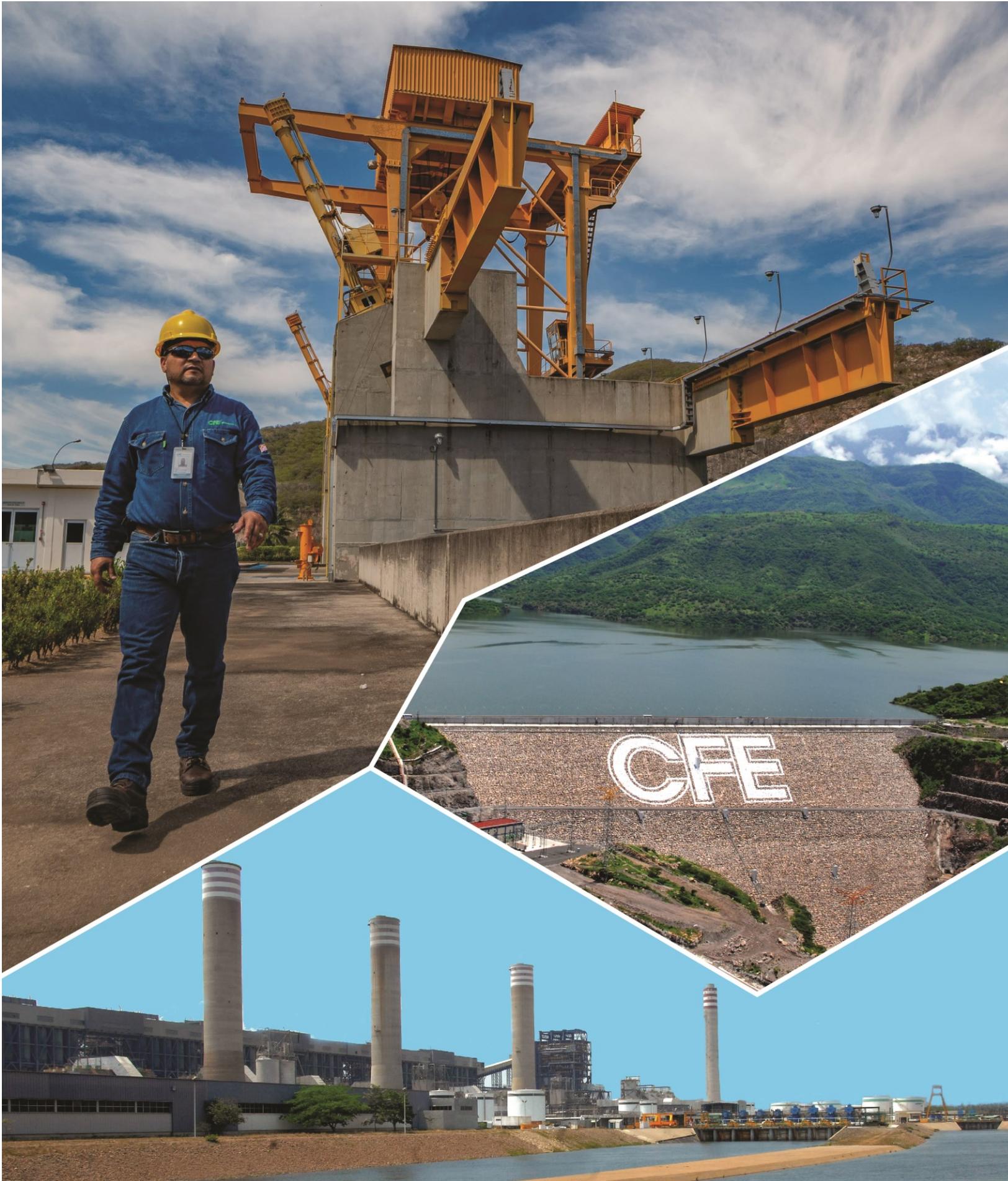




Central nucleoelectrica, Alto Lucero, Veracruz.
Comisión Federal de Electricidad.



***4. Criterios de Planeación
para la Incorporación
de Centrales Eléctricas
al Sistema Eléctrico
Nacional***



Trabajador de CFE. Central hidroeléctrica, Santa María del Oro, Nayarit. Central termoeléctrica, La Unión de Isidro Montes de Oca, Guerrero.
Comisión Federal de Electricidad.

4.1 INTRODUCCIÓN

Para contrarrestar las grandes emisiones de GyCEI, en gran parte ocasionadas por la producción de energía eléctrica a través de combustibles fósiles, diversos países han establecido políticas con visión de largo plazo encaminadas al cambio tecnológico de las matrices energéticas.

El cambio tecnológico se origina principalmente en las nuevas tecnologías de generación y uso de la energía, lo cual obliga a realizar modificaciones importantes sobre las políticas para incorporar nuevas Centrales Eléctricas tendientes a satisfacer las necesidades de consumo de energía eléctrica de manera coordinada con la planeación de los Sistemas de Transmisión.

Este conjunto de cambios conlleva a una transición energética, por lo cual, la planeación de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), así como los mercados eléctricos deben modificar sus diseños para incorporar los conceptos relacionados con la integración de nuevas tecnologías de generación de energía eléctrica (Centrales Eléctricas asíncronas).

Las reglas de operación establecidas por mercados eléctricos no necesariamente están alineadas con los requerimientos de Confiabilidad y de seguridad requerida en la operación y control de los SEP que garanticen el Suministro Eléctrico, toda vez que fueron diseñadas para la operación de unidades de Central Eléctrica a base de combustibles fósiles.

La experiencia internacional demuestra que los SEP con una penetración de más del 30%⁹ de generación

de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables intermitentes, están representando un reto en Ingeniería para garantizar la estabilidad de estos, que, al momento, no se han podido resolver en el corto plazo en materia de generación y transmisión.

De acuerdo con la experiencia operativa, se ha demostrado la necesidad de disponer de requerimientos adicionales, complementarios denominados “Servicios Conexos”, los cuales brindan la Confiabilidad requerida para hacer frente al comportamiento dinámico y transitorio, así como a la incertidumbre inherente o magnificada por las variables que forman al proceso complejo de generación, transporte y uso de la energía eléctrica, conceptos simplificados al extremo en los mercados eléctricos. Por ejemplo, en términos más recientes los valores de rampas pronunciadas resultado de las características de la demanda, de la generación variable y su incertidumbre o bien de contingencias como salidas fortuitas de líneas de transmisión o de unidades de Central Eléctrica, y otros que se presentan en la operación y control diario de los SEP.

Actualmente, para cumplir con las metas propias de cada país en la reducción de GyCEI, los SEP tienen una participación reducida de generación renovable asíncrona variable, lo que ha permitido la operación razonable de los distintos mercados eléctricos, sin embargo, bajo una participación dominante de la generación renovable asíncrona variable, deberán modificarse las políticas en materia de planeación, Confiabilidad, seguridad, Calidad, Continuidad, así como las reglas de los mercados eléctricos para garantizar el Suministro Eléctrico.

⁹ MISO's Renewable Integration Impact Assessment (RIIA), February 2021.

Es indispensable el garantizar, mediante criterios de planeación, la Confiabilidad y seguridad necesaria en la operación y el control del SEN, que permita, a su vez, garantizar un Suministro Eléctrico confiable.

En resumen, se puede decir que la planeación del SEN debe incluir criterios para establecer nuevas Centrales Eléctricas tendientes a satisfacer las necesidades de México, cuyo propósito principal sea garantizar el suministro de energía eléctrica con Calidad, Continuidad, Confiabilidad y seguridad, con el fin de proteger y defender el interés público, social y colectivo.

Por lo que, en el corto y mediano plazos, los criterios de planeación de la política para establecer nuevas Centrales Eléctricas tendientes a satisfacer las necesidades de consumo de energía eléctrica de México deberán garantizar el uso apropiado y eficiente de los recursos energéticos, así como de los elementos del SEN, alineando las Reglas del Mercado Eléctrico Mayorista para el cumplimiento de este fin.

En la planeación de largo plazo, los criterios de planeación de la política para establecer nuevas Centrales Eléctricas tendientes a satisfacer las necesidades de México deberán garantizar la viabilidad económica en las inversiones de largo plazo que se requieren para el desarrollo nacional, sin afectar las inversiones del Estado y permitiendo la contribución del sector social y privado.

4.2 MARCO LEGAL

La CPEUM en el artículo 25 establece que:

“(…)

Corresponde al Estado la rectoría del desarrollo nacional

(…)

El Estado planeará, conducirá, coordinará y orientará la actividad económica nacional, y llevará al cabo la regulación y fomento de las actividades que

demande el interés general en el marco de libertades que otorga esta Constitución

(…)

El sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos y empresas productivas del Estado que en su caso se establezcan. Tratándose de la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, y del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica.

(…)

Bajo criterios de equidad social, productividad y sustentabilidad se apoyará e impulsará a las empresas de los sectores social y privado de la economía, sujetándolos a las modalidades que dicte el interés público y al uso, en beneficio general, de los recursos productivos, cuidando su conservación y el medio ambiente

(…)

La ley alentará y protegerá la actividad económica que realicen los particulares y proveerá las condiciones para que el desenvolvimiento del sector privado contribuya al desarrollo económico nacional, promoviendo la competitividad e implementando una política nacional para el desarrollo industrial sustentable que incluya vertientes sectoriales y regionales, en los términos que establece esta Constitución

(…)”

La CPEUM en el artículo 27 establece que:

“(…)

La nación tendrá en todo tiempo el derecho de imponer a la propiedad privada las modalidades que dicte el interés público, así como el de regular, en beneficio social, el aprovechamiento de los elementos naturales susceptibles de apropiación, con objeto de hacer una distribución equitativa de la riqueza pública, cuidar de su conservación, lograr el desarrollo equilibrado del país y el mejoramiento de las condiciones de vida de la población rural y urbana

(…)



Corresponde exclusivamente a la Nación la planeación y el control del sistema eléctrico nacional (...)"

La CPEUM en el artículo 28 establece que:

"(...)

No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas: (...) la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica (...)"

En la resolución emitida por la Primera Sala de la Suprema Corte de Justicia de la Nación en la controversia constitucional 212/2018, al interpretar el artículo 25 de la Constitución Federal, se señaló que, con fundamento en ese precepto, el desarrollo nacional habrá de ser sustentable conforme a los criterios de equidad social y productividad y que la Constitución mandata impulsar la economía sujeta al interés público y al uso de los recursos productivos, cuidando su conservación y el medio ambiente.¹⁰

Es de destacarse que, la energía eléctrica no debe caracterizarse como un derecho humano autónomo, sino como un bien constitucionalmente protegido, que es parte de un servicio público de primera importancia, sobre el cual se proyectan distintos principios previstos en los artículos señalados en este apartado de la Constitución.¹¹

La LIE establece que:

Artículo 1

(...)

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 planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, son áreas estratégicas

(...)

Artículo 11 La Secretaría está facultada para:

"I. Establecer, conducir y coordinar la política energética del país en materia de energía eléctrica (...)

III. Dirigir el proceso de planeación y la elaboración del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional;

(...)

VIII. Llevar a cabo los procedimientos de consulta, y resolver sobre las evaluaciones de impacto social para proyectos de infraestructura relacionados con la industria eléctrica;

XII. Desarrollar los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas tendientes a satisfacer las necesidades del país, incorporando los requisitos a que se refiere la fracción IX del presente artículo;

XIII. Preparar y coordinar la ejecución de los proyectos estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional;

(...)

XIX. Establecer obligaciones de cobertura para el Suministro Eléctrico en las comunidades rurales y zonas urbanas marginadas e instrumentar los mecanismos para dirigir recursos económicos a este fin;

XX. Autorizar los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución que sean sometidos por el CENACE o por los Distribuidores y

¹⁰ Retomado de la Sesión pública ordinaria del Pleno de la Suprema Corte de Justicia de la Nación, celebrada el jueves 7 de abril de 2022. Foja 8, cuarto párrafo.

¹¹ Retomado de la Sesión pública ordinaria del Pleno de la Suprema Corte de Justicia de la Nación, celebrada el martes 5 de abril de 2022. Foja 50, cuarto párrafo.

solicitar cambios a los mismos, escuchando la opinión que, en su caso, emita la CRE;

XXI. Instruir a los Transportistas y los Distribuidores la ejecución de los proyectos contenidos en los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución;

(...)

XXVII. Vigilar la aplicación de las metodologías para evaluar la rentabilidad y retornos sobre el capital reportados por las empresas productivas del Estado y sus empresas productivas subsidiarias integrantes de la industria eléctrica;

(...)"

Artículo 13

"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.

La Secretaría podrá preparar y coordinar la ejecución de los proyectos estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional."

Es por ello que, para Garantizar la Confiabilidad y seguridad del despacho debe ser considerado, conforme al Texto Constitucional vigente, como presupuesto necesario para el funcionamiento del SEN.¹²

Del RLIE

"Artículo 5.- Para la elaboración del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional se deberá considerar al menos:

(...)

II. La coordinación de los programas indicativos 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;

(...)

IV. Los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas que prevea la infraestructura necesaria para asegurar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional;

V. La coordinación con la planeación del programa de expansión de la red nacional de gasoductos y los mecanismos de promoción de las Energías Limpias, y

VI. 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."

"Artículo 9.- En la elaboración de los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución se incorporarán mecanismos para conocer la opinión de los Participantes del Mercado y de los interesados en desarrollar proyectos de infraestructura eléctrica en los términos que determine la Secretaría.

(...)"

La LOAPF establece en su artículo 33 que "a la Secretaría de Energía corresponde el despacho de los siguientes asuntos.

(...)

I. Establecer, conducir y coordinar la política energética del país, así como supervisar su cumplimiento con prioridad en la seguridad y diversificación energéticas

V. Llevar a cabo la planeación energética a mediano y largo plazos, así como fijar las directrices económicas y sociales para el sector energético nacional, conforme a las disposiciones aplicables.

La planeación energética deberá atender los siguientes criterios: la soberanía y la seguridad

¹² Retomado de la Sesión pública ordinaria del Pleno de la Suprema Corte de Justicia de la Nación, celebrada el jueves 7 de abril de 2022. Foja 24, primer párrafo.



energéticas, el mejoramiento de la productividad energética, la restitución de reservas de hidrocarburos, la diversificación de las fuentes de combustibles, la reducción progresiva de impactos ambientales de la producción y consumo de energía, la mayor participación de las energías renovables en el balance energético nacional, la satisfacción de las necesidades energéticas básicas de la población, el ahorro de energía y la mayor eficiencia de su producción y uso, el fortalecimiento de las empresas productivas del Estado del sector energético, y el apoyo a la investigación y el desarrollo tecnológico nacionales en materia energética;

(...)

XXIX. Fijar la política de eficiencia energética de la industria eléctrica y la política para establecer nuevas centrales eléctricas tendientes a satisfacer las necesidades del país y a dicha política de eficiencia energética de la industria eléctrica, así como establecer los requerimientos obligatorios en materia de energías limpias para la generación eléctrica;

(...)"

De la LTE.

"Artículo 2.- Para los efectos del artículo anterior, el objeto de la Ley comprende, entre otros:

(...)

I. Prever el incremento gradual de la participación de las Energías Limpias en la Industria Eléctrica con el objetivo de cumplir las metas establecidas en materia de generación de energías limpias y de reducción de emisiones;

II. Facilitar el cumplimiento de las metas de Energías Limpias y Eficiencia Energética establecidos en esta Ley de una manera económicamente viable;

(...)

V. Establecer mecanismos de promoción de energías limpias y reducción de emisiones contaminantes;

VI. Reducir, bajo condiciones de viabilidad económica, la generación de emisiones contaminantes en la generación de energía eléctrica;

VII. Apoyar el objetivo de la Ley General de Cambio Climático, relacionado con las metas de reducción de emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero y de generación de electricidad provenientes de fuentes de energía limpia".

"Artículo 4.- La Estrategia deberá establecer Metas a fin de que el consumo de energía eléctrica se satisfaga mediante un portafolio de alternativas que incluyan a la Eficiencia Energética y una proporción creciente de generación con Energías Limpias, en condiciones de viabilidad económica. A través de las Metas de Energías Limpias y las Metas de Eficiencia Energética, la Secretaría promoverá que la generación eléctrica proveniente de fuentes de energía limpias alcance los niveles establecidos en la Ley General de Cambio Climático para la Industria Eléctrica.

Para ello, la Secretaría deberá considerar el mayor impulso a la Eficiencia Energética y a la generación con Energías Limpias que pueda ser soportado de manera sustentable bajo las condiciones económicas y del mercado eléctrico en el país."

"Artículo 14.- Para efectos de esta Ley, corresponde a la Secretaría:

(...)

IV. Promover el cumplimiento de los compromisos internacionales en materia de generación y Aprovechamiento de Energías Limpias y el Aprovechamiento sustentable de la energía, que México haya adquirido y cuyo cumplimiento esté relacionado directamente con esta Ley, en condiciones de viabilidad económica y sin menoscabo de la competitividad;

(...)

VII. Incorporar la instalación de Centrales Eléctricas con Energías Limpias en la planeación indicativa del crecimiento de la infraestructura eléctrica;

(...)

XII. Suscribir convenios y acuerdos de coordinación con los gobiernos de las entidades federativas y, en su caso, de los municipios, con el objeto de, en el ámbito de sus respectivas competencias:

(...)

b) Promover acciones de apoyo al desarrollo de Cadenas de Valor en la Industria Eléctrica de las Energías Limpias, en condiciones de sustentabilidad económica;

c) Promover condiciones, en el ámbito de su competencia, para facilitar el acceso a aquellas zonas con alto potencial de fuentes de energías limpias para su aprovechamiento y la compatibilidad de los usos de suelo para tales fines; (...)

XV. Determinar, de conformidad con los criterios emitidos por el Consejo, la identificación de las zonas con potencial renovable para generar energía eléctrica mediante Energías Limpias;

XVI. Promover, en condiciones de sustentabilidad económica, la construcción de las obras de infraestructura eléctrica que redunden en un beneficio sistémico y faciliten la interconexión de Energías Limpias al Sistema Eléctrico Nacional;”

“Artículo 16.- Corresponde al CENACE:

I. Garantizar el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de las Centrales Eléctricas, incluyendo las Energías Limpias;

II. Incluir en los programas de ampliación y modernización para la Red Nacional de Transmisión que proponga a la Secretaría, la expansión y equipamiento del sistema de transmisión de la energía eléctrica en las zonas con alto potencial de Energías Limpias para desahogar eficientemente y en condiciones de mercado la energía que se produzca y asegurar la estabilidad de la red, promoviendo el cumplimiento de las metas de Energías Limpias en condiciones de viabilidad económica;

III. Adoptar las tecnologías y procedimientos necesarios para garantizar el uso óptimo de las Energías Limpias, asegurando la estabilidad y seguridad de la red de transmisión en condiciones de viabilidad económica;

IV. Determinar las necesidades de expansión de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional en las zonas con alto potencial de Energías Limpias para desahogar eficientemente y bajo condiciones de

mercado la energía que se produzca atendiendo el cumplimiento de las metas de Energías Limpias, y V. Transmitir la información que corresponda a la Secretaría para que se programen y ejecuten las obras necesarias para incorporar las Energías Limpias al Sistema Eléctrico Nacional.”

Con relación a los artículos anteriores, a efecto de que el Estado a través de la SENER y el CENACE, se encuentre en posibilidad de cumplir con el mandato constitucional y las leyes secundarias en relación a la planeación del SEN, a través de una perspectiva integral que demanda el interés general, alentando y protegiendo la actividad económica que realicen las empresas productivas del Estado y del sector privado y con ello se contribuya al desarrollo económico nacional.

Lo anterior, siempre promoviendo la competitividad e implementado políticas que cuiden en todo momento que la nación tenga el derecho de imponer a la propiedad privada las modalidades que dicte el interés público, con el objeto de que el aprovechamiento de los recursos naturales sea con una distribución equitativa para el desarrollo y equilibrio del país y mejorando las condiciones económicas, sociales y de vida de la población.

Es necesario contar con criterios de planeación en materia de planeación energética e incorporación de Centrales Eléctricas tendientes a satisfacer las necesidades del país, en condiciones de viabilidad técnica y económica.

4.3 CRITERIOS DE PLANEACIÓN

- La planeación del Sistema Eléctrico Nacional como área estratégica del Estado deberá garantizar el suministro de energía eléctrica de manera eficiente, confiable, continua, segura, económica y sostenible para el desarrollo económico nacional en los horizontes de corto, mediano y largo plazo, impulsando con equidad a las empresas productivas del Estado y del

sector privado, teniendo como fin la protección y defensa del interés social.

- Es una facultad exclusiva del Estado tomar sus propias decisiones a través de la Secretaría de Energía sobre la planeación del Sistema Eléctrico Nacional y del uso de los recursos energéticos necesarios para garantizar de forma eficiente, confiable, continua, segura, económica y sostenible un Suministro Eléctrico accesible y asequible a todos los individuos de la nación.
- La planeación del Sistema Eléctrico Nacional deberá buscar el desarrollo equilibrado, confiable, eficiente y sostenible regional del país en materia de generación de energía eléctrica, con el fin de mejorar las condiciones de vida de la población.
- La planeación del Sistema Eléctrico Nacional en materia de generación de energía eléctrica deberá buscar el equilibrio de las finanzas públicas y el fortalecimiento de las empresas productivas del Estado, permitiendo que el sector privado de manera coordinada contribuya al desarrollo nacional en esta materia, sin afectar las inversiones del Estado en el sector energético.
- La planeación del Sistema Eléctrico Nacional en materia de generación de energía eléctrica deberá buscar bajo condiciones de viabilidad técnica y económica la incorporación gradual de Energías Limpias, haciendo uso de los recursos energéticos disponibles, considerando el respeto y conservación del medio ambiente, así como mejorar la calidad de vida en las diferentes regiones del país.
- La planeación del Sistema Eléctrico Nacional en materia de Transmisión y Distribución de energía eléctrica deberá garantizar, bajo condiciones de viabilidad técnica y económica, en todo momento el Suministro Eléctrico, cumpliendo los objetivos establecidos por la Secretaría, para ello la Comisión Reguladora de Energía establecerá los requerimientos técnicos en

materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

- La planeación del Sistema Eléctrico Nacional deberá impulsar y proteger el desarrollo de cadenas productivas regionales para el desarrollo tecnológico nacional en materia de generación, transmisión, distribución y consumo de energía eléctrica.
- La planeación del Sistema Eléctrico Nacional podrá incluir mecanismos para que las dependencias y entidades de los tres órdenes de gobierno, ya sea federal, estatal o municipal y poderes de la federación, así como organismos constitucionales autónomos, unidades administrativas y órganos administrativos desconcentrados de la Secretaría, así como Participantes del Mercado e interesados en desarrollar proyectos de infraestructura eléctrica, elaboren propuestas de planeación que tengan impacto en el Control Operativo y planeación del Sistema Eléctrico Nacional, siempre que dichas propuestas y actividades de planeación sean enviadas a la Secretaría, a más tardar, en el mes de junio del año previo a la publicación del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, para su análisis técnico y económico bajo los criterios y procedimientos establecidos por el Centro Nacional de Control de Energía y aprobados por la Secretaría, para su probable incorporación en la formulación y propuesta de los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional del Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, que serán sometidos para su aprobación a la Secretaría, para su posterior incorporación, en su caso, a la planeación del Sistema Eléctrico Nacional, al amparo de convenios y acuerdos de coordinación que suscriban con la Secretaría.
- La planeación del Sistema Eléctrico Nacional deberá considerar la estabilidad y el

comportamiento eléctrico de los Elementos para garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, para una transición energética con una diversificación en la matriz de generación adecuada entre unidades síncronas a asíncronas con electrónica de potencia, de conformidad con las Políticas Energéticas cumpliendo con los requerimientos de respaldo de generación necesarios.

- La planeación de Sistema Eléctrico Nacional deberá considerar aspectos dinámicos y transitorios, de protecciones, para hacer frente a la incertidumbre inherente de las variables eléctricas que forman al proceso de generación, transmisión y uso de la energía eléctrica, con el objetivo de cumplir con la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Suministro Eléctrico al menor costo para los Usuarios, y no solo en términos de garantizar la Suficiencia.
- La planeación del Sistema Eléctrico Nacional deberá incorporar lineamientos para el diseño del mercado eléctrico que sigan las políticas en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad para que se tenga viabilidad técnica y económica en las inversiones de largo plazo en la Red Nacional de Transmisión y en las Redes Generales de Distribución que se requieren a la par del crecimiento de la demanda y a la expansión de la generación.
- La planeación del Sistema Eléctrico Nacional deberá proveer de mecanismos para el establecimiento de Servicios Conexos necesarios para garantizar la operación del Sistema Eléctrico Nacional en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad.
- La planeación de nuevas Centrales Eléctricas deberá garantizar el derecho humano a una vida digna, el derecho a un medio ambiente sano, el

derecho a la salud y alineado a la política de ocupación o afectación superficial del terreno, para satisfacer la demanda eléctrica de la población y necesidades del país.

- La planeación del Sistema Eléctrico Nacional deberá evaluar la propuesta de cada Central Eléctrica de los interesados en interconectarse al Sistema Eléctrico Nacional, tales como tecnologías, capacidades técnicas, económicas y financieras.
- La planeación del Sistema Eléctrico Nacional deberá observar el cumplimiento del marco jurídico vigente y de los Acuerdos Internacionales en materia de cambio climático, bajo condiciones de viabilidad técnica y económica para el Estado, garantizando el derecho a un Suministro Eléctrico a precios asequibles a toda la población, sin afectar las finanzas públicas y a las empresas productivas del Estado.
- La planeación del Sistema Eléctrico Nacional deberá considerar las condiciones y mecanismos para garantizar y proteger el Suministro Eléctrico en las comunidades rurales y zonas urbanas marginadas con insuficiencia energética.
- La planeación del Sistema Eléctrico Nacional garantizará la participación en la generación de energía eléctrica a través de fuentes renovables en las comunidades rurales de alta marginación y rezago.
- La planeación del Sistema Eléctrico Nacional garantizará el conocimiento de los Usuarios sobre sus derechos y obligaciones en materia de generación y Suministro Eléctrico.
- La planeación del Sistema Eléctrico Nacional evitará que las empresas productivas del Estado entreguen subsidios, estímulos y subvenciones cruzadas en la generación de energía eléctrica a terceros participantes en la generación para no afectar las finanzas públicas y la economía nacional.



5. Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional



Torre, La Ranita, Chiapas. **Central eólica**, Juchitán, Oaxaca. **Maniobra de distribución**, Tijuana, Baja California.
Comisión Federal de Electricidad.

5.1 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 5.1.

FIGURA 5.1 REGIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL



FUENTE: SENER con información de CENACE,2022

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 Interconectado Mulegé (SIM). El Centro Nacional en la Ciudad de México en conjunto con el Centro Nacional Alterno, ubicado en la Ciudad de Puebla coordinan el 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 Interconectado Baja California (SIBC), opera interconectado a la Red Eléctrica de la región Oeste de EE UU. Western Electricity Coordinating Council (WECC) por medio de dos líneas de transmisión conectadas a un nivel de tensión de 230 kV en corriente alterna. Mientras que los Sistemas Interconectado Baja California Sur (SIBCS) y SIM están eléctricamente aislados entre sí, así como del SIN y SIBC.

5.2 CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

La red de transmisión actual se ha desarrollado principalmente por la CFE.

La expansión de la Red Eléctrica se ha llevado a cabo, considerando la magnitud y dispersión geográfica de la demanda, así como la ubicación de las Centrales Eléctricas. En el futuro, la construcción de las Redes Eléctricas 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 su rentabilidad económica y garantizar 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 RGD y a los Usuarios Finales que por las características de sus instalaciones lo requieran, así como las interconexiones a los sistemas eléctricos extranjeros que determine la SENER. 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 Eléctricas en media tensión, cuyo Suministro Eléctrico ocurre a niveles mayores a 1 kV y menores a 69 kV, así como las Redes Eléctricas 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 RNT o de las RGD. No serán incluidas en el documento.

Dentro del proceso de elaboración de los inventarios con CFE Transmisión se ha estado revisando las distancias en las Redes Eléctricas de 69 a 138 kV, dado que se tienen tramos de líneas de transmisión en Tap asociados a Centros de Carga que se han ido revisando sus distancias por parte del Transportista. Asimismo, se ha detectado que en llegadas a Subestaciones Eléctricas de la RNT existen casos en los que no se consideran las distancias cortas a la entrada de estas, por lo que, la sumatoria de todas estas distancias cortas modifica el total de kilómetros en los distintos niveles de tensión de 69 a 400 kV.

Al 31 de diciembre de 2021, conforme a datos de CFE Transmisión, en la RNT se tienen 110,549 km de líneas de transmisión, 0.048% más que en 2020; el mayor crecimiento se dio en 115 kV con la adición de 39.8 km.

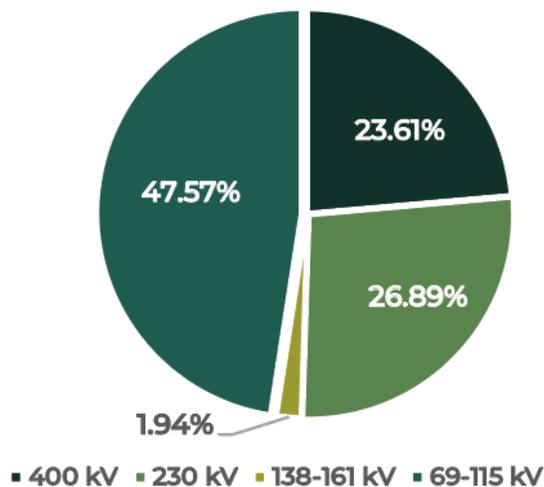
En el cuadro 5.1, se muestran los kilómetros (km) de líneas de transmisión por nivel de tensión de 2020 a 2021. La figura 5.2, presenta el porcentaje por nivel de tensión de las líneas de transmisión en la RNT.

CUADRO 5.1 INFRAESTRUCTURA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN

NIVEL DE TENSIÓN	LONGITUD (km) 2020	LONGITUD (km) 2021	TCA 2020-2021 (%)
TRANSMISIÓN 161 A 400 kV	56,338	56,342	0.01%
400 kV	26,097	26,098	0.00%
230 kV	29,722	29,723	0.00%
161 kV	518.97	520.97	0.39%
TRANSMISIÓN 69 A 138 kV	54,158	54,207	0.09%
138 kV	1,620	1,620	0.00%
115 kV	48,456	48,496	0.08%
85 kV	1747.192	1755.992	0.50%
69 kV	2,335	2,335	0.00%
TOTAL	110,497	110,549	0.05%

FUENTE: SENER con información de la CFE y CENACE

FIGURA 5.2 PORCENTAJE DE INFRAESTRUCTURA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LA RNT POR NIVEL DE TENSIÓN (KV)



FUENTE: SENER con información de la CFE y CENACE

En las Subestaciones Eléctricas de la RNT y RGD del MEM, hubo un crecimiento de 1,139 MVA en bancos de transformación de 2020 a 2021, de los cuales 100% corresponden a 71 bancos de las RGD del MEM.

En el cuadro 5.2 se muestra los MVA de transformación en la RNT y las RGD del MEM para 2020 y 2021. El cuadro 5.3 presenta la infraestructura de la RGD no del MEM para 2020 y 2021. En la figura 5.3 se muestra la red troncal de transmisión, considerando desde 115 a 400 kV en el SIN. En la Península de Baja California los SIBC, SIBCS y SIM desde 115kV.



CUADRO 5.2 ADICIONES EN INFRAESTRUCTURA DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA RNT Y RGD

INFRAESTRUCTURA DE DISTRIBUCIÓN	2020	2021
Cantidad de Circuitos Media Tensión	11,645	12,114
Longitud de líneas de media tensión en distribución (km) 2.4 a 34 kV	536,736	542,129
Longitud de líneas de baja tensión en distribución (km) menor a 2.4 kV	333,528	335,920
Capacidad Instalada en redes de distribución (MVA)	56,721	57,994
Transformadores en Redes de distribución de media a baja tensión	1,531,691	1,583,932

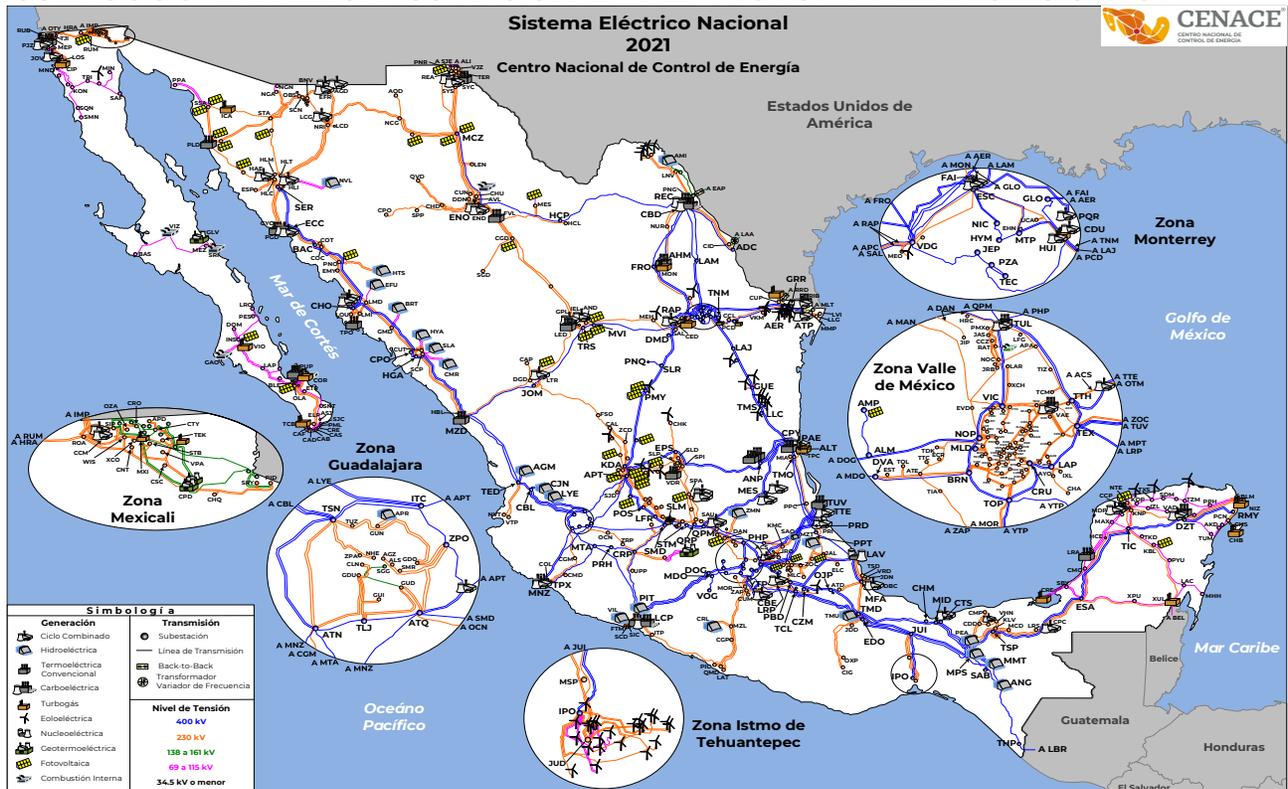
FUENTE: SENER con información de la CFE y CENACE

CUADRO 5.3 INFRAESTRUCTURA DE LA RGD NO DEL MEM

INFRAESTRUCTURA DE DISTRIBUCIÓN
Cantidad de Circuitos Media Tensión
Longitud de líneas de media tensión en distribución (km) 2.4 a 34 kV
Longitud de líneas de baja tensión en distribución (km) menor a 2.4 kV
Capacidad Instalada en redes de distribución (MVA)
Transformadores en Redes de distribución de media a baja tensión

FUENTE: SENER con información de la CFE y CENACE

FIGURA 5.3 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL – RED TRONCAL DE TRANSMISIÓN 2021



La figura es un diagrama unifilar, No describen información de coordenadas geoespaciales o georreferenciadas, es decir, no son formato shapefile o vectorial

FUENTE: CENACE

5.3 PRINCIPALES ENLACES INTERNACIONALES

Los principales enlaces internacionales y sus capacidades se presentan en la figura 5.4 Con Texas, EE. UU., se tienen dos enlaces en el nivel de tensión de 115 kV que operan con carga aislada entre Ciudad Juárez, Chihuahua, y El Paso, Texas, EE. UU. En Matamoros, Tamaulipas, se cuenta con dos enlaces que operan con carga aislada con Brownsville, Texas, EE. UU.

Con Texas se tienen dos enlaces asíncronos, un transformador variable de frecuencia de 100 MW en la región de Laredo, y dos Back-to-Back con tecnología LCC que operan en paralelo de 150 MW cada uno en la región de Reynosa.

En la región de Piedras Negras el enlace del Back-to-Back con tecnología VSC de 36 MW ya no se considera en operación por el operador Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) de Texas, EE UU.

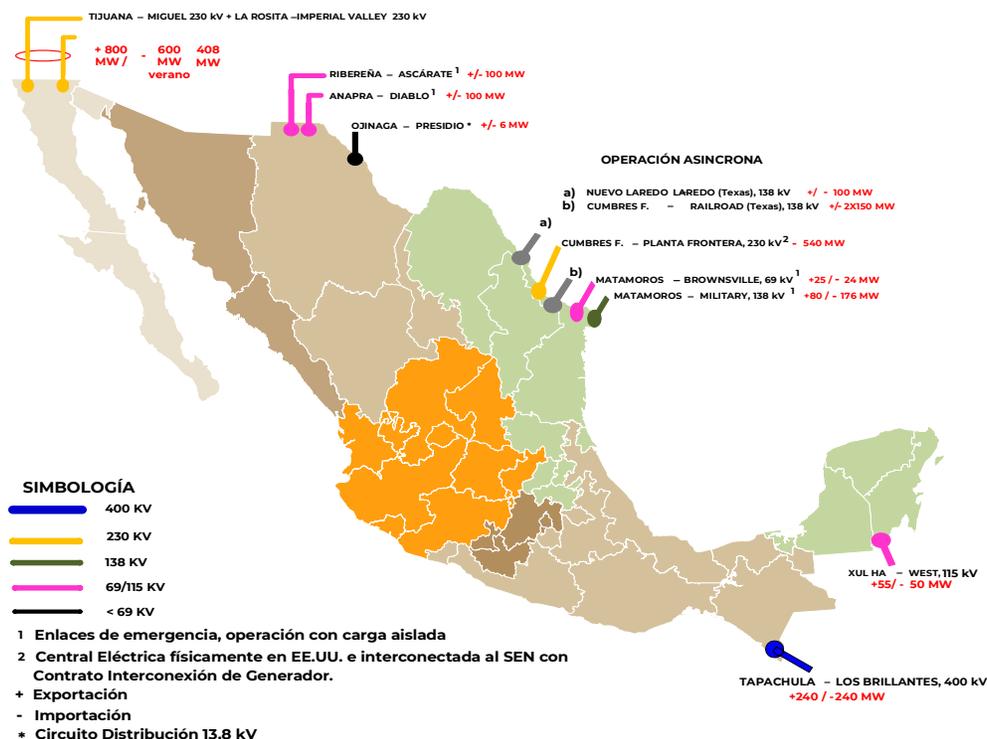
en su documento ERCOT DC-TIE OPERATIONS publicado en su sitio web, por lo que se disminuye la capacidad de interconexión asíncrona con EE UU.

Con Centroamérica se tienen dos enlaces internacionales síncronos, uno con Guatemala en 400 kV y el otro con Belice en 115 kV.

Durante 2017, se inició oficialmente la operación comercial de una Central Eléctrica de generación instalada en Texas, EE. UU., 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.

En Baja California se tienen dos Centrales de Ciclo Combinado (CCC) y una Central Eléctrica Eólica (EO) que operan con permiso como Exportador, están ubicadas en territorio nacional, y conectadas directamente a la WECC. Entre el SIBC y el WECC se tienen dos enlaces síncronos operando en 230 kV.

FIGURA 5.4 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL CAPACIDAD DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES 2021

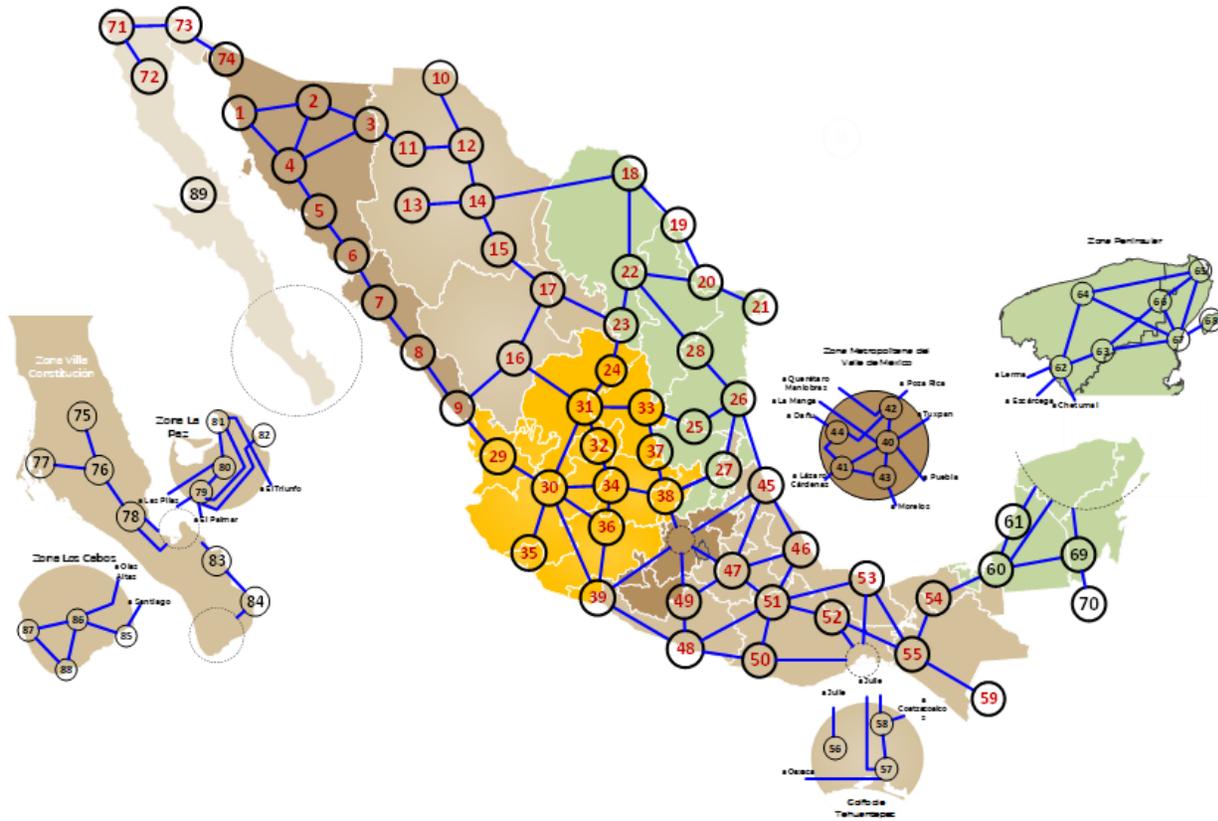


FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

En la figura 5.5 se presentan los elementos de los enlaces entre regiones en 2021 con los que se desarrollan los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas

tendientes a satisfacer las necesidades del país y el CENACE realiza las evaluaciones económicas de los proyectos propuestos de ampliación o modernización, para más información ver Anexo 5.1.

FIGURA 5.5 ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

5.4 CAPACIDAD INSTALADA A LA RED DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

A continuación, se presentan la capacidad instalada a la RNT y las RGD de las Centrales Eléctricas pertenecientes a la CFE, Productores Independientes de Energía Eléctrica (PIE), Autoabastecimiento (AU), COG, Pequeña Producción (PP), Importación (IMP), Exportación (EXP) y Usos Propios Continuos (UPC) al 31 de diciembre 2021, cuya infraestructura fue construida al amparo de la anterior Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. 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 2020 la capacidad entregada a la red de la CFE, los PIE y del resto de los permisionarios fue de 83,121 MW, mientras que al cierre de diciembre de 2021 se incrementó hasta 86,153 MW, lo cual refleja un incremento de 3.65% con respecto al 2020. Este incremento se debe principalmente, a adiciones como CCC (1,693 MW), Centrales Eléctricas Eólicas (EO) (473 MW) y Centrales Eléctricas Fotovoltaicas (FV) (805 MW). Mientras que para las Centrales Eléctricas en pruebas se tiene 4,025 MW destacando las CCC (1,978 MW) y Centrales Eléctricas FV (1,181 MW).

En el cuadro 5.4 se presenta la capacidad instalada en el SEN por tecnología para el 2019, 2020 y 2021. En la figura 5.6 se presentan las adiciones de capacidad instalada al cierre de diciembre de 2021, de las Centrales Eléctricas en operación

CUADRO 5.4 CAPACIDAD INSTALADA DE LA CFE Y DEL RESTO DE LOS PERMISIONARIOS (MW)

TECNOLOGÍA	2019	2020 ^{1/}	2021 ^{6/}
Hidroeléctrica	12,612	12,612	12,614
Geotermoeléctrica	899	951	976
Eoloeléctrica	6,050	6,504	6,977
Fotovoltaica	3,646	5,149	5,955
Bioenergía ^{2/}	375	378	378
SUMA LIMPIA RENOVABLE	23,582	25,594	26,899
Nucleoeléctrica	1,608	1,608	1,608
Cogeneración Eficiente ^{5/}	1,710	2,305	2,305
SUMA LIMPIA NO RENOVABLE	3,318	3,913	3,913
TOTAL DE CAPACIDAD DE ENERGÍA LIMPIA	26,900	29,506	30,812
PORCIENTO	34.29	35.50	35.76
Ciclo combinado	30,402	31,948	33,640
Térmica convencional ^{3/}	11,831	11,809	11,793
Turbogás ^{4/}	2,960	3,545	3,744
Combustión interna	891	850	701
Carboeléctrica	5,463	5,463	5,463
TOTAL	78,447	83,121	86,153

^{1/} Capacidad instalada de la CFE y del resto de los permisionarios, al 31 de diciembre de 2020.

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

^{3/} Incluye Lecho Fluidizado

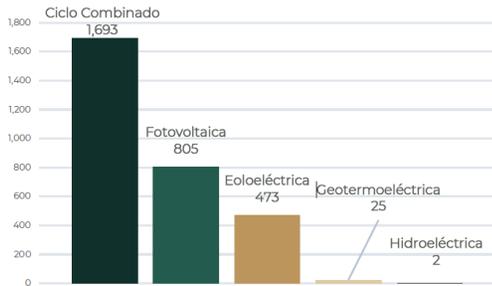
^{4/} Incluye plantas móviles

^{5/} Con base a la información del 21-mar-2021, se modificaron las Centrales Eléctricas de cogeneración que tienen Certificado de Energía Limpia a Cogeneración Eficiente.

^{6/} Capacidad instalada de la CFE y del resto de los permisionarios, al 31 de diciembre de 2021.

FUENTE: SENER con información de la CFE y CENACE

FIGURA 5.6 ADICIONES DE CAPACIDAD INSTALADA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 (MW)



FUENTE: SENER con información de CENACE

En el cuadro 5.5 se presenta la capacidad de las Centrales Eléctricas en pruebas en el SEN por tipo de tecnología y Gerencia de Control Regional (GCR) al 31 de diciembre de 2021.

En el año 2020, la capacidad instalada de las Centrales Eléctricas de Energía Limpia Renovable tales como, HI, GEO, EO, FV y de BIO, fue de 25,594 MW, y al cierre de diciembre de 2021 se tiene 26,899 MW; un incremento del 5.1% con respecto al 2020. Siendo las Centrales Eléctricas EO y FV las principales fuentes de tal incremento.

CUADRO 5.5 CAPACIDAD DE LAS CENTRALES EN PRUEBAS DE LA CFE Y DEL RESTO DE LOS PERMISIONARIOS (MW) AL 31 DE DICIEMBRE 2021

TECNOLOGÍA	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	Baja california	Baja california sur	Mulegé	TOTAL
Hidroeléctrica											0
Geotermoeléctrica											0
Eoloeléctrica						714					714
Fotovoltaica		200	862	120							1,181
Bioenergía ^{1/}	30										30
SUMA LIMPIA RENOVABLE	30	200	862	120	0	714	0	0	0	0	1,925
Nucleoeléctrica											0
Cogeneración Eficiente ^{3/}			6								6
SUMA LIMPIA NO RENOVABLE	0	0	6	0	0	0	0	0	0	0	6
TOTAL DE CAPACIDAD DE ENERGÍA LIMPIA	30	200	867	120	0	714	0	0	0	0	1,931
PORCIENTO	4.50	98.66	94.74	13.16	0.00	56.79	0	0	0	0	47.97
Ciclo combinado	631		42	791		514					1,978
Térmica convencional ^{2/}											0
Turbogás							19		56		75
Combustión interna	3	3	6		1	29					42
Carboeléctrica											0
TOTAL	664	203	915	911	1	1,257	19	0	56	0	4,025

^{1/} 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

^{2/} incluye Lecho Fluidizado

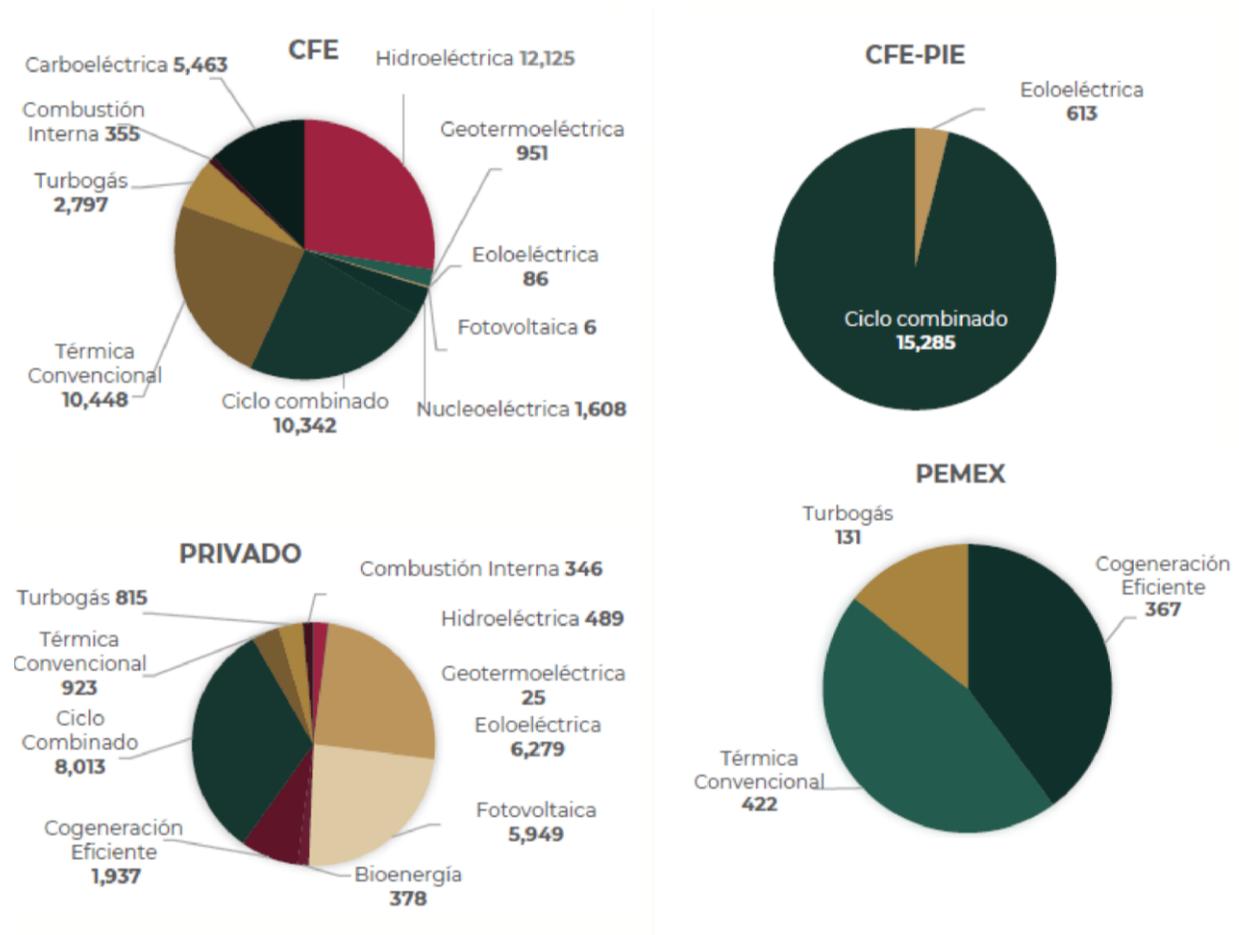
^{3/} Con base a la información del 21-mar-2021, se modificaron las centrales eléctricas de cogeneración que tienen Certificado de Energía Limpia a Cogeneración Eficiente.

FUENTE: SENER con información de la CFE y CENACE

En la figura 5.7 se presenta la capacidad instalada por modalidad al 31 de diciembre de 2021. Para más detalle, ver Anexo 5.2 y derivados.

Al cierre de diciembre de 2021, la CFE tiene 44,181 MW y 15,898 MW para los PIE; mientras que el sector privado tiene una capacidad instalada de 25,153 MW y Petróleos Mexicanos (PEMEX), 921 MW.

FIGURA 5.7 CAPACIDAD INSTALADA DE LA CFE Y DEL RESTO DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 (MW)



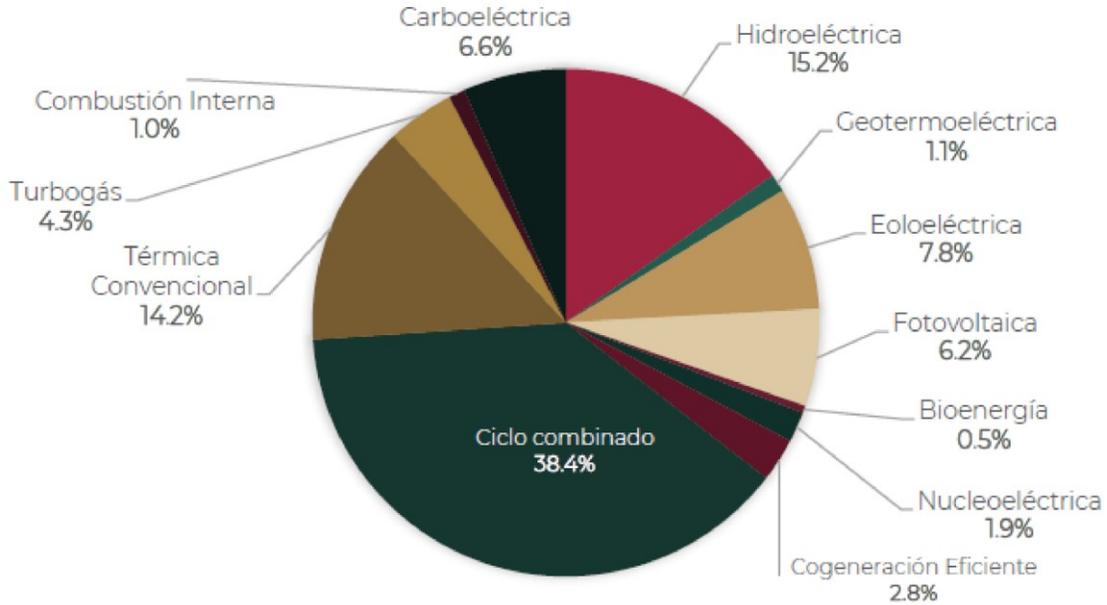
FUENTE: SENER con información de CENACE



Las figuras 5.8 y 5.9, muestran el porcentaje de la capacidad instalada por tipo de tecnología al 31 de

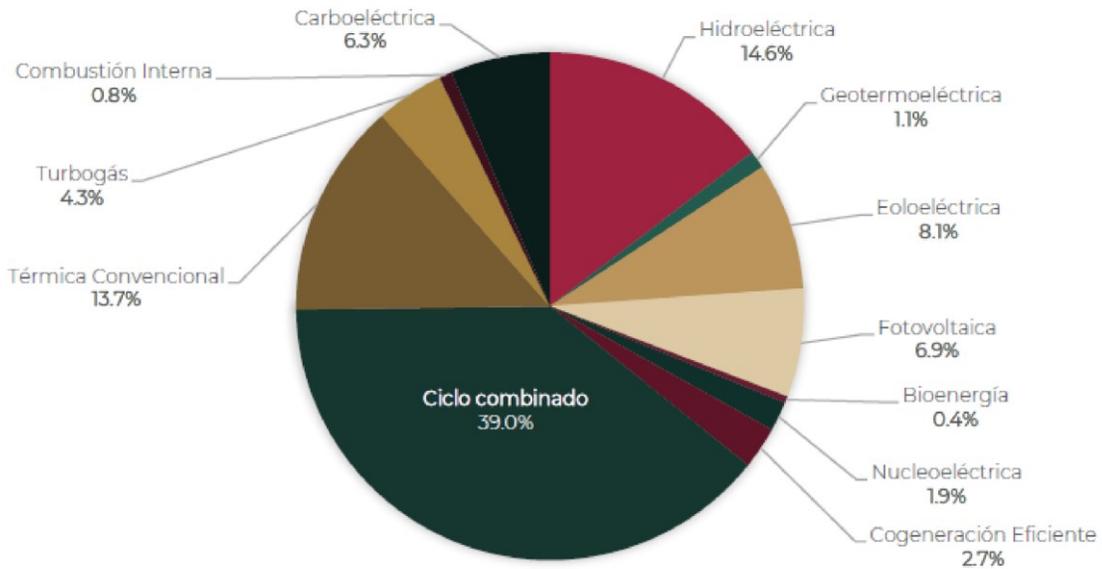
diciembre de 2020 y al 31 de diciembre de 2021, respectivamente.

FIGURA 5.8 PORCENTAJE DE LA CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020



FUENTE: SENER con información de CENACE

FIGURA 5.9 PORCENTAJE DE LA CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



FUENTE: SENER con información de CENACE

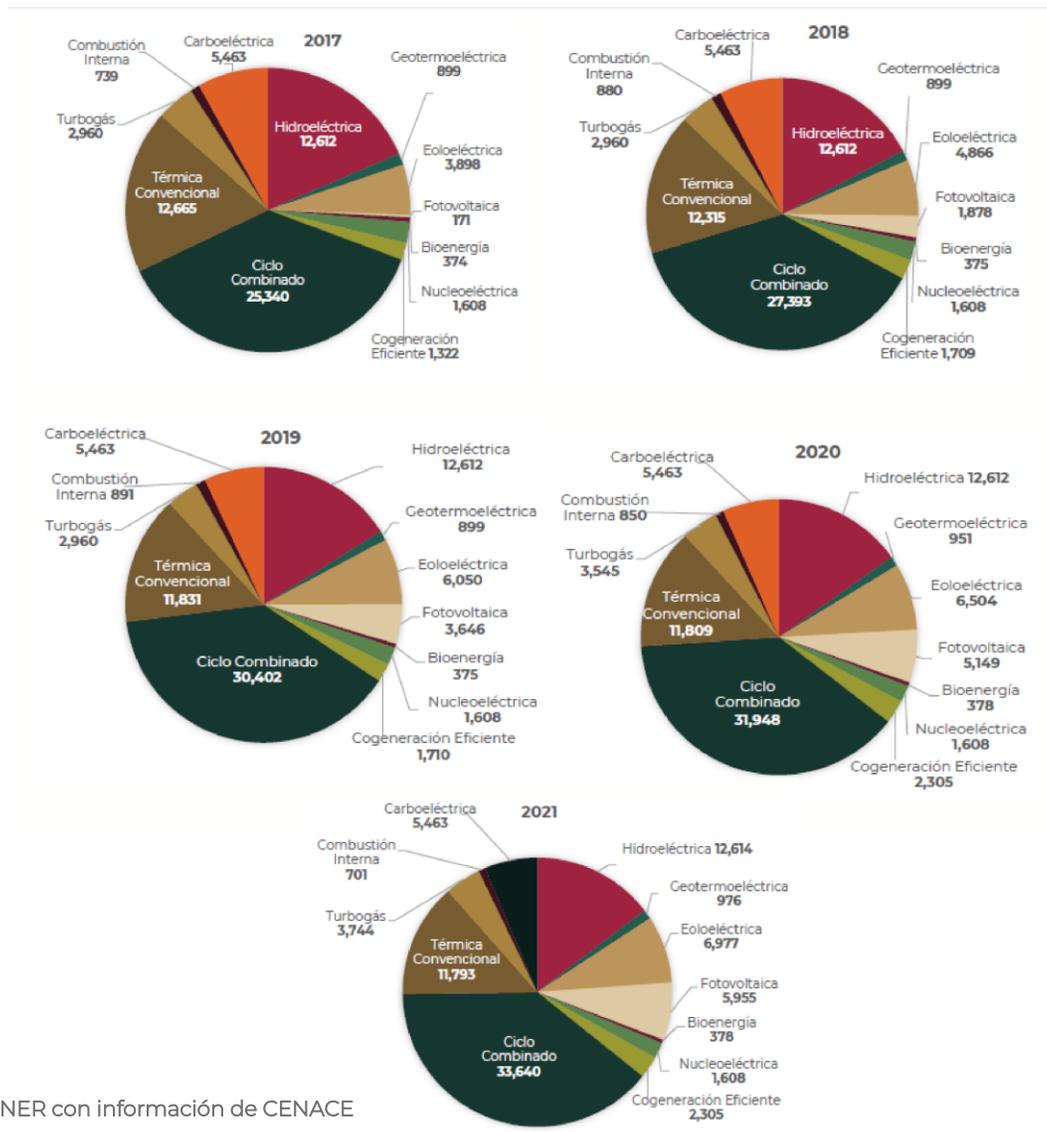
5.5 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA A LA RED DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DE 2017 A 2021

En la figura 5.10 se presenta la evolución de la capacidad instalada a la Red Eléctrica por tipo de tecnología para el periodo 2017–2021 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 Fotovoltaica (GD-FV), el Fideicomiso de Riesgo Compartido y capacidad del autoabasto local.

Se incluye la capacidad de las UME. Ir al Anexo 5.3 y derivados para más información sobre la evolución por tipo de tecnología 2017-2021.

FIGURA 5.10 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA (MW) DE LA CFE Y DEL RESTO DE LOS PERMISIONARIOS 2017 – 2021

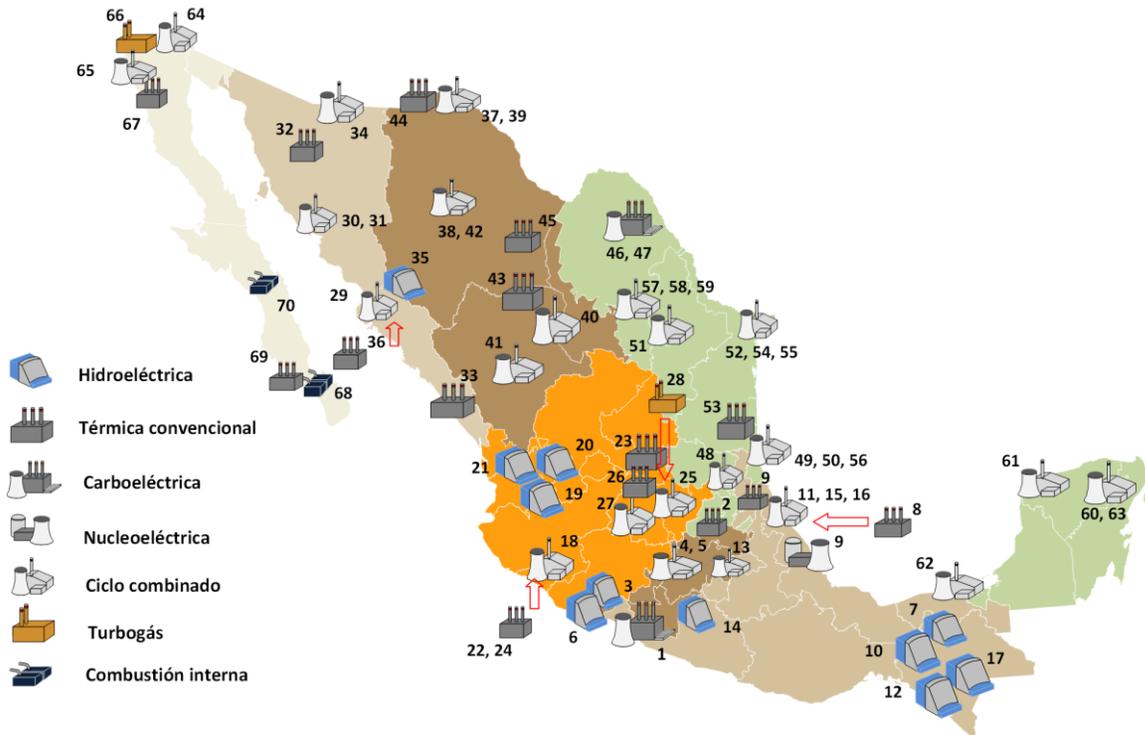


FUENTE: SENER con información de CENACE

5.6 PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

La figura 5.11 muestra la ubicación de las Centrales Eléctricas de la CFE y los PIE que destacan por su tecnología o importancia regional. Ir al Anexo 5.4 para más información.

FIGURA 5.11 PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS DE LA CFE Y PIE, AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021

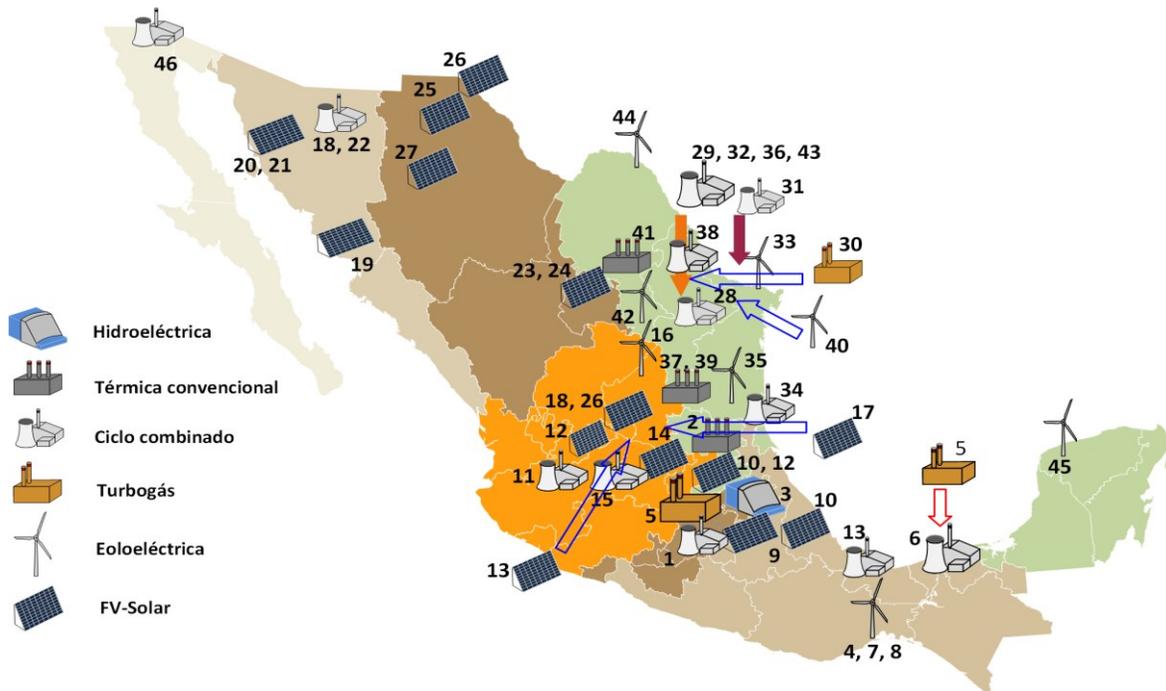


FUENTE: SENER con información de CENACE

En la figura 5.12 muestra la ubicación de las Centrales Eléctricas del sector privado, que destacan por tipo

de tecnología o importancia regional. Ir al Anexo 5.5 para más información.

FIGURA 5.12 PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS PRIVADAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CRE y CENACE

5.7 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 74,570 GWh es Energía Limpia (23.46%), proveniente de generación: EO, FV, BIO, COG_{EF} (se considera el 100% como Energía Limpia), GEO, HI y nuclear (NUC), ver figura 5.13.

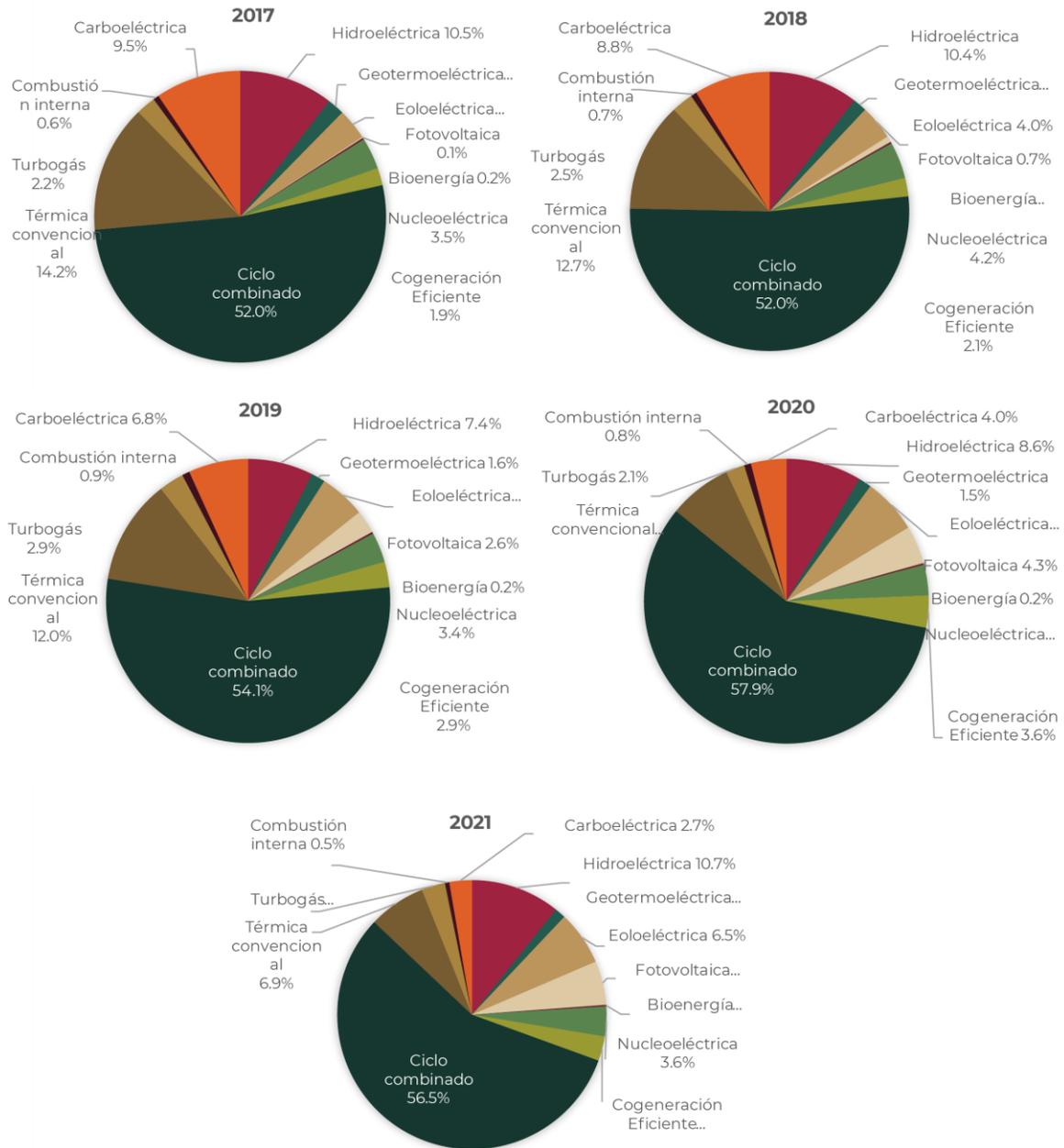
Mientras que la producción de energía eléctrica neta al 31 de diciembre de 2020 fue 312,348 GWh, con 87,478 GWh¹³ de Energía Limpia (28.01%) se considera el 100% de la cogeneración como COG_{EF} como se venía considerando en los anteriores PRODESEN de 2015-2029 a 2019-2033.

Al 31 de diciembre de 2021, se tiene una producción neta de energía eléctrica de 323,526 GWh con 98,837 GWh de Energía Limpia (30.55%), considerando el 100% de la COG como COG_{EF}. En la figura 5.13 se presenta la evolución de la generación neta (%) por tipo de tecnología para el periodo 2017–2021; ver Anexo 5.6 del documento.

¹³Por las actualizaciones por parte de la CRE posterior a la publicación del PRODESEN 2021-2035, sobre las fechas de inicio y finalización del factor de acreditación de Energía

Limpia para COG_{EF}, se corrige la cantidad de producción de Energía Limpia respecto lo publicado en el ejercicio anterior.

FIGURA 5.13. EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA (%) 2017-2021 POR TIPO DE TECNOLOGÍA, CONSIDERANDO EL 100% DE ENERGÍA LIMPIA DE CENTRALES DE COGEOF

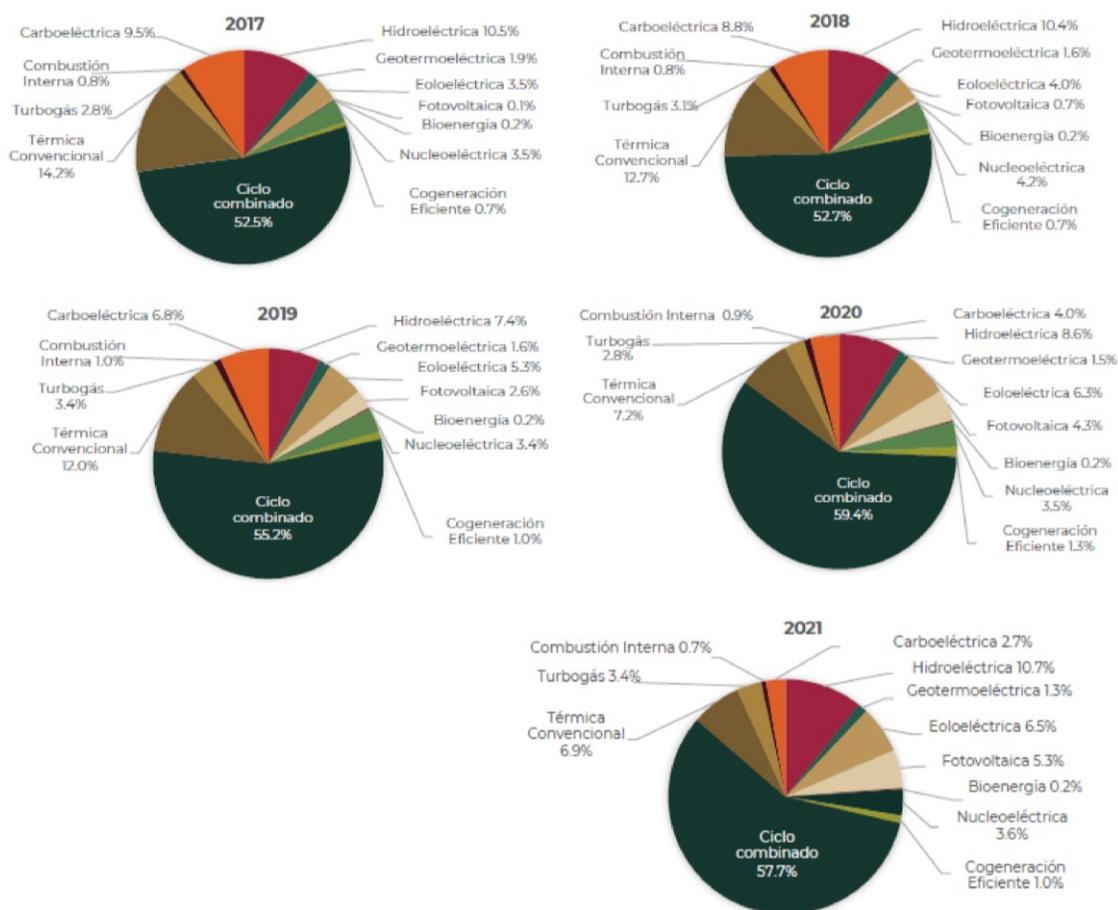


FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE y CRE

En la figura 5.14 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 COGEF¹⁴; teniendo una producción de Energía Limpia de 68,592 GWh para el 2019 (21.58%), 80,275 GWh¹⁵ para el 2020 (25.70%) y 92,641 GWh

para el 2021 (28.63%) en el SEN, no se considera la GD-FV y autoabasto local; esto se debe a que el autoabasto local no utiliza la RNT o las RGD y por lo tanto su energía eléctrica no se inyecta a la Red Eléctrica. Por otro lado, la GD-FV no está considerada en el PIIRCE. Para más información ir al Anexo 5.7 del documento.

FIGURA 5.14 EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA (%) 2017-2021 POR TIPO DE TECNOLOGÍA APLICANDO SU FACTOR DE ACREDITACIÓN DE ENERGÍA LIMPIA A LAS CENTRALES ELECTRICAS DE COGEF



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CRE y CENACE

La política de Transición Energética de México avanza con acciones en materia de generación de energías limpias y, en particular, de las renovables, que permitirán abastecer el suministro de electricidad de todos los sectores productivos y de la sociedad mexicana, bajo los principios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad, garantizando el aprovechamiento y diversificación de los recursos energéticos del país, ver cuadro 5.6.

¹⁴ CRE

¹⁵ Ibidem 13

CUADRO 5.6 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA GENERACIÓN TOTAL DE ENERGÍA EÉCTRICA 2018-2021 (GWh)

TECNOLOGÍA/FUENTE DE ENERGÍA		2018	2019	2020	2021
Hidroeléctrica	Hidroeléctrica de Embalse Mayor	26,442.52	18,299.80	21,235.47	29,668.12
	Hidroeléctrica Menor	5,791.58	5,302.64	5,581.54	5,049.04
Hidroeléctrica total		32,234.09	23,602.43	26,817.01	34,717.16
Geotermoeeléctrica		5,064.66	5,060.66	4,574.61	4,242.90
Eoloeléctrica		12,435.25	16,726.91	19,702.89	21,074.87
Fotovoltaica total		3,211.71	9,964.32	15,835.62	20,194.91
Fotovoltaica ^{2/}		2,176.31	8,393.66	13,527.68	17,068.97
Fotovoltaica Generación Distribuida ^{1/}		1,018.15	1,564.84	2,303.56	3,110.32
Fotovoltaica-Abasto aislado		1.41	4.37	4.37	15.62
Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO) ^{3/}		15.84	1.45	0.00	0.00
Bioenergía	Bagazo de Caña	1,578.79	1,476.32	1,583.21	1,374.10
	Biogas	213.32	241.18	526.68	176.11
	Relleno Sanitario ^{4/}	125.58	110.90	67.40	16.23
	Licor Negro	71.44	38.05	26.41	24.83
	Biomasa	0.04	0.04	2.81	4.32
Bioenergía Total		1,989.17	1,866.49	2,206.51	1,595.58
RENOVABLES TOTAL		54,934.88	57,220.82	69,136.63	81,825.43
Nucleoeléctrica		13,200.33	10,880.73	10,864.27	11,605.53
Frenos Regenerativos		3.60	3.60	3.60	3.60
Cogeneración Eficiente	Ciclo Combinado	987.73	1,887.20	2,660.51	2,042.91
	Abasto aislado - C.C. y C.I.	114.96	119.40	107.08	66.09
	Combustión Interna	77.88	78.74	88.93	75.52
	Turbogás	1,244.05	1,292.90	1,438.74	1,230.99
	Termoeléctrica convencional			0.00	0.00
Cogeneración Eficiente Total		2,424.62	3,378.24	4,295.27	3,415.51
LIMPIAS NO RENOVABLES TOTAL		15,628.55	14,262.57	15,163.14	15,024.64
LIMPIAS TOTAL		70,563.43	71,483.39	84,299.77	96,850.07
Porcentaje		22.5%	22.2%	26.6%	29.5%
Ciclo combinado ^{5/}		163,876.69	175,506.25	185,637.84	186,715.14
Térmica convencional ^{6/}		39,344.70	38,019.60	22,405.49	22,196.16
Abasto aislado - Térmica convencional		44.99	38.14	40.21	45.23
Turbogás ^{7/}		9,507.58	10,903.82	8,663.92	11,149.51
Abasto aislado - Turbogás		155.35	148.74	160.21	250.42
Combustión interna		2,588.67	3,187.43	2,841.40	2,120.55
Abasto aislado - Combustión interna		195.89	313.79	363.44	379.29
Carboeléctrica		27,346.98	21,611.02	12,525.05	8,704.11
Cogeneración ^{8/}					
Abasto aislado - Cogeneración ^{9/}		353.96	372.24	331.18	187.49
CONVENCIONALES FÓSILES TOTAL		243,414.81	250,101.03	232,968.74	231,747.91
Porcentaje		77.5%	77.8%	73.4%	70.5%
TOTAL		313,978.24	321,584.42	317,268.51	328,597.98

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

^{1/} Generación distribuida estimada con base a la herramienta Renewables.ninja.

^{2/} Incluye Agua Prieta II y Cerro Prieto el monto correspondiente a Fotovoltaico.

^{3/} Incluye Sistemas Fotovoltaicos Interconectados financiados por el Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO).

^{4/} Dato del 2021 al cierre del segundo trimestre del 2021.

^{5/} Incluye Agua Prieta II, lo correspondiente a Ciclo Combinado.

^{6/} Incluye Lecho Fluidizado.

^{7/} Incluye unidades móviles.

^{8/} En esta ocasión no se realiza la sumatoria pues se consideró como un proceso y no como una tecnología.

^{9/} Incluye tecnologías tales como combustión interna, Térmica convencional y Turbogás.



6. *Demanda y Consumo 2022-2036*



Maniobras, Villa de Reyes, San Luis Potosí. **Medidor doméstico**, Ciudad de México. **Líneas de Transmisión**, Alto Lucero, Veracruz.
Comisión Federal de Electricidad.

En la planeación de la industria eléctrica, las estimaciones de demanda máxima integrada y consumo de energía eléctrica para el mediano y largo plazos constituyen un dato fundamental para dimensionar y diseñar de manera óptima el desarrollo y la expansión de capacidad de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, así como la proveeduría de insumos primarios, a fin de satisfacer con eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad, las necesidades en materia de energía eléctrica.

Es importante mencionar que la energía eléctrica es un bien esencial e integral para el desarrollo de las actividades productivas y de conversión económica en el país, así como también para la transformación social, debido a que incide de forma directa en los servicios básicos para toda la población.

Este capítulo presenta la situación actual de la industria eléctrica, así como las proyecciones nacionales correspondientes a tres posibles escenarios de crecimiento 2022—2036 para el consumo neto de energía eléctrica —Suministro Básico, Suministro Calificado, Autoabastecimiento Remoto y Pérdidas Eléctricas por efecto joule, usos propios de Distribución y Transmisión— y de la demanda neta máxima integrada de potencia asociada. Se describen las expectativas más probables de las componentes mencionadas, a partir de las cuales se determina el volumen de electricidad que será requerido y por tanto suministrado en todo el SEN en sus diferentes regiones.

Como ya se ha mencionado, el sector energético es uno de los principales impulsores de la economía y

del desarrollo nacional, en tiempos de crisis (económicas, sanitarias, geopolíticas) como en la Contingencia Sanitaria iniciada a finales de 2019, con mayor auge en 2020 y con muestras de recuperación en 2021, ha permitido reconocer que el suministro confiable de electricidad continúa siendo fundamental. Los impactos del COVID-19 en la industria eléctrica han ocasionado una reducción de la demanda de energía eléctrica, estrés financiero e interrupciones en las cadenas de suministro.

De esta manera, la caída de la demanda de energía eléctrica hace necesaria una planeación en donde se deban considerar los efectos derivados de la Contingencia Sanitaria para garantizar el suministro de energía eléctrica cumpliendo los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad seguridad y sustentabilidad en la operación y control del SEN.

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 como son el Producto Interno Bruto (PIB), el ahorro, la inversión, una balanza comercial favorable. La relación del PIB con la población determina el PIB per cápita de un país. Toda sociedad tiene como meta lograr un incremento notable de los ingresos con un desarrollo equilibrado y sostenible, y el mejoramiento de las condiciones de vida de la población. 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, lluvias—, tienden a elevar la demanda de un Sistema Eléctrico de Potencia y con ella el consumo de energía eléctrica. En algunas situaciones, los factores climáticos—huracanes, fenómeno de El Niño, La Niña, sensación térmica, entre otros—, ocasionan variaciones significativas en la demanda y consumo de energía eléctrica.

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

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

Pérdidas de energía eléctrica: En un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), las pérdidas técnicas ocurren por el efecto Joule (I^2R), con el calentamiento de los conductores eléctricos, equipos de transformación y de medición; se acentúa más cuando la infraestructura eléctrica no está modernizada. También, están presentes las pérdidas no técnicas, asociadas en mayor medida a usos ilícitos, y en menor medida a fallas en la medición y errores de facturación, las cuales

impactan en decremento o aumento del consumo de la energía eléctrica.

Eficiencia energética: Un atenuador, en el crecimiento del consumo de la energía eléctrica, son las medidas de mejora de eficiencia energética —uso eficiente de la energía eléctrica 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 eléctrica en pequeña escala (menor a 500 kW) —instalados en una casa habitación, comercio, edificio, pequeña o mediana industria y sector agropecuario—, pueden impactar el consumo de la energía eléctrica y el perfil de la demanda de un sistema eléctrico local.

Electromovilidad: La movilidad eléctrica a través de vehículos particulares y transporte público—mercancías, personas, local y foráneo—, presenta una alternativa tangible para mejorar la movilidad y la reducción de emisiones al medio ambiente. En un Sistema Eléctrico aumenta el consumo y demanda de la energía eléctrica por la carga del sistema de almacenamiento de energía de los vehículos 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.



6.1 INDUSTRIA ELÉCTRICA 2021

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA)¹⁶ el consumo mundial de energía eléctrica per cápita en 2019 fue de 3,265 kWh por habitante, presentando un crecimiento del 0.2% en relación con 2018. En el mismo año, México se ubicó en el lugar 73 —25.7% por debajo del promedio mundial—; con un consumo anual de 2,425 kWh por habitante.

En 2019, el consumo anual mundial de energía eléctrica alcanzó los 25.0 millones de GWh. Por su parte, México consumió 305,000 GWh ocupando la posición 14. La intensidad energética mundial para la Industria Eléctrica fue de 1,070 J/2015USD en 2019. Para México fue de 875 kJ/2015USD, lo que indica que la Industria Eléctrica Mexicana requiere menos energía eléctrica para generar una unidad de riqueza en comparación con la media internacional.

De acuerdo con proyecciones de la Administración de Información Energética de los Estados Unidos (EIA)¹⁷ de su caso base, para el periodo 2022 — 2036, la media internacional de consumo per cápita de energía eléctrica tendrá una Tasa Media de Crecimiento Anual (tmca) de 0.9%, la generación neta tendrá una tmca de 1.6% y se espera que, para el 2036, la generación de energía eléctrica con fuentes renovables represente el 47.1% de la matriz energética, aumentando en promedio 4.7% por año. Apoyado por las mejoras tecnológicas y los incentivos gubernamentales de diferentes países que promueven su mayor uso. En 2036, se prevé que la producción de energía eléctrica con base en líquidos¹⁸ prácticamente desaparezca (0.4%). La generación nuclear representará el 9.1%, mientras que, el carbón y el gas natural aportarán el 22.6% y el

20.8% de la generación neta, respectivamente. La intensidad energética mundial tendrá un decremento promedio de 1.8% en el horizonte.

6.2 CONSUMO NETO 2021

El consumo neto se refiere a la integración de la energía de ventas del Suministro Básico, Suministro Calificado y de Último Recurso, Autoabastecimiento Remoto, la importación, las pérdidas de energía eléctrica, los usos propios del Distribuidor y Transportista.

En 2021, el consumo neto nacional del SEN ascendió a 322,541 GWh, lo que significa un incremento de 3.5% respecto al consumo de 2020. Este incremento es reflejo de la recuperación en ascenso de la económica del país, luego de los estragos ocasionados por la contingencia sanitaria, la cual provocó la suspensión de algunas actividades productivas en todo el país.

La GCR Peninsular (PEN), el SIBC y la GCR Noreste (NES), fueron las que mostraron una mayor recuperación al presentar tasas de 8.9%, 8.4% y 6.3%, respectivamente. La GCR Norte (NTE), Central (CEL) y Noroeste (NOR) presentaron crecimientos moderados del orden de 1.3%, 1.1% y 0.5%, cada una.

En el Cuadro 6.1 se presenta la distribución de consumo neto por Sistema y por GCR, en donde se observa que la GCR Occidental (OCC) tiene la mayor participación con 69,888 GWh lo que equivale a 21.7% del total nacional, seguido del CEL con 17.6%, y los que menor participación presentaron fueron el SIBCS y el SIM que en conjunto representan el 0.9%.

¹⁶ Key World Energy Statistics, IEA 2021

¹⁷ International Energy Outlook 2021, with projections to 2050, U.S. Energy Information Administration, October 2021

¹⁸ Todo el petróleo, incluidos el petróleo crudo y los productos de la refinación del petróleo, los líquidos de gas natural, los biocombustibles y los líquidos derivados de otras fuentes de

hidrocarburos (incluidos el carbón a líquidos y el gas a líquidos). No se incluyen el gas natural licuado (GNL) ni el hidrógeno líquido.



CUADRO 6.1 CONSUMO NETO DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2019-2021

CONSUMO NETO						
	2019		2020		2021	
	GWh	% Inc.	GWh	% Inc.	GWh	% Inc.
SISTEMA						
Eléctrico Nacional (SEN)	318,757	2.2	311,605	-2.2	322,541	3.5
Interconectado Nacional (SIN)	301,779	2.3	294,165	-2.5	304,024	3.4
Baja California (SIBC)	14,130	-0.9	14,683	3.9	15,541	5.8
Baja California Sur (SIBCS)	2,711	2.4	2,608	-3.8	2,826	8.4
Mulegé (SIM)	138	-0.2	148	6.8	150	1.9
GERENCIA DE CONTROL REGIONAL						
Central (CEN)	59,173	-0.7	56,243	-5.0	56,868	1.1
Oriental (ORI)	50,839	3.1	49,847	-2.0	52,070	4.5
Occidental (OCC)	68,941	2.6	67,867	-1.6	69,888	3.0
Noroeste (NOR)	24,321	1.5	25,421	4.5	25,548	0.5
Norte (NTE)	28,416	6.6	28,572	0.5	28,947	1.3
Noreste (NES)	56,258	1.9	53,769	-4.4	57,154	6.3
Peninsular (PEN)	13,830	7.3	12,446	-10.0	13,548	8.9

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

Durante el año en los meses de mayo a octubre se presentó el 54.2% del consumo neto, mientras que en los meses restantes el 45.8% como se muestra en la Figura 6.1.

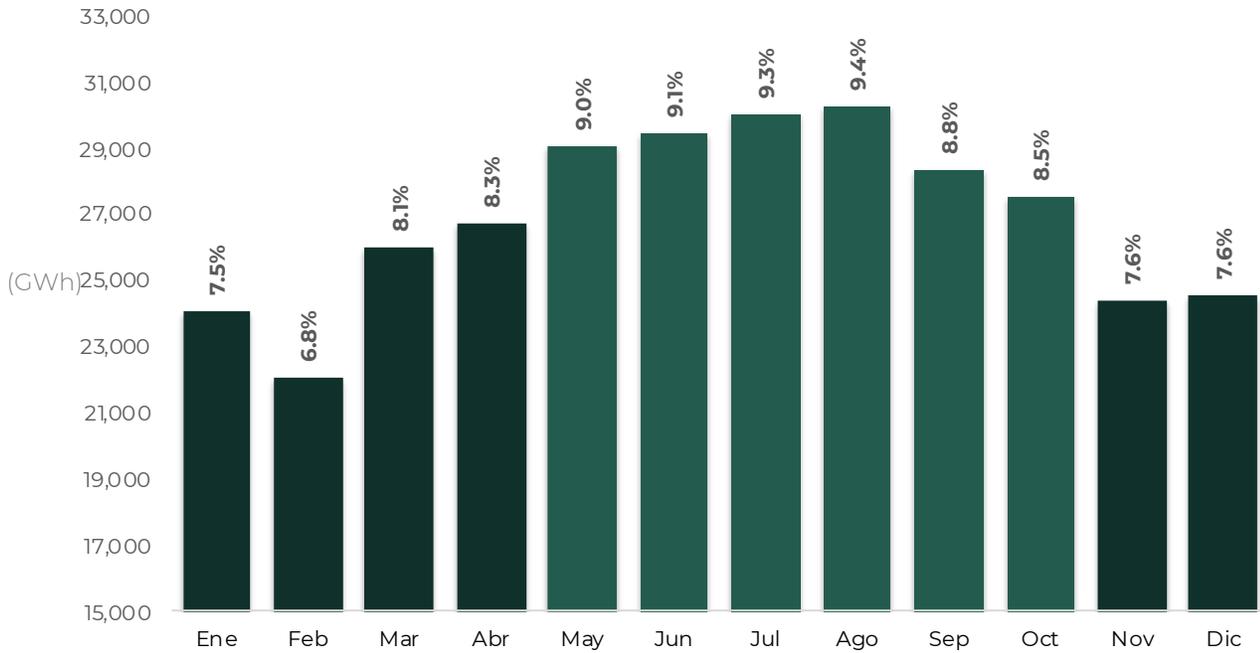
Dicho comportamiento es parecido al PIB del Sector Eléctrico, (generación, transmisión y distribución de

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.

En los últimos 10 años (2012 — 2021) el consumo neto del SEN tuvo una tmca de 2.2%.

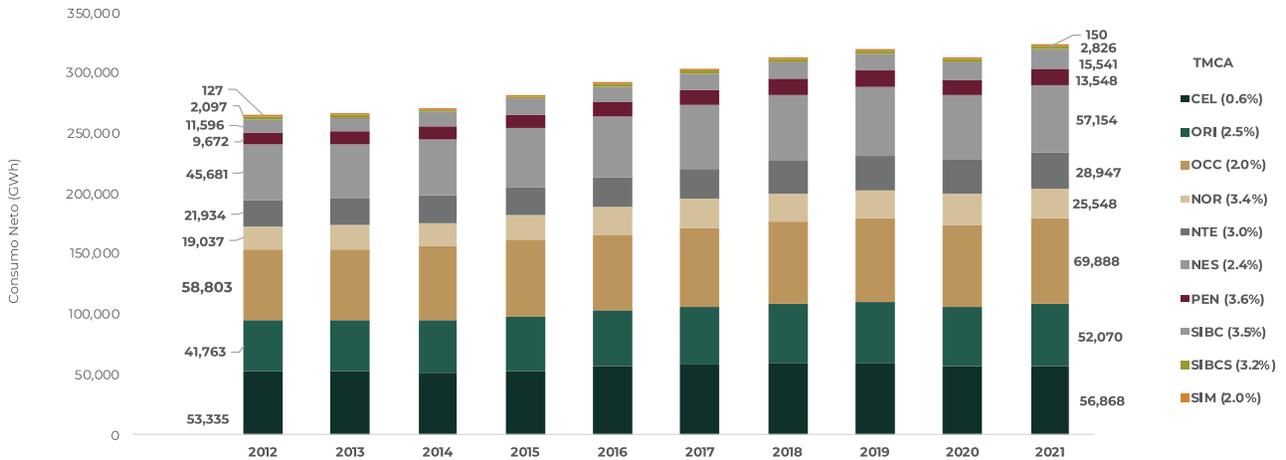


FIGURA 6.1 CONSUMO NETO MENSUAL DEL SEN 2021



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

FIGURA 6.2 CONSUMO NETO POR GCR 2012-2021



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE



De acuerdo con la Figura 6.2 las regiones que presentaron mayor crecimiento durante 2012 —2021 fueron las GCR PEN, SIBC y GCR NOR con tmca de 3.6%, 3.5% y 3.4%, respectivamente; la región que tuvo menor crecimiento fue la GCR CEL con 0.6% aunque se le transfirió la zona Lázaro Cárdenas de Michoacán, sin embargo, en esta región se registró el 17.6% del consumo neto nacional en 2021.

El SIN pasó de 250,226 GWh en 2012 a un consumo neto de 304,024 GWh en 2021, lo que significa un crecimiento (tmca) de 2.1%. La energía eléctrica del último año equivale a 94.3% del consumo bruto del SEN y el 5.7% restante se consumió en los Sistemas Interconectados de la península de Baja California.

6.3 CONSUMO FINAL Y USUARIOS 2021

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

La información se agrupa en seis sectores de consumo (Residencial, Comercial, Servicios,

Bombeo Agrícola, Empresa Mediana y Gran Industria) de los cuales el sector de la Gran Industria (7.5%) y la Empresa Mediana (7.0%) presentaron el mayor crecimiento con respecto al 2020, seguido del sector Comercial (2.4%). El consumo final del SEN se ubicó en 277,258 GWh, lo que representó un alza de 4.1% respecto a 2020. Lo anterior fue posible por la reapertura gradual de actividades económicas que se restringieron por la pandemia.

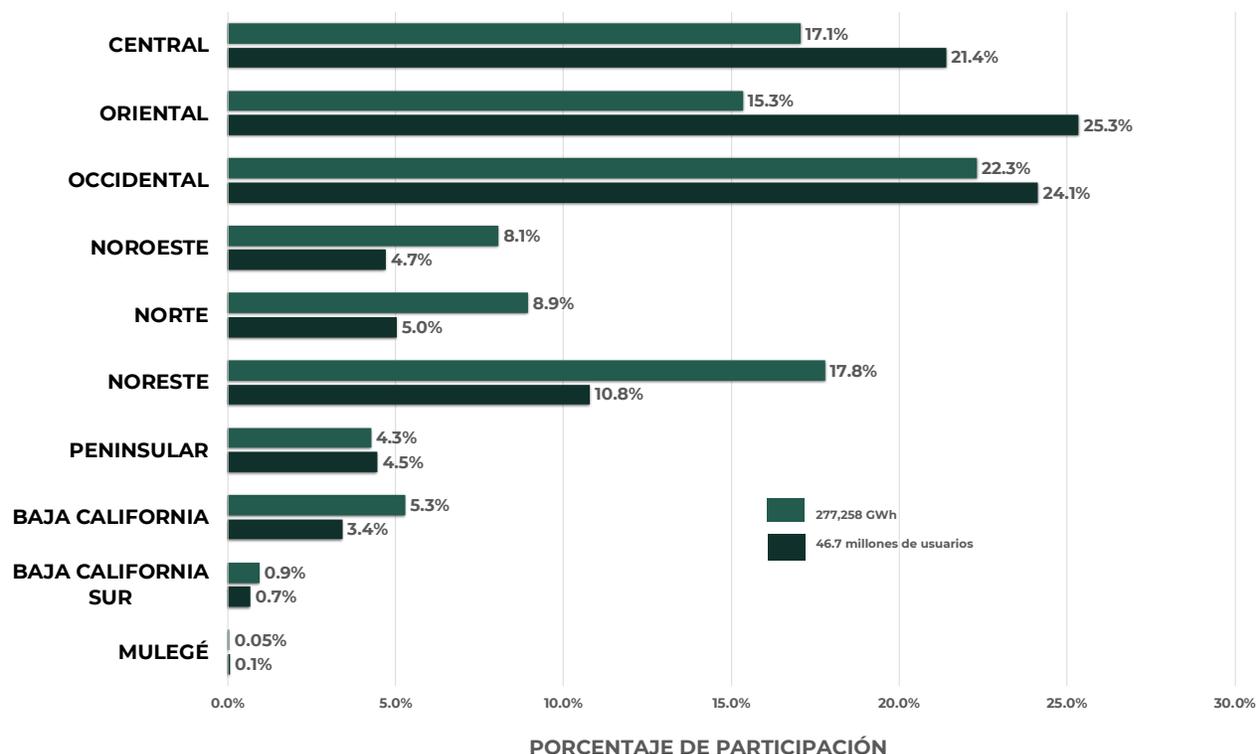
En la Figura 6.3 se observa que la GCR OCC concentra el 22.3% del consumo final, seguido de la GCR NES y CEL con 17.8% y 17.1%, respectivamente.

El número de Usuarios Finales que tuvieron energía eléctrica en 2021 ascendió a 46.7 millones, incrementándose en 2.2%¹⁹ respecto de los 45.6 millones de clientes del año anterior. Los sectores que tuvieron mayor crecimiento de Usuarios Finales, en relación con el mismo periodo, fueron el sector Residencial y Empresa Mediana con incrementos de 2.3% y 2.2%, respectivamente. En la Figura 6.3. también se observa la distribución de Usuarios Finales por GCR, siendo la Oriental (ORI) la que concentra el 25.3% del número de Usuarios Finales del total nacional —su consumo final es del 15.3%—. Por su parte, la GCR Occidental aloja el 24.1% y la GCR CEL el 21.4%.

¹⁹ La tasa de crecimiento puede no coincidir debido al redondeo



FIGURA 6.3 CONSUMO FINAL Y NÚMERO DE USUSARIOS FINALES POR GCR Y SISTEMAS, 2021



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

6.4 EFICIENCIA ENERGÉTICA 2021

La EIA²⁰ define la Intensidad Energética (IE) como una relación entre el consumo de energía y otra métrica, normalmente el Producto Interno Bruto nacional en el caso de la intensidad energética de un país.

La Comisión Económica para América Latina²¹ establece que éste es el indicador más común de eficiencia energética agregada cuya interpretación no es simple ya que en él influyen aspectos como eficiencia en el consumo de energía, condiciones climáticas, grado de industrialización / composición

de la economía, tamaño del país y tamaño de la población. Una mayor intensidad energética implica el empleo de más recursos energéticos para producir una unidad de riqueza económica, mayor contaminación ambiental además de menor competitividad del país y mayor déficit exterior. Por lo tanto, la intensidad energética es una de las medidas macroeconómicas más relevantes para conocer el estado de la economía.

El uso eficiente de la energía tiene como propósito la reducción de la cantidad de energía requerida para el suministro de productos y servicios. Estas mejoras en el uso se logran generalmente por

²⁰ US Energy Information Administration Glossary

²¹ CEPAL. Seminario taller para el monitoreo del

ODS 7, Proyecto del Observatorio Regional de Energías Sostenibles (ROSE). La Paz, Bolivia.



medio de estrategias de cambios tecnológicos o de procesos de producción más eficiente o a través de métodos certificados en la reducción de pérdidas de energía. La eficiencia energética es una de las formas más prácticas para medir la reducción del desperdicio de energía y de los costos de energía (que también es considerado como una estrategia para la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero). La correcta gestión y administración de recursos es una pieza fundamental en los procesos de planeación, por lo tanto, una de las medidas consideradas para lograr estos objetivos es la eficiencia energética.

En el Cuadro 6.2 se muestran indicadores de intensidad energética, consumo medio y consumo per cápita por GCR y Sistema Interconectado. Estos indicadores proporcionan un panorama del uso que se da al consumo de energía eléctrica en relación con las características económicas y demográficas de cada GCR.

En cuanto a la intensidad energética, se observa que únicamente las GCR CEL y PEN poseen indicadores inferiores a los del SEN (en 39.7% y 26.0%, respectivamente). La GCR CEL posee una marcada diferenciación en cuanto a la participación de los sectores económicos en el PIB. En esta GCR el sector servicios, el cual es menos intensivo en el consumo de energía eléctrica en comparación con el sector industrial, concentra el 84.1% del PIB debido al alto número de corporativos ubicados en la CDMX y que marca una fuerte diferencia en la captación de ingresos por esta entidad con respecto a otros estados. En la GCR PEN, la participación económica de los sectores secundario y terciario en el PIB es

similar mientras que, el consumo de energía eléctrica sólo representa el 4.2% del total nacional. Las GCR ubicadas en el norte del país son las que poseen la intensidad energética más alta influenciadas por las condiciones climáticas, sector agrícola de bombeo y su desarrollo industrial. Destaca la GCR NTE con un indicador de eficiencia energética de 30 W/\$. A nivel nacional, la intensidad energética es de 18.7 W/\$.

Otro indicador importante es el consumo medio, el cual analiza la relación entre el consumo de energía eléctrica y el número de Usuarios Finales. Las GCR ubicadas en el centro y sur del país poseen un consumo medio inferior al nacional de 6.9 MWh/usuario debido, principalmente, a que concentran una mayor cantidad de clientes (75.4% del total nacional). Las GCR ubicadas en el norte tienen una intensidad energética superior hasta en 81.2% con respecto al SEN ocasionada por la mayor cantidad de industrias, agricultura de bombeo y comercios, y a la diferencia de temperaturas respecto al centro y sur del país. En promedio, el consumo medio de las GCR y Sistemas Interconectados es de 8.5 MWh/usuario.

El consumo per cápita de energía eléctrica indica la relación entre el consumo y la población de un territorio. En las GCR CEL y ORI, el consumo per cápita es menor en 30.3% y 37.7% con respecto al SEN. Estas dos GCR concentran el 51.2% de la población nacional. La GCR NES posee el consumo per cápita más alto del país (76.5 kWh/hab) ya que concentra el 17.7% del consumo con sólo el 10.0% de la población de México. A nivel nacional, el consumo per cápita es de 2,536.8 kWh/hab.



CUADRO 6.2 INTENSIDAD ENERGÉTICA, CONSUMO MEDIO Y CONSUMO PER CÁPITA POR GCR Y SISTEMA 2021

GCR Y/O SISTEMA	INTENSIDAD ENERGÉTICA (W/\$)	VARIACIÓN CON RESPECTO AL SEN (%)	CONSUMO MEDIO POR USUARIO DEL SEN (MWH/USUARIO)	VARIACIÓN CON RESPECTO AL SEN (%)	CONSUMO PER CÁPITA (KWH/HAB)	VARIACIÓN CON RESPECTO AL SEN (%)
Central	11.3	-39.7	5.6	-18.8	1,769	-30.3
Oriental	18.8	0.8	4.4	-35.9	1,580	-37.7
Occidental	20.6	10.3	6.2	-9.9	2,598	2.4
Noroeste	26.2	40.2	11.6	69.3	4,240	67.1
Norte	30.0	60.2	12.4	81.2	4,404	73.6
Noreste	24.0	28.2	11.2	63.2	4,477	76.5
Peninsular	13.8	-26.0	6.5	-5.4	2,629	3.6
Baja California	25.5	36.4	9.7	41.8	4,087	61.1
Baja California Sur	21.8	16.8	8.7	27.1	3,695	45.6
SEN	18.7		6.9		2,537	

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

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 Limpios²², publicadas por la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía y la Secretaría de Energía son políticas obligatorias en materia de eficiencia energética. Esta última constituye el instrumento rector de la política nacional en el mediano y largo plazos, en materia de obligaciones de energías limpias y aprovechamiento sustentable de la energía para lo cual plantea un escenario de TEM²³.

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 2036.

A su vez, el Escenario de TEM presentaría una tasa de crecimiento de 0.6%, esto a partir del potencial técnico de ahorro de energía existente con medidas viables de eficiencia energética.

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, en el escenario de TEM podría disminuir 2.4% por año en el mismo periodo.

²² DOF, 07/02/200 ACUERDO por el que la Secretaría de Energía aprueba y publica la actualización de la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, en términos de la Ley de Transición Energética.

²³ Escenario de TEM: considera la intervención de medidas y políticas públicas de eficiencia energética adicionales que impulsarán y acelerarán el aprovechamiento óptimo de la energía en los sectores de uso final mediante la penetración de mejores tecnologías con los mejores desempeños energéticos.



6.5 ENERGÍAS RENOVABLES

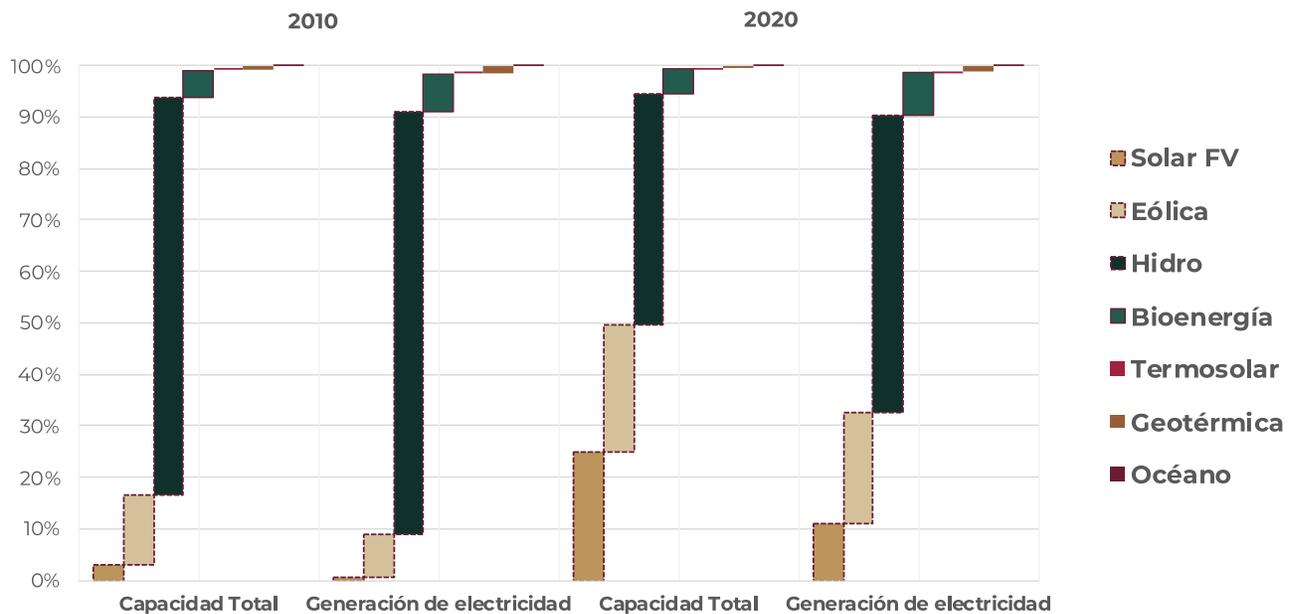
El despliegue a nivel mundial de energías renovables ha aumentado exponencialmente, debido al creciente interés sobre el cambio climático y el cambio de modelo económico de pasar de una economía basada en petróleo y sus derivados a energías renovables.

En varios países del mundo, la energía eléctrica FV, ha sido la opción menos costosa entre las fuentes de energías renovables para agregar nueva capacidad instalada de generación, especialmente por los

incentivos y mecanismos en los mercados eléctricos. La energía eléctrica FV ha representado la mayor tmc entre las energías renovables en todo el mundo con un 38.4% de generación de energía eléctrica entre 2010-2020.

En Figura 6.4 la tecnología con el porcentaje de participación más alto de capacidad instalada del 2010 y 2020 fue la hidroeléctrica con 77.3% y 44.7%. La capacidad instalada de la energía eólica ganó participación al pasar de 13.6% en 2010 a 24.8% en 2020, asimismo lo hizo la FV que en 2010 tenía una participación de 3.0% y alcanzó en 2020 24.8%.

FIGURA 6.4 DISTRIBUCIÓN DE CAPACIDAD Y GENERACIÓN MUNDIAL DE ELECTRICIDAD POR TECNOLOGÍAS RENOVABLES 2010 Y 2020 POR GCR Y SISTEMA 2021



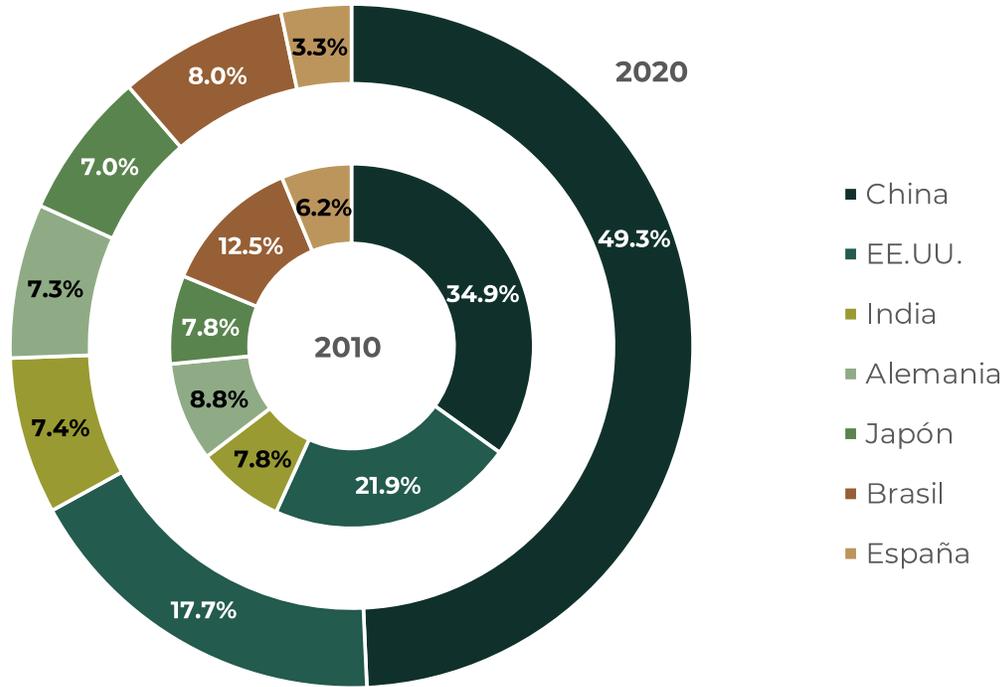
FUENTE: Elaborado por SENER con información de IEA

Según la IEA, siete de los diez países principales que dominan la expansión de las energías renovables son: China, EE. UU., India, Alemania, Japón, Brasil y España. Países seleccionados que se describirán en esta sección.

Se observa en la Figura 6.5 los dos países que tuvieron la participación más alta en 2010 fueron China y EE. UU. con 34.9% y 21.9% respectivamente, así también siguieron predominando hasta el 2020 como los dos países con mayor proporción de energías renovables, China con el 49.3% y EE. UU. con el 17.7%.



FIGURA 6.5 PARTICIPACIÓN DE PAÍSES PRINCIPALES EN CAPACIDAD RENOVABLE 2010 Y 2020



FUENTE: Elaborado por SENER con información de IEA

Los cambios significativos que están experimentando los SEP en diferentes países en el mundo con las energías renovables debido al objetivo de descarbonizar, contribuir en la reducción de GEI y despliegue de GD-FV (disponibilidad energía renovable de bajo costo comparado con las tarifas eléctricas por los suministradores a nivel mundial) ha evolucionado en la implementación de tecnologías de energía renovable.

6.6 MOVILIDAD ELÉCTRICA 2021

México ha desarrollado capacidades en manufactura y logística en la industria automotriz que puede ser factor relevante para alcanzar los

objetivos de la TEM y a la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica (ENME), en donde se establecen las bases y pautas para promover el uso de tecnologías y combustibles más 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, así como esquemas de incentivos ambientales²⁴.

México está orientando sus esfuerzos paulatinamente hacia una movilidad eléctrica, en 2021 se vendieron 47,079²⁵ Vehículos eléctricos (VE), Vehículos híbridos (VH) y Vehículos híbridos enchufables (VHE), que representaron el 4.6% del total de vehículos automotores comercializados en

²⁴ Escenario de TEM y Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica (ENME).

²⁵ Registro Administrativo de la Industria Automotriz de Vehículos Ligeros, Venta de vehículos híbridos y eléctricos por entidad federativa, diciembre de 2021. INEGI.



el país, esto significa un aumento de ventas de 22,674 unidades (93%) con respecto al 2020. Las entidades federativas con mayor concentración de vehículos eléctricos son: la Ciudad de México y el Estado de México con el 23.5% (11,070 unidades) y el 13.4% (6,319 unidades) respectivamente, seguidos por Nuevo León con el 10.1% (4,765 unidades) y el 9.5% (4,471 unidades) cada una.

Algunos de los beneficios por el uso de los VE, VHE y VH, para un recorrido de 300 km, son los ahorros de energía que van de un 43% a un 80%, así como una disminución en las emisiones de GEI mismas que pueden ser del 41% al 64% en comparación con un vehículo de combustión interna.

Referente al transporte eléctrico masivo de personas, México cuenta en la Ciudad de México y Zona Conurbada con el Sistema de Transporte Colectivo Metro²⁶, una Línea de Tren Ligero, la Red de Trolebús²⁷, la red de cablebús, el Tren Suburbano²⁸, y los primeros autobuses de Metrobús eléctricos. En el norte del país, Monterrey, cuenta con un Sistema de Transporte Colectivo Metrorrey²⁹ y Guadalajara, tiene el Sistema de Tren Eléctrico Urbano³⁰.

El consumo eléctrico anual de los servicios de transporte colectivos eléctricos mencionados asciende a poco más de 587 GWh al año, lo que equivale al 0.2% del consumo neto del SEN en 2021.

6.7 GENERACIÓN DISTRIBUIDA 2021

La G D³¹ se refiere a la generación de electricidad local en pequeñas cantidades (menor a 500 kW instalados) para autoconsumo generalmente de Centros de Carga en los sectores Residencial, Comercial y Pequeña y mediana industria, es decir, en circuitos de baja tensión de las RGD; dicha GD a través del uso de tecnologías de generación que aprovechan el agua, el viento, materia orgánica y la irradiación solar.

Los primeros sistemas de GD registrados en enero de 2007 en los circuitos eléctricos de distribución fueron sistemas fotovoltaicos con capacidad instalada de 1 kW, a partir del primer sistema de GD en operación se han diversificado las tecnologías, en la Figura 6.6. se muestra la capacidad instalada acumulada por tipo de tecnología de GD a 2021.

²⁶ STC Metro, 2021

²⁷ www.ste.cdmx.gob.mx

²⁸ Suburbano. La vía rápida al bienestar

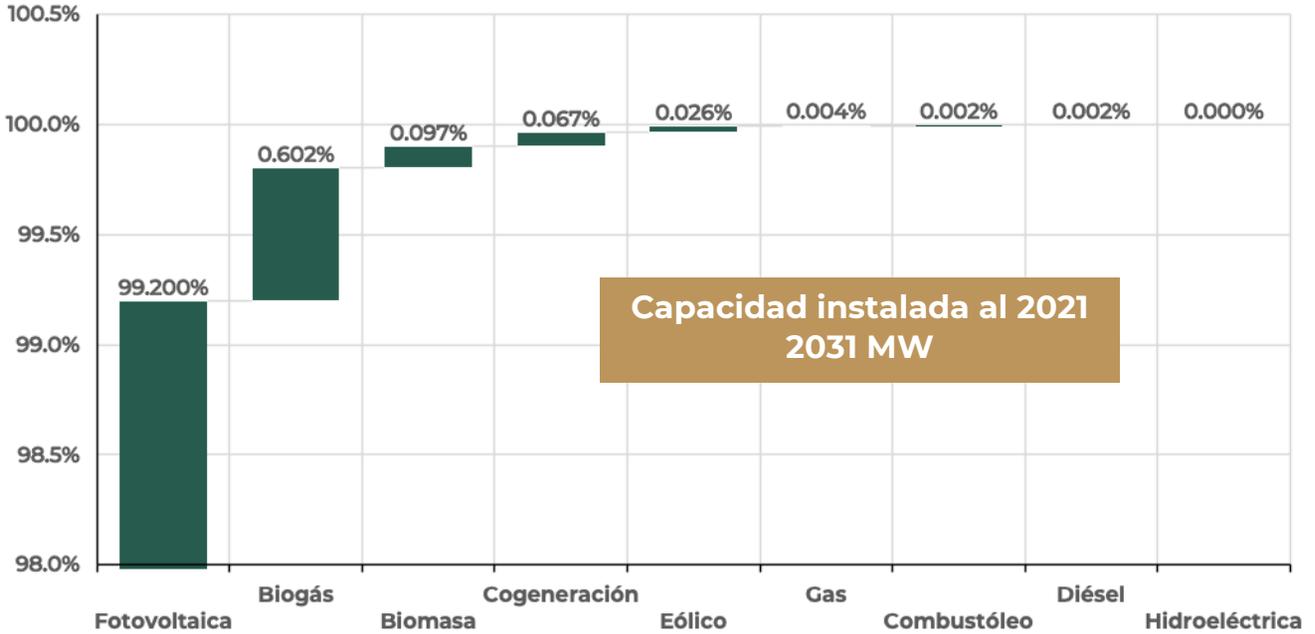
²⁹ Sistema de transporte Colectivo Monterrey, 2021

³⁰ SITEUR, 2021

³¹ 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. DOF 11 de agosto de 2014



FIGURA 6.6 CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA POR TECNOLOGÍA



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

Debido a que la GD-FV ocupa más del 99.2%, de la capacidad instalada, se describirá a partir de ello.

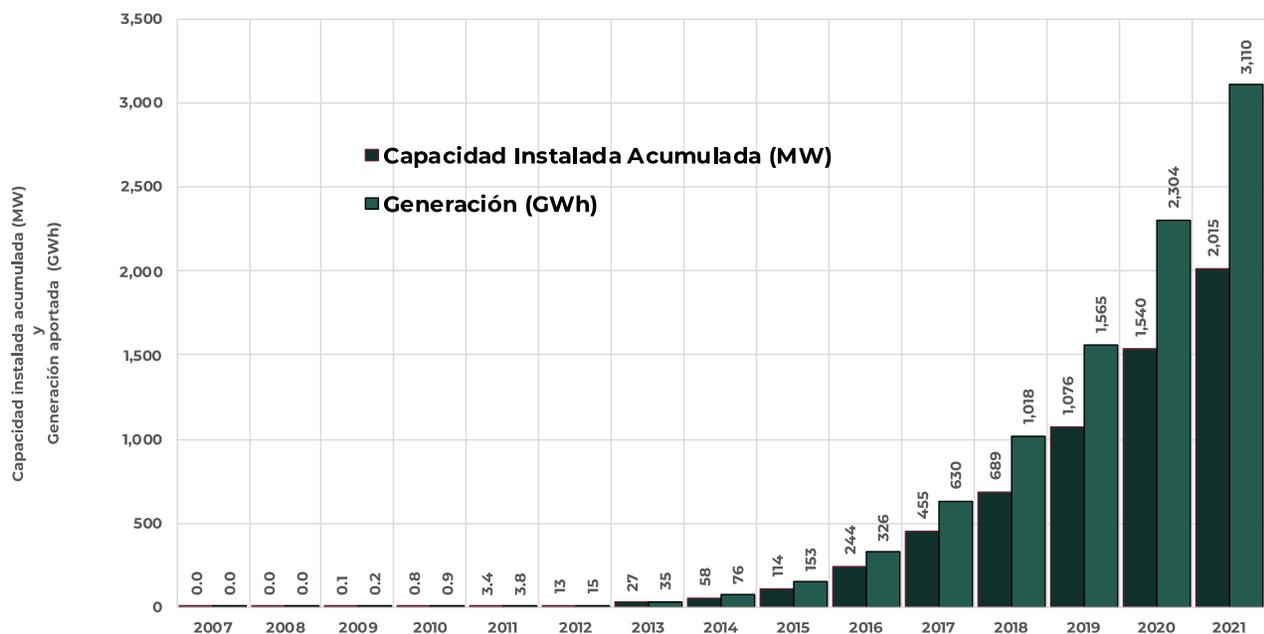
La aportación de la GD-FV al SEN, se presenta durante el día, al generar electricidad para autoconsumo en casas y comercios, aprovechando las horas de irradiación solar. Lo anterior evita que este requerimiento de energía eléctrica tenga que ser generada con la matriz energética disponible desde las grandes Centrales Eléctricas del SEN — se evitan emitir emisiones de CO_{2e}, NO_x y SO_x al medio

ambiente — y al no inyectarse a la RNT para su transporte, transformación y distribución en las RGD — se evitan pérdidas por efecto Joule I^2R en la RNT y las RGD — para finalmente ser utilizada por los Centros de Carga locales.

En 2021 el 99.2% de capacidad instalada de GD es de sistemas fotovoltaicos, de los cuales se tiene registró de más de 270 mil contratos que ascienden a una capacidad instalada acumulada del orden de 2,015 MW en el SEN, como se indica en la Figura 6.7.



FIGURA 6.7 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN APORTADA POR LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICAS 2007-2021



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE y CRE³²

En 2021 fue instalada una capacidad de 475 MW que se estima generaron 452.5 GWh de energía eléctrica, en la Figura 6.8 se muestra la distribución de la capacidad instalada acumulada por GCR, siendo el Occidental la que mayor concentración tiene con 34.7% y en menor porcentaje se encuentran Baja

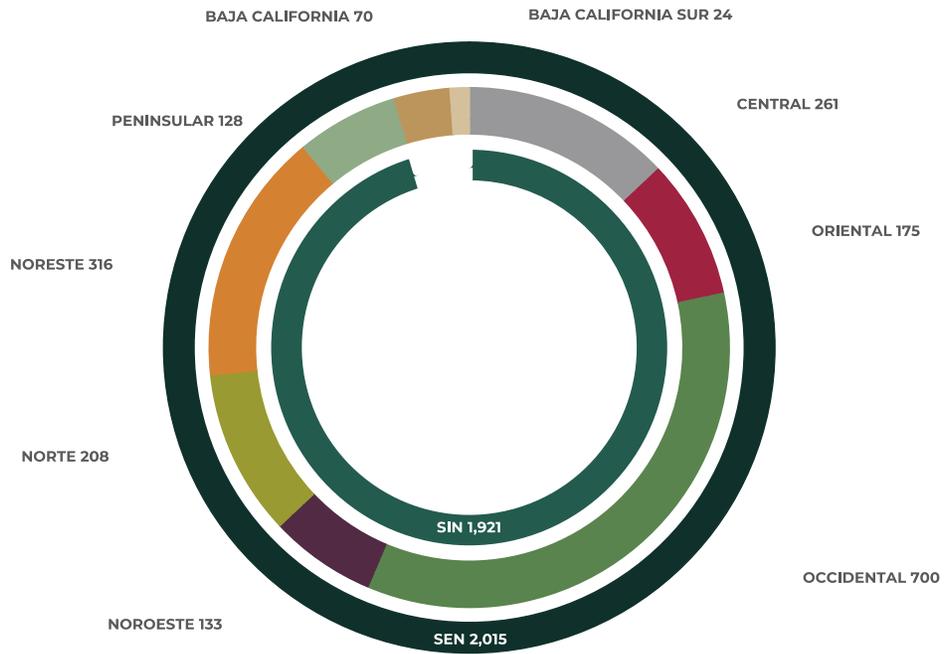
California y Baja California Sur con 3.5% y 1.2%, respectivamente, este último por sus características de un SEP eléctricamente aislado del resto del SIN o Baja California, la integración de la GD-FV se encuentra limitada para garantizar la Estabilidad y Confiabilidad en el Suministro Eléctrico dada la capacidad instalada en la RNT de Centrales Eléctricas con Energía Limpia.

³² Los datos con respecto al PRODESEN 2021-2035 se ajustaron con base a la base de datos estadística de la CRE y la información proporcionada por CFE Distribución. En 2022 se

actualizaron valores 2007-2021 con base en información de la CRE.



FIGURA 6.8 CAPACIDAD ACUMULADA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA (MW) SIN Y SEN 2021



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

6.8 DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA NETA 2021

En cuanto a la demanda máxima integrada del 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 2021, la demanda máxima neta integrada del SIN registró un valor de 45,244

MWh/h, lo que equivale a un incremento de 5.8% respecto a los 42,748 MWh/h de 2020.

La demanda máxima no coincidente integrada se refiere al valor máximo en MWh/h que presentan todas y cada una de las GCR en una hora durante un año y que no necesariamente es la misma hora. En el Cuadro 6.3 se presentan las demandas máximas integradas de los Sistemas Interconectados: SIN, Baja California, Baja California Sur, Mulegé y de las GCR. Así como, las demandas coincidentes por GCR referidas al SIN y el SEN.



CUADRO 6.3 DISTRIBUCIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA Y COINCIDENTES CON EL SIN Y SEN 2021

	DEMANDAS MÁXIMAS ^{1/}		DEMANDAS COINCIDENTES	
	MWH/H	CRECIMIENTO ANUAL (%)	SIN MWh/h	SEN MWh/h ^{2/}
SISTEMA				
Eléctrico Nacional (SEN) ^{2/}	48,097			
Interconectado Nacional (SIN)	45,244	5.8%		
Baja California (SIBC)	3,153	2.5%		2,361
Baja California Sur (SIBCS)	542	9.3%		470
Mulegé (SIM)	30	4.2%		22
GERENCIA DE CONTROL REGIONAL				
Central	8,297	-0.6%	7,777	7,777
Oriental	7,743	5.3%	6,796	6,796
Occidental	10,166	4.4%	10,100	10,100
Noroeste	5,233	2.8%	4,571	4,571
Norte	4,976	2.7%	4,876	4,876
Noreste	9,530	3.4%	9,220	9,220
Peninsular	2,198	9.6%	1,904	1,904

^{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

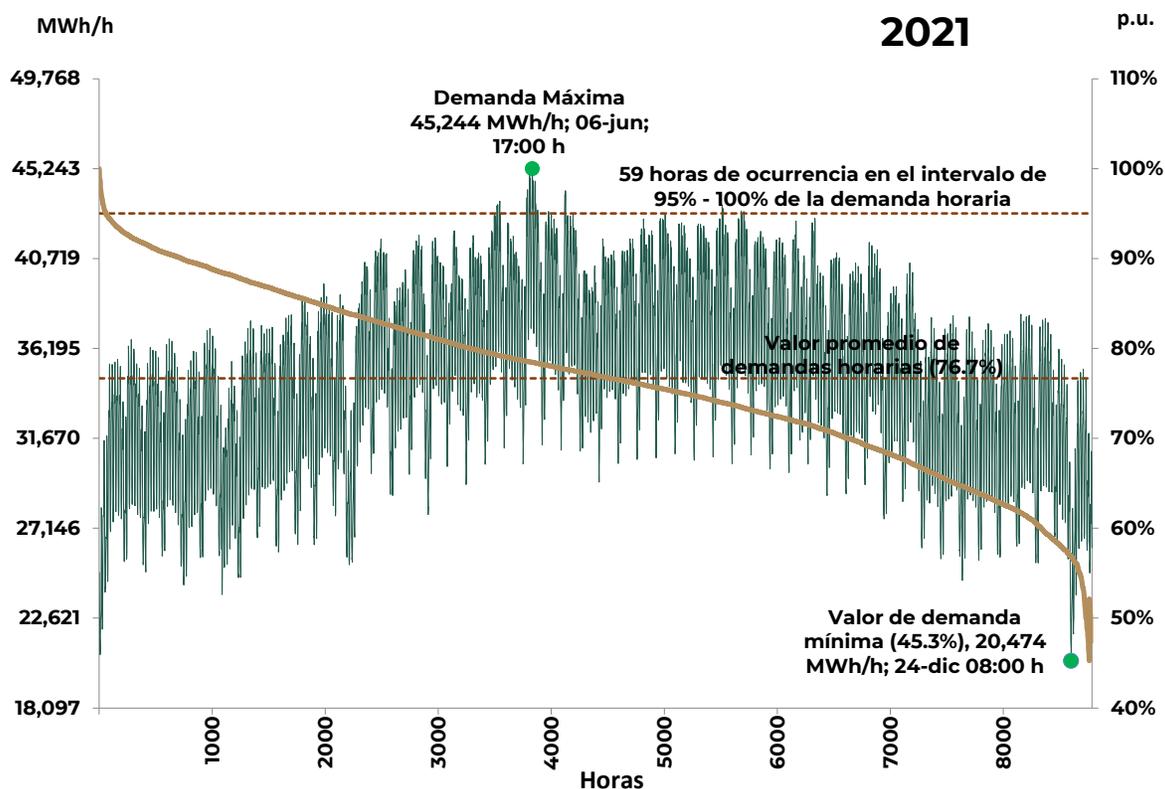
6.9 DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA NETA DEL SIN 2021

Las características de la demanda máxima integrada neta se muestran a través de la curva de carga del SIN 2021 son las siguientes: se concentran 59 horas del año en el intervalo de 95% — 100% de la demanda máxima; la demanda mínima integrada se presenta al 45.3% de la máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicó en 76.7% —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, en contraste en los meses de primavera se observa una disminución de la demanda ocasionada por el confinamiento derivado de la pandemia. En los meses con temperaturas bajas —invierno—, se registraron las demandas mínimas del sistema, a excepción de la demanda en la GCR CEL, como se muestra en la Figura 6.9 Este comportamiento es característico de la región norte del país; en el centro del país dicho comportamiento es menos marcado.



FIGURA 6.9 CURVA DE CARGA DEL SIN 2021 (MWH/H)



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

6.10 ENTORNO ECONÓMICO 2021

En el Cuadro 6.4 se presentan indicadores que explican el desempeño económico del país en 2021. El tipo de cambio promedio mensual para solventar obligaciones se cotizó en 20.3 MXN/USD, 5.6% menor al tipo de cambio de 2020 de 21.5 MXN/USD; la tasa de interés de referencia cerró en 5.5%, 125 puntos base mayor en comparación con el año anterior; la inflación se ubicó en 7.4%, 4.2 puntos porcentuales mayor con respecto al cierre de 2020. El precio de exportación de la mezcla de petróleo crudo se vendió en promedio en 65.3 dólares por barril, en comparación con los 36.2 dólares por barril del 2020.

En cuanto al consumo privado se observó un crecimiento de 8.2% en comparación con el retroceso de 2020 (-11.1%). Por su parte la balanza comercial presentó un déficit acumulado de 11,491 millones de dólares, el cual se compara con el superávit de 34,013 millones de dólares reportado en 2020. La Inversión extranjera directa se incrementó en 13.2%.

De forma global la economía creció en 4.8%. Por actividad económica, las actividades primarias presentaron un avance 2.9%, mientras que las secundarias lo hicieron en 6.5%, luego de haber retrocedido 9.8%. Por su parte las actividades terciarias crecieron 4.1% después de la disminución de 7.5% presentada en 2020.



CUADRO 6.4 PRINCIPALES INDICADORES ECONÓMICOS 2020-2021

INDICADOR ECONÓMICO	2020	2021	VARIACIÓN %
	ANUAL	ANUAL	
PIB Total cifras reales (%) ^{1/}	-8.2	4.8	
Primario (Agrícola)	0.3	2.9	
Secundarias (Transformación)	-9.8	6.5	
Terciarias (Servicios)	-7.5	4.1	
Tipo de cambio (pesos / dólar) ^{2/}	21.5	20.3	-5.60%
Precio del crudo mexicano (dólares por barril) ^{3/}	36.2	65.3	80.40%
Tasa de interés de referencia (%) ^{2/}	4.3	5.5	
Inflación (%) ^{2/}	3.2	7.4	
Consumo privado (%) ^{1/}	-11.1	8.2	
Balanza Comercial (millones de dólares) ^{1/}	34013.5	-11491.1	
Exportaciones	416,999	494,225	18.50%
Importaciones	382,986	505,716	32.00%
Inversión Extranjera Directa (millones de dólares) ^{4/}	27933.6	31621.2	13.20%

^{1/} Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI)

^{2/} Banco de México (BANXICO)

^{3/} PEMEX

^{4/} Secretaría de Economía

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

El PIB es considerado 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.

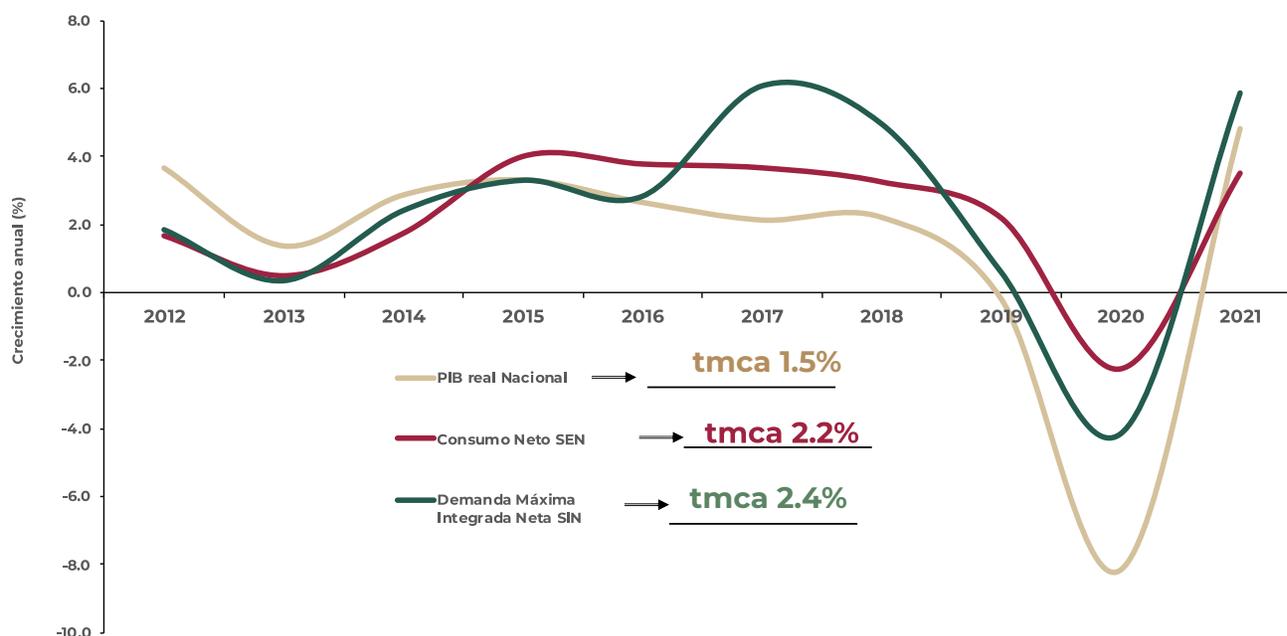
El PIB en 2021 mostró un avance de 4.8%, respecto a 2020. Dicho crecimiento fue gracias a la reapertura

de actividades que se cerraron como parte de las estrategias que se implementaron para mitigar los contagios del COVID-19.

La industria eléctrica en su consumo neto de 2020 registró un decremento de -2.2%, tasa inferior a la registrada en 2019 de 2.2%, finalmente como resultado de la recuperación económica en 2021 el consumo neto se ubicó en un crecimiento de 3.5%. Este comportamiento, guarda una correlación directa de crecimiento o decremento entre el PIB, el consumo neto y la demanda máxima integrada neta. En la Figura 6.10 se aprecia la evolución histórica de estos tres indicadores en los últimos 10 años.



FIGURA 6.10 EVOLUCIÓN DEL CRECIMIENTO DEL PIB NACIONAL, CONSUMO NETO SEN Y DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA NETA SIN 2012-2021



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

Por GCR y Sistema Interconectado, también es conveniente realizar un análisis de los principales indicadores económicos y demográficos, así como el comportamiento de la Demanda Máxima en las zonas más representativas.

La GCR CEL: ocupa el 3.7% del territorio nacional aproximadamente y concentró, durante 2021, el 25.3% de la población (32.2 millones de personas). El año pasado, la GCR CEL atendió al 21.7% de los usuarios mientras que, la tasa promedio de desocupación en ese mismo año resultó de 2.9%.

Con estimaciones del escenario Macroeconómico 2022-2036³³, se calcula que la contribución de esta GCR al PIB nacional en 2021 sea de 29.3%. Compuesto en un 84.1% por las actividades terciarias. Por su parte, las actividades secundarias sumarán 14.8%, donde el PIB de Electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final representaría el 6.3% de dichas actividades y el 0.9%

con respecto al PIB de la Gerencia. Finalmente, las actividades primarias sólo aportarán el 1.1% restante.

En 2021, la GCR CEL alojó poco menos de 1.5 millones de unidades económicas, las cuales representan el 26.3% del total del país, conforme a la información presentada en el Directorio Estadístico Nacional de Unidades Económicas (DENUE) del INEGI. Sus principales Centros de Carga se encuentran en la industria de la construcción (cementeras), industria del acero, el Sistema de Transporte Colectivo-Metro, armadora automotriz, refinería de Tula y las plantas de bombeo Cutzamala. La Inversión Extranjera Directa (IED) durante 2021 representó el 23.0% del total nacional, siendo así, la GCR que mayor inversión extranjera capta.

La GCR CEL se divide en tres regiones: Valle de México Norte, Valle de México Centro y Valle de México Sur, las cuales representaron el 39.2%, 17.8% y 43.0%, respectivamente de la demanda máxima de

³³ Las estimaciones del PIB de 2021 por GCR y Sistemas se realizaron con base al escenario Macroeconómico 2022-2036,

toda vez que no se cuenta con información oficial del PIB estatal para dicho año.



esta GCR. Al interior de la región Valle de México Norte destaca la zona Cuautitlán como la que concentra la mayor proporción de la Demanda Máxima (16.3%). La zona Tlalnepantla fue la que presentó mayor recuperación en la demanda durante 2021 al registrar un crecimiento de 8.5% después de haber caído 6.4% durante 2020.

En la región Valle de México Centro, la zona Chapingo acapara el 21.8% de la demanda máxima, sin embargo, el mayor crecimiento durante 2021 lo registró la zona Zócalo con una tasa anual de 9.5%. En lo que respecta a la región Valle de México Sur, la zona Lázaro Cárdenas destaca porque concentra el 19.6% de la demanda máxima mientras que, la zona Las Lomas tuvo la tasa de crecimiento anual más elevada de la región durante 2021 con 6.2%.

Se espera que en el periodo 2022 — 2036, el PIB de la CGR CEL tenga un crecimiento promedio anual de 2.7%, manteniendo su contribución a la economía nacional en el año 2032 con 29.2%.

En cuanto a los Usuarios Finales de esta Gerencia se proyecta que en el mismo periodo de estudio crezcan en promedio 1.1% a tasa anual. Por el lado de la demanda, se estima que las zonas Tulancingo de la región Valle de México Norte, Polanco de la Valle de México Centro y Las Lomas perteneciente a la Valle de México Sur, registrarán el crecimiento promedio anual más elevado a un ritmo de 2.9%, 3.8% y 4.5%, respectivamente durante el mismo periodo.

La GCR ORI: ocupa el 18.6% del territorio nacional aproximadamente y concentró, durante 2021, el 25.9% de la población (33.0 millones de personas). Durante el mismo año, la GCR ORI atendió al 25.2% de los usuarios y su tasa promedio de desocupación fue de 3.3%.

Con estimaciones del escenario Macroeconómico 2022-2036, se calcula que la contribución al PIB nacional en 2021 sea de 16.0%. La mayor proporción del PIB de la GCR ORI se encuentra en las

actividades económicas terciarias, las cuales representarían el 61.8%. Las actividades secundarias sumarían 33.3%, donde el PIB de Electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final sería el 6.1% de dichas actividades y el 2.0% del PIB de la Gerencia. Las actividades económicas primarias representarían el 4.9% restante.

Con información del DINUE del INEGI, en 2021 la GCR ORI alojó poco más de 1.5 millones de unidades económicas, las cuales representan el 27.9% del total del país. Los principales Centros de Carga se encuentran en las industrias siderúrgica, petroquímica y del plástico, cementera y automotriz, además de la minería. Estas empresas están localizadas en los estados de Veracruz, Puebla, Tlaxcala y Guerrero. La IED en 2021 representó el 8.0% del total nacional.

Para el análisis de la Demanda Máxima, la GCR ORI se divide en cuatro regiones. La región Oriente representó, durante 2021, el 35.8%, la Sureste el 28.4%, la Centro Oriente el 22.6% y la Centro Sur el 13.2%. Al interior de éstas, en la región Oriente, la zona Coatzacoalcos presentó la mayor concentración de demanda con 27.2% y la zona Veracruz fue la que registró el mayor crecimiento con 2.3%, ambos datos de 2021. En las regiones Sureste, Centro Oriente y Centro Sur, las zonas más representativas en cuanto a demanda son Villahermosa (24.5%), Puebla (43.7%) y Acapulco (31.4%), respectivamente. En cuanto al crecimiento anual registrado durante 2021, destacan las zonas Tehuantepec con 8.0% de la región Sureste, la zona Tecamachalco con 3.5% en la región Centro Oriente y la zona Cuautla con 4.7%. Ésta última pertenece a la región Centro Sur.

Para el periodo 2022 — 2036, se prevé que el PIB de la CGR ORI tenga un crecimiento promedio anual de 2.4%, disminuyendo su contribución a la economía nacional al pasar de representar el 16.0% en 2022 al 15.5% en 2036.



En cuanto a los Usuarios Finales de esta GCR se proyecta que en el mismo periodo de estudio crezcan en promedio 1.2% cada año. Para el mismo periodo de análisis y para cada una de las regiones en que se divide la GCR ORI, las zonas que se estima presenten el mayor crecimiento a tasa media anual son Poza Rica (2.8%), Los Ríos (3.1%), Puebla (2.3%) e Iguala (2.4%).

La GCR OCC: ocupa el 15.1% del territorio nacional aproximadamente y, durante 2021, albergó al 21.2% de la población (26.9 millones de personas). En ese mismo año, la GCR OCC atendió al 24.0% de los Usuarios Finales mientras que, su tasa promedio de desocupación, fue de 3.4%.

De acuerdo con lo previsto en el escenario Macroeconómico 2022-2036, su contribución al PIB nacional en 2021 será del 19.7%. En la GCR OCC, las actividades económicas terciarias representarán el 62.3%. Por otro lado, las actividades secundarias contribuirán con 31.9%. De éstas, el PIB de Electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final serán del orden del 5.5% y el 1.7% del PIB de la Gerencia. Las actividades económicas primarias representarán el 5.9% restante.

Con información del DENU del INEGI, durante 2021 en la GCR OCC operaron 1.2 millones de unidades económicas, las cuales representan el 22.0% del total del país. Los principales Centros de Carga se presentan en las industrias siderúrgica, minera, cementera y automotriz, las cuales se localizan en los estados de Jalisco, Guanajuato, Querétaro, Aguascalientes, Zacatecas y San Luis Potosí, principalmente. La IED en 2021 representó el 22.2% del total nacional.

La GCR OCC también se divide en tres regiones. La región Jalisco representó el 27.2% mientras que, las regiones Bajío y Centro Occidente, el 61.3% y 11.5%, respectivamente.

En la región Jalisco, la zona Metropolitana Juárez concentró el 17.5% de la demanda máxima y la zona

que registró el mayor crecimiento a tasa anual fue Vallarta con 9.9%. En el Bajío, la zona San Luis Potosí representó el 15.4% de la demanda. Sin embargo, Querétaro fue la zona con el mayor crecimiento anual (5.7%) durante 2021. En la región Centro Occidente, la zona Colima participa con el 31.2% de la demanda máxima. Por otro lado, la zona Apatzingán registró una tasa de crecimiento anual de 5.1% durante 2021.

Para el periodo 2022 — 2036, se prevé que el PIB de la GCR OCC tenga un crecimiento promedio anual de 2.8%, incrementado su participación en la economía nacional en 0.4 puntos porcentuales al pasar de 19.7% en 2022 a 20.1% en 2036.

En cuanto a los Usuarios Finales de esta GCR se proyecta que en el mismo periodo de estudio crezcan en promedio 1.3% cada año. Adicionalmente, se contempla que las tmca más elevadas se registren en las zonas Minas (región Jalisco) con 3.9%, Querétaro (región Bajío) con 3.8% y Uruapan (región Centro Occidente) con 3.3%.

La GCR NOR ocupa el 12.4% del territorio nacional aproximadamente. En 2021, sus habitantes ascendieron a 6.0 millones de personas aproximadamente, lo que representa el 4.7% de la población del país. En ese año, la GCR NOR atendió al 4.7% de los Usuarios Finales. Su tasa promedio de desocupación fue de 3.3%.

El escenario Macroeconómico 2022-2036 estima que su contribución al PIB nacional en 2021 sea del 5.6%. En esta GCR las actividades económicas terciarias representarán el 57.2%, las actividades secundarias alcanzarán el 33.9% y las actividades económicas primarias el 8.9% restante. El PIB de electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final se estima representen el 8.2% de las actividades secundarias y el 2.8% del PIB de la GCR NOR.

De acuerdo con el DENU del INEGI, durante 2021 en la GCR NOR operaron 0.2 millones de unidades



económicas, las cuales representan el 4.4% del total del país. Los principales Centros de Carga se presentan en las industrias minera, cementera y automotriz, localizadas en las zonas Cananea, Hermosillo y Caborca. La IED en 2021 representó el 4.1% del total nacional.

La zona Hermosillo es la que representa el porcentaje más alto de participación en la demanda en esta GCR con 20.7%, seguida de Culiacán y Cananea Nacozari con 16.5% y 10.2%, respectivamente. Durante 2021, la zona Nogales registró el crecimiento anual más alto con 4.1%.

Para el periodo 2022 — 2036, se prevé que el PIB de la CGR NOR tenga un crecimiento promedio anual de 2.6%, manteniendo su porcentaje de participación en la economía en 5.6%.

En cuanto a los usuarios de esta Gerencia se proyecta que en el mismo periodo de estudio crezcan en promedio 0.9% cada año. Para este mismo periodo, al analizar el crecimiento esperado de la Demanda Máxima, se espera que la zona Mazatlán crezca a un ritmo promedio anual 3.1%.

La GCR NTE ocupa el 20.9% del territorio nacional aproximadamente. En 2021, sus habitantes ascendieron a 6.6 millones de personas, lo que representa el 5.2% de la población del país, aproximadamente. En ese año, la GCR NTE atendió al 5.0% de los Usuarios Finales del servicio de energía eléctrica y su tasa promedio de desocupación fue de 2.2%.

Según las proyecciones del escenario Macroeconómico 2022-2036 se espera que la contribución al PIB nacional en 2021 sea del 5.6%. Las actividades económicas primarias representarían 5.6%, las secundarias 40.7% y las terciarias 53.7%. El PIB de Electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final sería del 4.3% de las actividades secundarias y el 1.7% del PIB de la GCR NTE.

En la GCR NTE operaron 0.2 millones de unidades económicas, las cuales representan el 4.2% del total del país (INEGI, 2021). Los principales Centros de Carga se agrupan en las industrias minera y metalúrgica, industria cementera, madera y papel, manufactura y agrícola. La IED en 2021 representó el 8.6% del total nacional.

La zona Torreón es la que representa el porcentaje más alto de participación en la demanda en la GCR NTE con 24.7%, seguida de Ciudad Juárez con 21.1%. Esta última zona también fue la que registró el crecimiento anual más alto con 6.2%.

Para el periodo 2022 — 2036, se prevé que el PIB de la CGR NTE tenga un crecimiento promedio anual de 2.3%. Sin embargo, se prevé que disminuya su porcentaje de participación en la economía al pasar de 5.6% a 5.3% en 2036.

En cuanto a los Usuarios Finales de esta GCR se proyecta que en el mismo periodo de estudio crezcan en promedio 0.7% cada año. Para este mismo periodo, al analizar el crecimiento esperado de la Demanda Máxima, se espera que las zonas Santiago y Camargo crezcan a una tasa promedio anual de 3.2% cada una.

La GCR NES ocupa el 14.8% del territorio nacional aproximadamente. Sus habitantes ascendieron a 12.8 millones de personas, es decir, el 10.0% de la población del país. En 2021, la GCR NES atendió al 10.9% de los Usuarios Finales del servicio de energía eléctrica mientras que, la tasa promedio de desocupación fue de 2.6%.

De acuerdo con las proyecciones del Macroeconómico 2022-2036 se espera que la contribución al PIB nacional en 2021 alcance el 13.8%. Las actividades económicas primarias sólo representarían el 1.7%, mientras que, las secundarias 37.5% y las terciarias 60.8%. El PIB de Electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final se estima que represente el 3.7% de las



actividades secundarias y el 1.4% del PIB de la Gerencia.

Durante 2021, en la GCR NES operaron 0.4 millones de unidades económicas, las cuales representan el 8.1% del total del país de acuerdo con el INEGI. Los principales Centros de Carga se concentran en las industrias siderúrgica, minera y de refinación de petróleo localizadas en las zonas Monterrey, Monclova, Concepción del Oro y Tampico. La captación de IED en 2021 representó el 21.1% del total nacional.

La zona Monterrey representa casi la mitad de la demanda máxima en la GCR NES con 46.4%, seguida por Saltillo en mucho menor medida con un 9.8%. Las zonas que registraron la tasa de crecimiento anual más alta durante 2021 fueron Monclova y Monterrey con 7.7% y 7.6%, respectivamente.

Se estima que en el periodo 2022 — 2036, el PIB de la GCR NES tenga un crecimiento promedio anual de 2.8% y que su porcentaje de participación en la economía nacional aumente un poco al pasar de 13.9% a 14.1% en 2036.

En cuanto a los Usuarios Finales de esta GCR se proyecta que en el mismo periodo de estudio crezcan en promedio 1.0% cada año. Para este mismo periodo, al analizar el crecimiento esperado de la demanda máxima, se espera que las zonas Río Verde y Mante crezcan a una tmca de 4.8% y 3.8%, respectivamente.

La GCR PEN ocupa el 7.2% del territorio nacional aproximadamente. En 2021, la población ascendió a 5.2 millones de personas, es decir, el 4.1% del total de los habitantes. Esta GCR atendió al 4.4% de los Usuarios Finales mientras que, la tasa promedio de desocupación fue de 3.7%.

El Macroeconómico 2022-2036 estima que, con respecto al PIB nacional en 2021, la GCR PEN represente el 5.7%. A diferencia del resto de las GCR

donde predominan las actividades terciarias, en la GCR PEN las actividades secundarias ocuparían la mayor participación en el PIB con 50.4%. Las actividades relacionadas con el sector servicios representarían el 47.8% y las actividades económicas primarias el 1.9% restante. Dentro de las actividades secundarias, el PIB de Electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final se estima sea del 1.8% y, comprado con el PIB de la GCR, el 0.9%.

En la GCR PEN operaron 0.2 millones de unidades económicas durante 2021, las cuales representan el 4.3% del total del país, según cifras del INEGI. Los principales Centros de Carga provienen de la industria sin chimeneas (turismo) además de una cementera, una procesadora de piedra caliza para empujarse en la construcción, una procesadora de aceites y semillas, una embotelladora de cervezas y hoteles. La captación de IED en 2021 representó el 2.1% del total nacional.

La zona Mérida representa el 32.2% de la Demanda Máxima en la GCR PEN, seguida por Cancún en menor porcentaje con un 25.0% y Riviera Maya con 14.6%. Las zonas que registraron la tasa de crecimiento anual más alta durante 2021 fueron Riviera Maya (11.9%), Cancún (8.3%) y Mérida (7.5%).

Para el periodo 2022 — 2036, se prevé que el PIB de la GCR PEN tenga un crecimiento promedio anual de 2.5% y que su porcentaje de participación en la economía nacional disminuya un poco al pasar de 5.7% a 5.5% en 2036.

En cuanto a los Usuarios Finales de esta GCR se proyecta que en el mismo periodo de estudio crezcan en promedio 1.7% cada año. Para este mismo periodo, al analizar el crecimiento esperado de la demanda máxima, se estima que las zonas Riviera Maya, Cancún y Motul registren un crecimiento promedio anual de 4.9%, 4.2% y 3.8%, respectivamente.



El SIBC ocupa el 3.6% del territorio nacional aproximadamente. En 2021, la población representó 3.0%, esto es, 3.8 millones de personas. Este Sistema atendió al 3.4% de los Usuarios Finales mientras que, la tasa promedio de desocupación fue de 2.5%.

Con respecto al PIB, el Macroeconómico 2022-2036 estima que, en 2021, el SIBC represente el 3.5%. En este Sistema, las actividades terciarias participarían en el PIB con 57.3%. Las actividades relacionadas con el sector industrial con el 40.5% y las actividades económicas primarias aportarán el 2.3% restante. Dentro de las actividades secundarias, el PIB de electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final aportarán el 7.1% y, comprado con el PIB de la GCR, el 2.9%.

En el SIBC operaron 0.1 millones de unidades económicas durante 2021, las cuales representan el 2.3% del total nacional (INEGI, 2021). Los principales Centros de Carga pertenecen a las industrias siderúrgica, vidriera, plantas de bombeo de agua, aeroespacial, fabricación de rines de aluminio, automotriz, cementera y minera, y están localizadas en las zonas Mexicali, Tijuana y Ensenada. La captación de IED en 2021 representó el 7.0% del total nacional.

En el SIBC, la zona Mexicali representa casi la mitad de la demanda máxima (48.0%), seguido por Tijuana con 31.5%. Las zonas que registraron la tasa de crecimiento anual más alta durante 2021 fueron Ensenada y San Luis Río Colorado con 2.3% y 1.4%, respectivamente.

Para el periodo 2022 — 2036, se proyecta que el PIB del SIBC tenga un crecimiento promedio anual de 3.0% y que su porcentaje de participación en la economía nacional se incremente ligeramente en 2036 (de 3.5% a 3.7%).

En cuanto a los Usuarios Finales, se pronostica que en el mismo periodo de estudio crezcan en promedio 1.1% cada año. Para este mismo periodo, al analizar el crecimiento esperado de la Demanda

Máxima, se espera que las zonas Ensenada y Tijuana registren la tasa más alta (3.3% y 3.1%, respectivamente).

Sistema Baja California Sur (SIBCS y SIM) ocupa el 3.7% del territorio nacional aproximadamente. En 2021, la población representó 0.6%, lo cual equivale a 0.8 millones de personas. El Sistema atendió al 0.7% de los Usuarios Finales mientras que, la tasa promedio de desocupación fue de 4.0%.

Las proyecciones del Macroeconómico 2022-2036 estima que, en 2021, el Sistema Baja California Sur represente el 0.8% del PIB nacional. En este Sistema, su PIB estaría compuesto por 69.3% de actividades terciarias, 26.7% de las secundarias y 4.1% de las actividades económicas primarias. Dentro de las actividades secundarias, el PIB de Electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final representará el 17.0% y, comprado con el PIB de la GCR, el 4.5%.

En el Sistema Baja California Sur operaron casi 35 mil de unidades económicas durante 2021, las cuales representan el 0.6% del total nacional (INEGI, 2021). Los principales Centros de Carga pertenecen a la industria minera y al Aeropuerto. La captación de IED en 2021 representó el 3.8% del total nacional.

El Sistema Baja California Sur sólo se compone de dos zonas. La zona La Paz representa el 95.0% de la demanda máxima mientras que la zona Mulegé el 5.0% restante. La primera, registró una tasa de crecimiento anual durante 2021 de 6.0% mientras que, la segunda, de 2.4%.

Se pronostica que en el periodo 2022 — 2036, el PIB del Sistema Baja California Sur tenga un crecimiento promedio anual de 3.8% y que su porcentaje de participación en la economía nacional se incremente ligeramente en 2036 (de 0.8% a 0.9%).

En cuanto a los Usuarios Finales, se prevé que en el mismo periodo decrezcan en promedio 0.1 por ciento cada año. Para este mismo periodo, al analizar el crecimiento esperado de la demanda máxima, las



FIGURA 6.11 DEMANDA MÁXIMA POR ZONA (MW) EN LAS GCR, SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 2021

anual de S.L.R. y 2.4%, respectivamente.



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

6.11 PRONÓSTICO DE DEMANDA Y CONSUMO 2022-2036

En la Figura 6.12 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 Sistemas Interconectados –consumo final, usos propios, pérdidas totales de energía eléctrica, intercambios de energía eléctrica 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 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—.

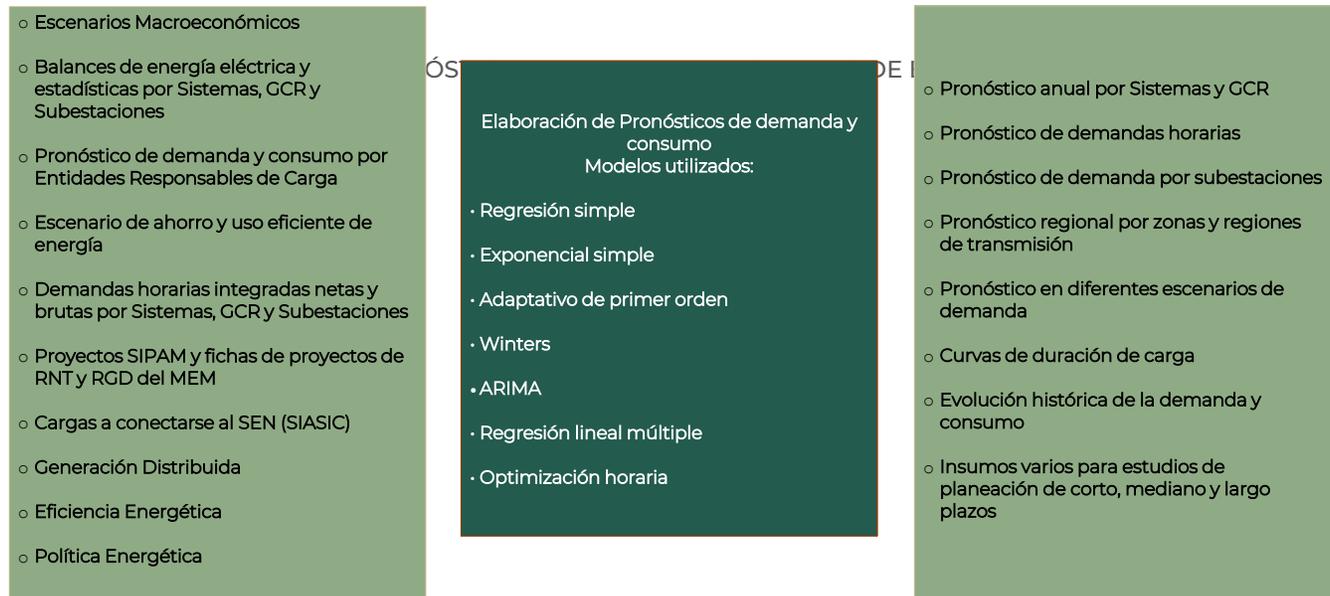
Se realiza el estudio del escenario macroeconómico más probable de crecimiento que incluye variables como el PIB por sector y subsector, crecimiento de población, precios de combustibles, Población Económicamente Activa, entre otros.

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—.

Finalmente, la demanda máxima integrada anual del SIN —GCR CEL, ORI, OCC, NOR, NTE, NES y PEN— 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.



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE



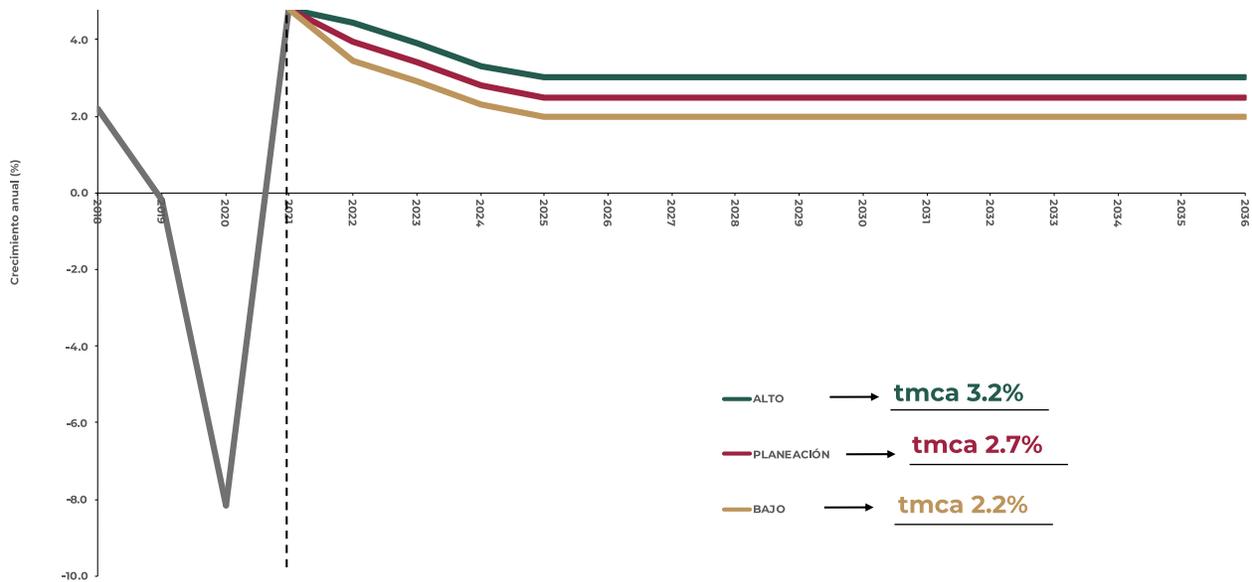
6.12 ESCENARIO MACROECONÓMICO 2022-2036

El pronóstico del PIB por escenarios se presenta en la Figura 6.13 con 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 considerando la Contingencia Sanitaria y una

recuperación posterior a esta para los tres escenarios.

En el periodo 2022 — 2036, se estima que el PIB del sector Agrícola crecerá en promedio 2.4%, mientras que el sector Industrial y Servicios lo harán a una tasa de 2.7%. En la composición sectorial del PIB, se prevé que, en 2036, el sector Agrícola represente el 3.4% del PIB Nacional, mientras que, el Industrial y los Servicios integrarán el 29.9% y 66.7%, respectivamente.

FIGURA 6.13 ESCENARIOS DEL PIB NACIONAL, 2022-2036



FUENTE: Elaborado por SENER

El pronóstico de crecimiento del PIB presenta un comportamiento diferenciado entre el mediano y largo plazos, ya que, en este último, la incertidumbre es mayor. Por GCR y para el periodo 2022 – 2027, se espera que los SIBCS y SIN presenten la mayor tmca con 4.7%, mientras que, el menor crecimiento del PIB se estima ocurrirá en las GCR Norte y Peninsular

con 2.6%. Tanto el SIN como el SEN se proyecta que crecerán un ritmo de 2.9% anual en el mismo periodo. Durante los años de 2022 – 2036, los SIBCS y SIM se prevé que continúen presentando el mayor crecimiento promedio anual (3.8%) y la GCR Norte el menor (2.3%). Para el SIN y el SEN se espera una tmca de 2.7% cada uno. Ver Figura 6.14.



FIGURA 6.14 PRONÓSTICO REGIONAL DEL PIB 2022-2027 Y 2022-2036, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



^{1/} tmca, año de referencia 2021.

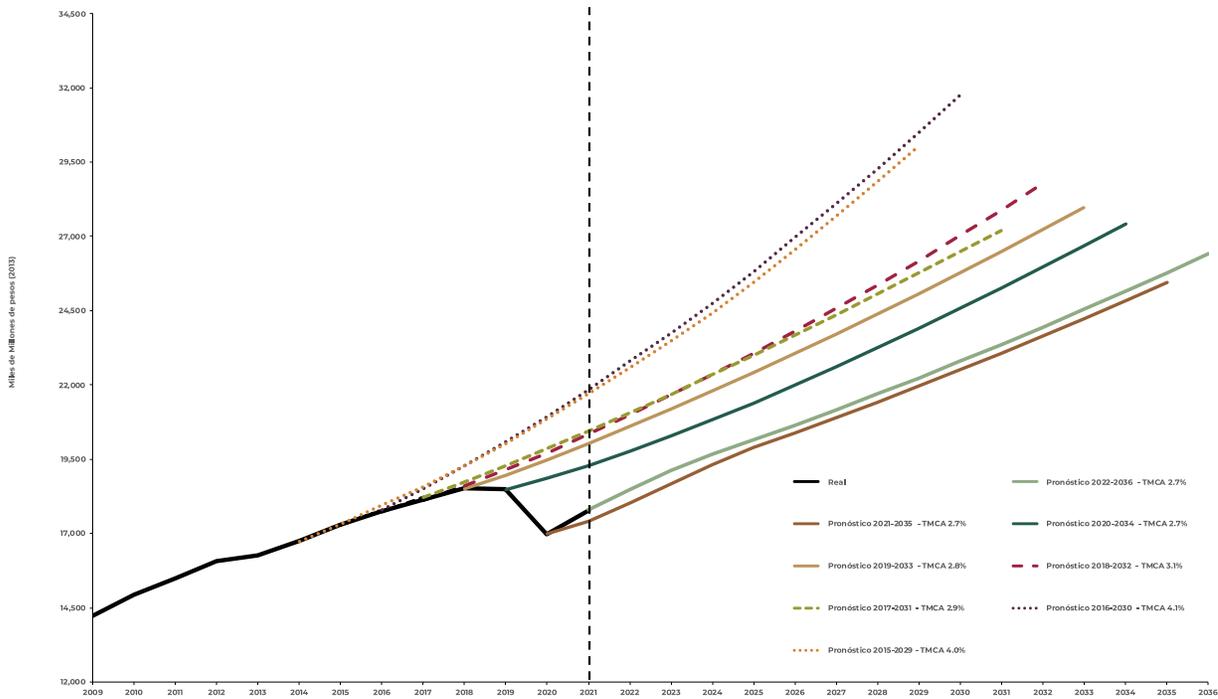
FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

En la Figura 6.15 se realiza la comparación entre las diversas trayectorias pronosticadas para el escenario de planeación del PIB de 2015 a 2022 con la evolución real que ha mostrado este indicador económico. Se observa que la evolución proyectada del PIB en los años 2015 y 2016 tenía una tendencia alta. Sin embargo, a medida que se fue presentando una disminución en la tasa de crecimiento real del PIB en los años 2017 y 2018, las trayectorias previstas se fueron ajustando a las nuevas perspectivas

económicas. En el año 2019 ya se observa una pequeña caída en el crecimiento del PIB que se acentúa en 2020 a causa de la pandemia por SARS-CoV-2 y el cierre de actividades no esenciales. Los escenarios pronosticados se adaptaron a la baja en consecuencia. A raíz de la recuperación económica observada en 2021 y adicional se espera continúe en 2022, el escenario de planeación previsto se ajusta para tratar de reflejar estas expectativas.



FIGURA 6.15 COMPARATIVO DE ESCENARIOS DEL PIB 2015 A 2022, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



FUENTE: Elaborado por SENER

Además de las proyecciones del crecimiento del PIB, resulta relevante considerar el pronóstico del crecimiento poblacional y la cantidad de Usuarios Finales 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 2022 — 2036 considera una tmca de 0.7%, lo que significa que el incremento de habitantes sea alrededor de 13 millones. En el mismo sentido, los Usuarios Finales potenciales para el suministro eléctrico tendrán una tmca de 1.2%.

6.13 CONSUMO NETO 2022 — 2036

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 2022 — 2036, las metas relativas a disminuir las pérdidas de energía eléctrica por efecto joule en el SEN, el ahorro y uso eficiente de la electricidad, electromovilidad y la GD.

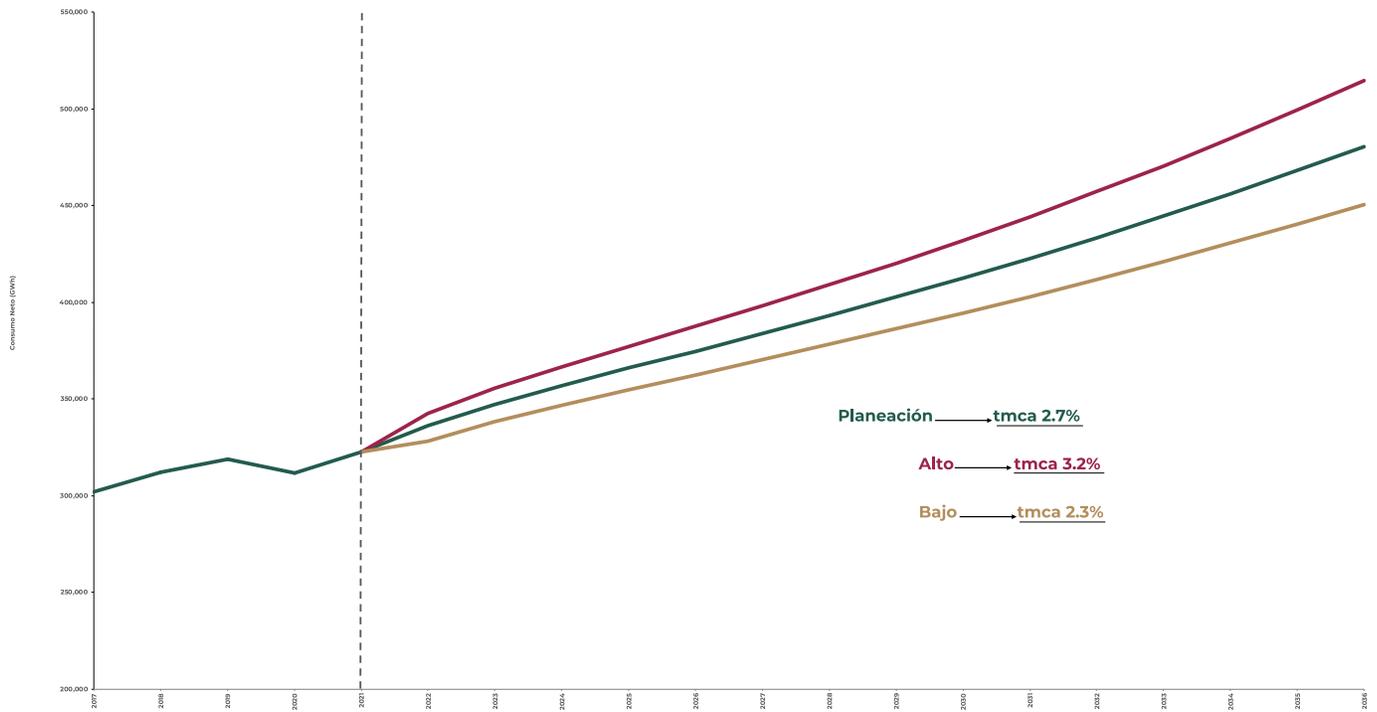
El consumo neto se integra por las ventas de energía eléctrica a través del Suministro Básico, Suministro Calificado, Suministro de Último Recurso, el autoabastecimiento remoto, la importación, las



pérdidas de energía eléctrica por efecto joule, los usos propios de los transportistas y distribuidores. El consumo neto del SEN presenta un comportamiento diferenciado a lo largo del año, mostrando una estacionalidad entre verano —en seis meses del año se presenta el 54.2% del consumo anual—, y los meses fuera de verano —se tiene el 45.8% restante—.

En la Figura 6.16 se muestra la evolución para los próximos 15 años del consumo neto 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 el Cuadro 6.5 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.

FIGURA 6.16 PRONÓSTICO DEL CONSUMO NETO DEL SEN 2022-2036, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE



CUADRO 6.5 PRONÓSTICO DEL CONSUMO NETO POR GCR 2022-2046, ESCENARIOS PLANEACIÓN ALTO Y BAJO

SISTEMA / GCR	TMCA (%)		
	ALTO	PLANEACIÓN	BAJO
SEN	3.2	2.7	2.3
SIN	3.1	2.7	2.2
Central	2.4	2.0	1.6
Oriental	2.8	2.5	2.0
Occidental	3.4	2.9	2.4
Noroeste	3.1	2.5	2.1
Norte	3.0	2.5	2.0
Noreste	3.6	3.1	2.6
Peninsular	4.2	3.8	3.5
Baja California	3.7	3.1	2.6
Baja California Sur	3.8	3.5	3.2
Mulegé	2.3	2.1	2.0

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

Tomando como base el escenario de Planeación, en el Cuadro 6.6 se presentan los pronósticos de

consumo neto por Sistema Interconectado y GCR para el horizonte de estudio.



CUADRO 6.6 PRONÓSTICO REGIONAL DEL CONSUMO NETO 2022-2036, ESCENARIO DE PLANEACIÓN (GWH)

AÑO / GWH	CENTRAL	ORIENTAL	OCCIDENTAL	NOROESTE	NORTE	NORESTE	PENINSULAR	BAJA CALIFORNIA	BAJA CALIFORNIA SUR	MULEGÉ	SIN	SEN
2022	59,164	53,605	72,486	26,655	30,723	60,100	14,039	16,316	2,951	159	316,772	336,199
2023	60,552	55,499	74,531	27,279	31,880	62,340	14,616	16,952	3,086	163	326,697	346,898
2024	61,712	57,117	76,512	27,990	32,693	64,159	15,491	17,559	3,222	167	335,673	356,622
2025	62,850	58,513	78,392	28,787	33,537	66,088	16,113	18,101	3,334	170	344,281	365,886
2026	64,006	59,878	80,447	29,451	34,186	67,855	16,624	18,648	3,434	174	352,447	374,703
2027	65,212	61,220	82,554	30,109	34,886	69,715	17,174	19,194	3,540	177	360,869	383,780
2028	66,385	62,609	84,798	30,784	35,590	71,653	17,751	19,712	3,651	180	369,570	393,113
2029	67,592	63,999	87,128	31,488	36,288	73,554	18,362	20,250	3,767	183	378,412	402,612
2030	68,799	65,366	89,586	32,195	37,020	75,583	19,023	20,783	3,888	186	387,573	412,430
2031	70,020	66,766	92,015	32,950	37,788	77,749	19,721	21,363	4,012	190	397,007	422,571
2032	71,283	68,260	94,664	33,864	38,573	79,953	20,422	21,936	4,143	193	407,019	433,291
2033	72,535	69,871	97,370	34,655	39,375	82,337	21,180	22,555	4,277	196	417,324	444,353
2034	73,871	71,448	100,418	35,479	40,249	84,772	21,979	23,205	4,415	200	428,216	456,035
2035	75,230	73,160	103,474	36,353	41,089	87,335	22,801	23,891	4,563	203	439,443	468,100
2036	76,521	74,873	106,746	37,258	41,997	89,957	23,667	24,597	4,715	206	451,019	480,537

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

Dentro del proceso de planeación se realiza la estimación 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 la GCR PEN y el SIBCS con 3.8% y 3.5% respectivamente, mientras

que, la GCR con menor incremento será la CEL y el SIM con una tmca cada una de 2.0% y 2.1%. De igual forma, para el mediano plazo (periodo 2022 —2027) se pronostica que la GCR PEN crecerá 4.0% y la GCR CEL con 2.3% serán las regiones con la tmca de mayor y de menor crecimiento, como se muestra en la Figura 6.17.



FIGURA 6.17 PRONÓSTICO REGIONAL DEL CONSUMO NETO 2022-2027 Y 2022-2036, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



^{1/} tmca, año de referencia 2021.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

A continuación, en la Figura 6.18 se presentan los escenarios de pronóstico del consumo neto para el SEN de los últimos ocho ejercicios de planeación del PRODESEN. Cada uno es representativo de acuerdo con las variables y condiciones que se tuvieron en cada año de estimación.

Se puede identificar que en los primeros dos PRODESEN 2015-2029 (trayectoria punteada color naranja) y 2016-2030 (trayectoria punteada color morado) las tmca resultantes fueron 3.6% y 3.4% derivado de las altas expectativas por las Reformas Constitucionales, sin embargo con el paso de los

años el pronóstico de consumo neto fue disminuyendo para representar de mejor forma la situación real, en consecuencia el consumo neto estimado del 2017-2031, 2018-2032 y 2019-2033 se redujo a tmca del orden de 3.0%.

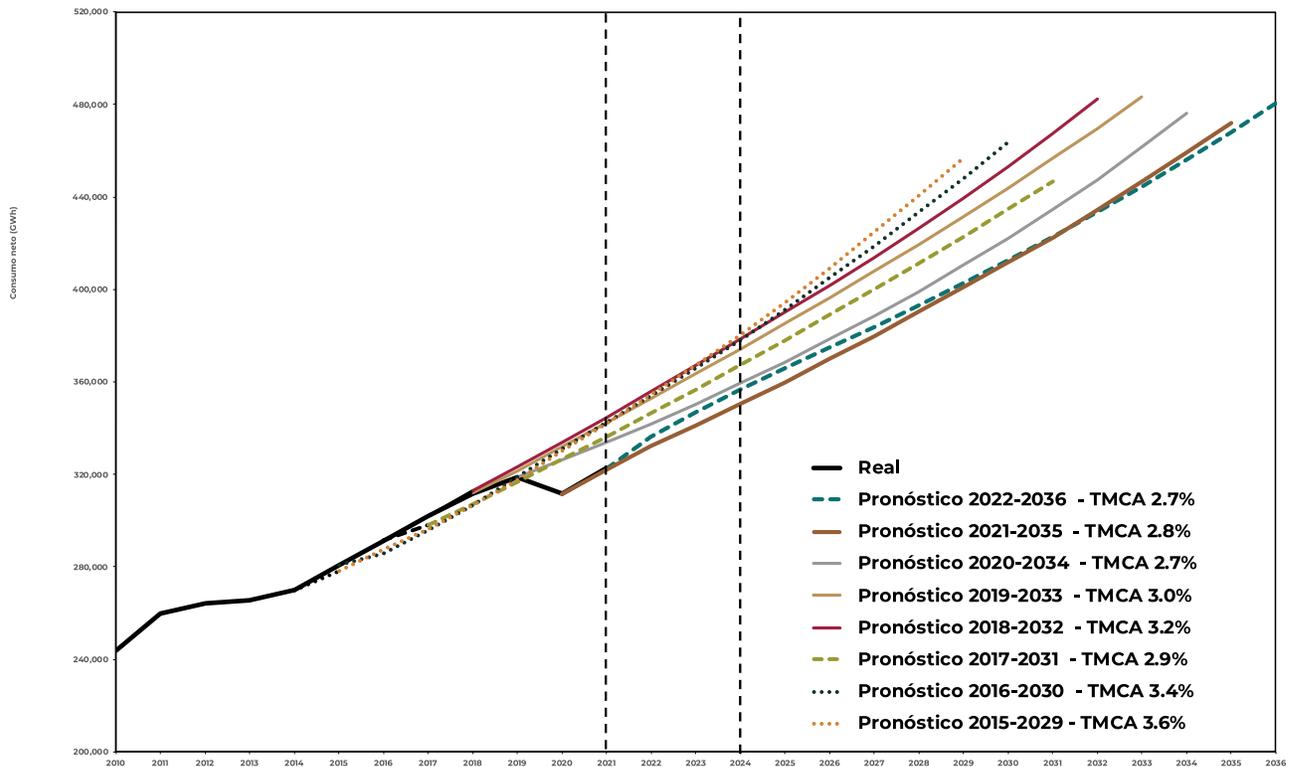
De los pronósticos del PRODESEN 2015-2029 y 2018-2032 al pronóstico de este ejercicio, para 2024 se observa una disminución en el consumo estimado de 23.5 y 22.1 TWh respectivamente con respecto al pronóstico 2022-2036.



Finalmente se aprecia también que el inicio de la Contingencia Sanitaria y su evolución en los últimos tres años tuvo un impacto atenuador en las previsiones del consumo neto de 2020-2034, 2021-2035 y 2022-2036 ubicándose en tasas de

crecimiento entre 2.7 y 2.8%, el último de ellos con tendencia marcada a una recuperación acelerada en el mediano plazo y después hacía el largo plazo se observan crecimientos anuales moderados.

FIGURA 6.18 COMPARATIVO DEL PRONÓSTICO DE CONSUMO NETO DE 2015 A 2022, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

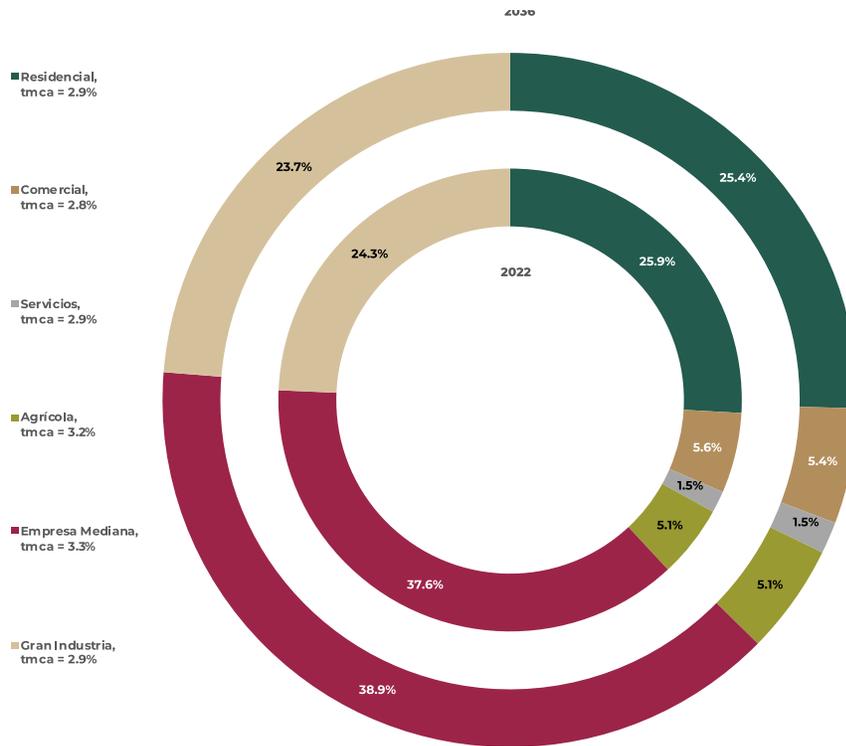
6.14 CONSUMO FINAL (GWH) 2022 - 2036

Se estima para este periodo de estudio 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 neto. Los sectores que suponen un mayor incremento son la Empresa Mediana y Agrícola con

3.3% y 3.2%, seguido de Residencial, Gran Industria y Servicios con 2.9% y por último el sector Comercial con 2.8%. Para 2036, el sector predominante será la Empresa Mediana con 38.9% del total de consumo final del SEN, en segundo lugar, el Residencial con 25.4%, seguido de la Gran Industria con 23.7% y el resto 12.0% —Comercial, Agrícola y Servicios—, como se observa en la Figura 6.19.



FIGURA 6.19 CONSUMO FINAL DEL SEN 2022 Y 2036, ESCENARIO DE PLANEACIÓN (%)



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

6.15 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2022 — 2036

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, transportistas y operadores de un Sistema Eléctrico de Potencia. Actualmente continúa la implementación del programa de reducción de pérdidas técnicas y no técnicas. Fundamentalmente las pérdidas técnicas se conocen como la energía térmica (efecto Joule) 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

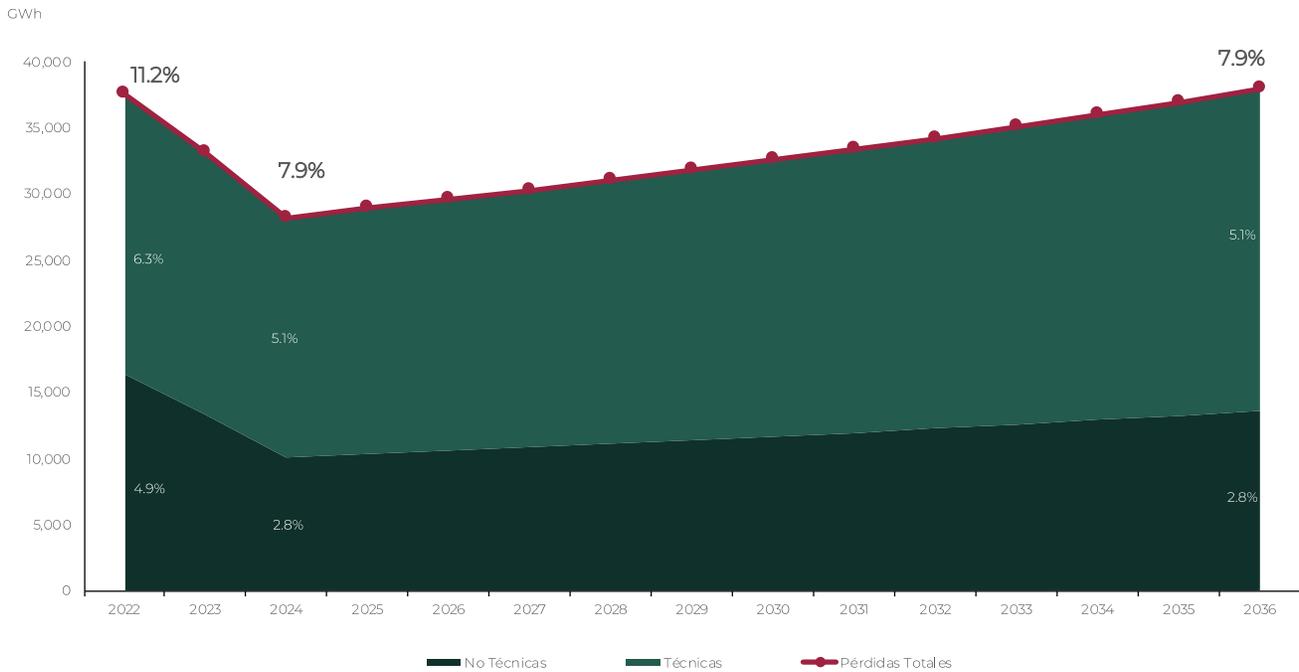
consumo, ya sea por un uso ilícito o por manipulación de los equipos de medición.

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%. En la Figura 6.20 y el Cuadro 6.7. se muestra el pronóstico de pérdidas en donde se espera que en el SEN las pérdidas de transmisión y distribución representen el 11.2% de la energía neta del sistema en el 2022, para el final del horizonte de estudio, se prevé que las pérdidas sean el 7.9% de la energía neta del sistema.



FIGURA 6.20 PRONÓSTICO REGIONAL DE PÉRDIDAS DEL SEN (GWH) 2022-2036, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

CUADRO 6.7 PRONÓSTICO REGIONAL DE PÉRDIDAS (GWH) 2022-2036, ESCENARIO DE PLANEACIÓN

AÑO / GWH	CENTRAL	ORIENTAL	OCCIDENTAL	NOROESTE	NORTE	NORESTE	PENINSULAR	BAJA CALIFORNIA	BAJA CALIFORNIA SUR	MULEGÉ	SIN	SEN/
2022	7,793	6,993	7,030	2,773	3,698	6,614	1,536	876	229	12	36,437	37,555
2023	6,448	5,866	6,603	2,514	3,204	5,936	1,388	910	240	12	31,958	33,120
2024	4,992	4,589	6,127	2,241	2,624	5,147	1,240	943	250	13	26,960	28,166
2025	5,084	4,701	6,277	2,305	2,692	5,302	1,290	972	259	13	27,651	28,895
2026	5,178	4,811	6,442	2,358	2,744	5,444	1,331	1,001	267	13	28,307	29,588
2027	5,275	4,919	6,611	2,411	2,800	5,593	1,375	1,030	275	14	28,983	30,302
2028	5,370	5,030	6,790	2,465	2,856	5,748	1,421	1,058	284	14	29,682	31,037
2029	5,468	5,142	6,977	2,521	2,912	5,901	1,470	1,087	293	14	30,391	31,785
2030	5,565	5,252	7,174	2,578	2,971	6,064	1,523	1,116	302	14	31,127	32,559
2031	5,664	5,364	7,368	2,638	3,033	6,237	1,579	1,147	312	14	31,884	33,357
2032	5,766	5,484	7,580	2,712	3,096	6,414	1,635	1,178	322	15	32,688	34,202
2033	5,868	5,614	7,797	2,775	3,160	6,606	1,696	1,211	332	15	33,515	35,073
2034	5,976	5,740	8,041	2,841	3,230	6,801	1,760	1,246	343	15	34,389	35,993
2035	6,086	5,878	8,286	2,911	3,298	7,007	1,826	1,282	354	15	35,290	36,943
2036	6,190	6,015	8,548	2,983	3,371	7,217	1,895	1,320	366	16	36,219	37,922

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE



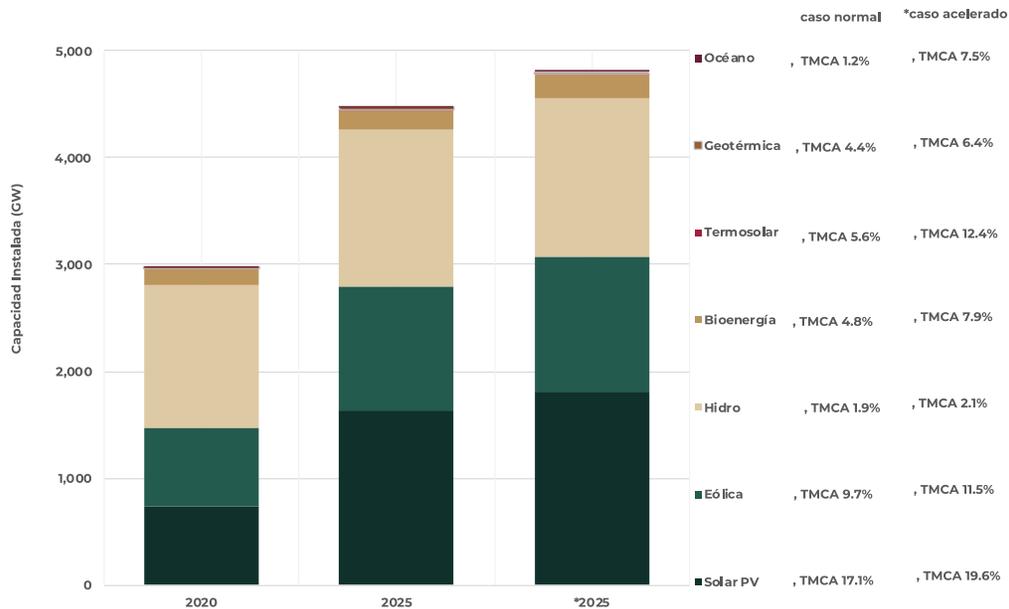
6.16 PROSPECTIVA DE ENERGÍAS RENOVABLES

El crecimiento de la capacidad renovable se prevé que se acelere en los siguientes 5 años, se espera que las adiciones anuales a la capacidad mundial de electricidad renovable promedien alrededor de 300 GW por año entre 2021 y 2025 en el pronóstico del caso principal³⁴ de la IEA. A nivel mundial, se pronóstica que aumente la capacidad eléctrica

renovable una tmca de 8.5% entre 2020 y 2025 y en un escenario acelerado³⁵ se ubicaría con una tmca de 10.1%.

La capacidad instalada para producir electricidad de la energía renovable FV y EO en el mundo seguirá creciendo más que las otras tecnologías renovables la tmca será de 17.1% y 9.7% respectivamente para el escenario normal y de 19.6% y 11.5% para el caso acelerado en 2025, ver Figura 6.21.

FIGURA 6.21 DISTRIBUCIÓN DE LA CAPACIDAD TOTAL (GW) MUNDIAL POR TECNOLOGÍAS RENOVABLES Y TMCA (%) 2020-2025



FUENTE: Elaborado por SENER con información de IEA

Se observa que para el 2025 los países que seguirán a la vanguardia en la utilización de energías renovables para producir electricidad son China y EE. UU.

De los siete países presentados de la Figura 6.22, cinco presentan la mayor contribución con tecnología FV con respecto a las demás tecnologías en 2025 y son: China (38.1%), EE. UU. (44.1%), India (47.3%), Alemania (45.8%) y Japón (60.2%).

³⁴<https://www-iea-org.translate.google/articles/renewables-2021-data-explorer?mode=market®ion=World&publication=2021&pro>

duct=Total&x_tr_sl=en&x_tr_tl=es&x_tr_hl=es-419&x_tr_pto=sc
³⁵ Ibidem



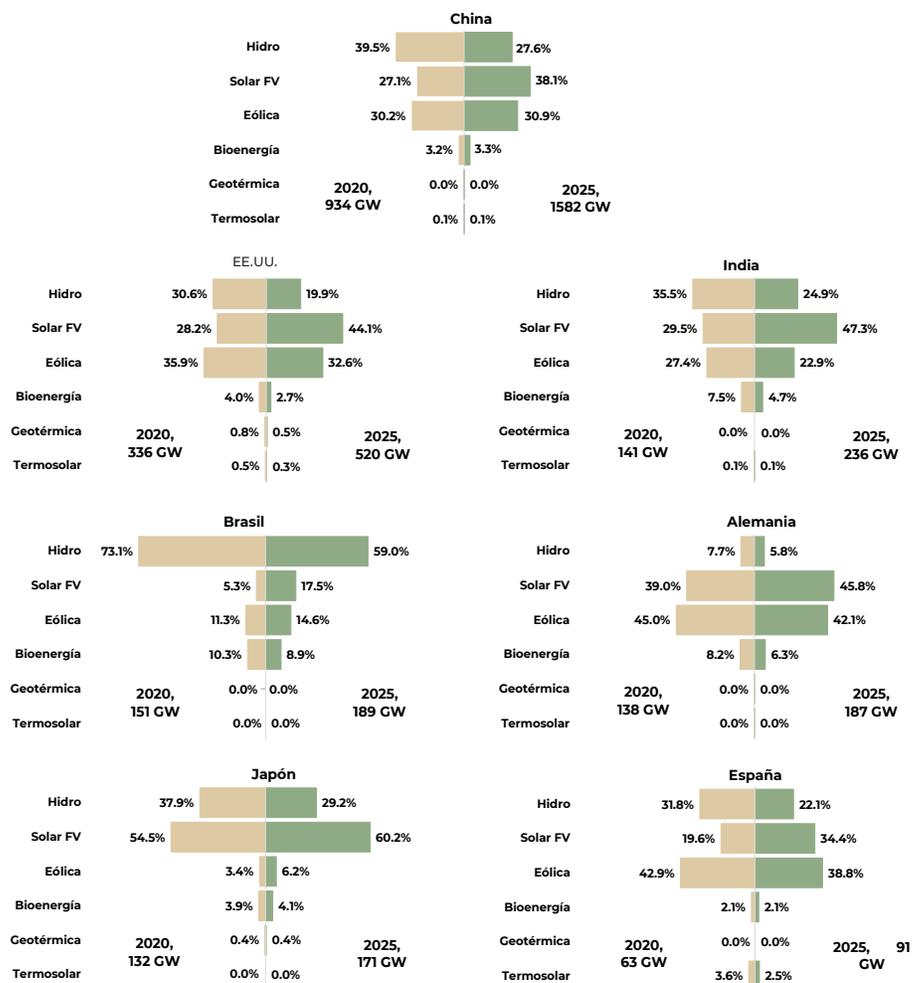
Brasil y Japón son los países que se espera tengan el incremento más alto en su participación con tecnología eólica del 2020 al 2025, al pasar el primero de 11.3 % a 14.6 % y el segundo de 3.4 % a 6.2 %. Asimismo, de los siete países presentados, Brasil contará en 2025 con la mayor proporción de capacidad instalada con tecnología de Bioenergía.

Es inminente el desarrollo en el mundo de las tecnologías renovables, el despliegue y sus

beneficios para la descarbonización hacia el 2030, se debe considerar los siguientes retos³⁶ :

- La participación de las energías renovables en la generación de electricidad debe aumentar al 65% para 2030.
- La participación de la electricidad directa en el consumo total de energía final debe aumentar del 21% al 30%.
- Las energías renovables directas en los sectores de uso final deben crecer del 12% en 2019 al 19% en 2030.

FIGURA 6.22 CAPACIDAD INSTALADA POR TECNOLOGÍAS RENOVABLES, PAÍSES SELECCIONADOS 202 Y 2025



FUENTE: Elaborado por SENER con información de IEA

³⁶ World Energy Transitions Outlook, 2022



6.17 MOVILIDAD ELÉCTRICA 2022 – 2036

Con el propósito de contribuir con el cumplimiento de las metas de reducción de emisiones contaminantes, el Programa Especial de Cambio Climático 2021-2024, describe las siguientes acciones³⁷:

- Elaborar y publicar la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica para impulsar y posicionar a nivel nacional la movilidad eléctrica como una alternativa viable y sostenible, con el fin de promover la mitigación de GEI y carbono negro en el sector transporte.
- Promover la inclusión de normas lineamientos, criterios y/o guías con acciones dirigidas a la reducción de GEI en los programas de ordenamiento territorial, urbano y metropolitano, para el fortalecimiento de la resiliencia en los asentamientos humanos y el territorio.
- Fomentar, en coordinación con los estados y municipios, la construcción de sistemas de transporte colectivo.
- Impulsar e implementar proyectos de infraestructura ferroviaria para el transporte de pasajeros.
- Modificar la norma sobre emisiones de CO₂ aplicable a vehículos automotores nuevos de

peso bruto vehicular de hasta 3,857 kilogramos (NOM-163).

- Promover proyectos de transporte público y de carga local de bajo carbono (incluyendo la movilidad eléctrica).
- Reducir las emisiones de CO₂ y de contaminantes criterio mediante la operación del programa Transporte Limpio.
- Participar en grupos de trabajo para la instrumentación en zonas metropolitanas de proyectos de movilidad sostenible (incluyendo la eléctrica de conformidad con la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica y planes para disminuir huella de carbono de viajes al trabajo).

Para el 2036, se plantea un escenario de vehículos eléctricos ligeros, de carga y autobuses, alcanza la integración de alrededor de 4.9 millones de vehículos eléctricos³⁸, lo que significaría el 32.3% de los vehículos automotores que se estima se comercializarán en 2036.

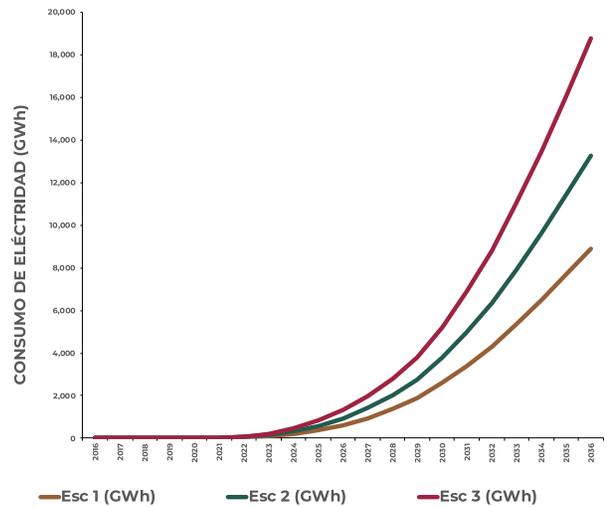
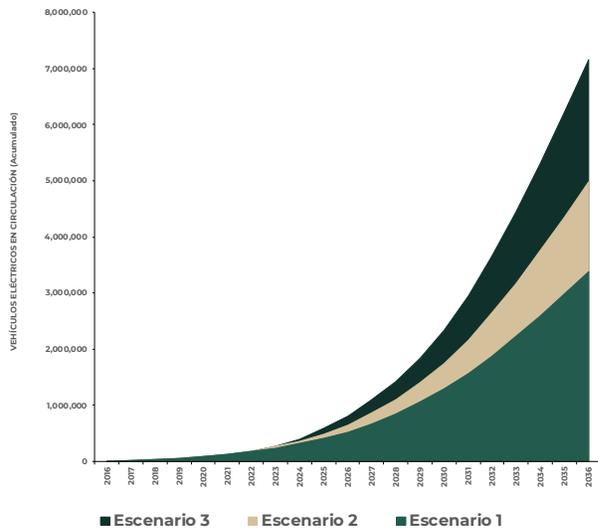
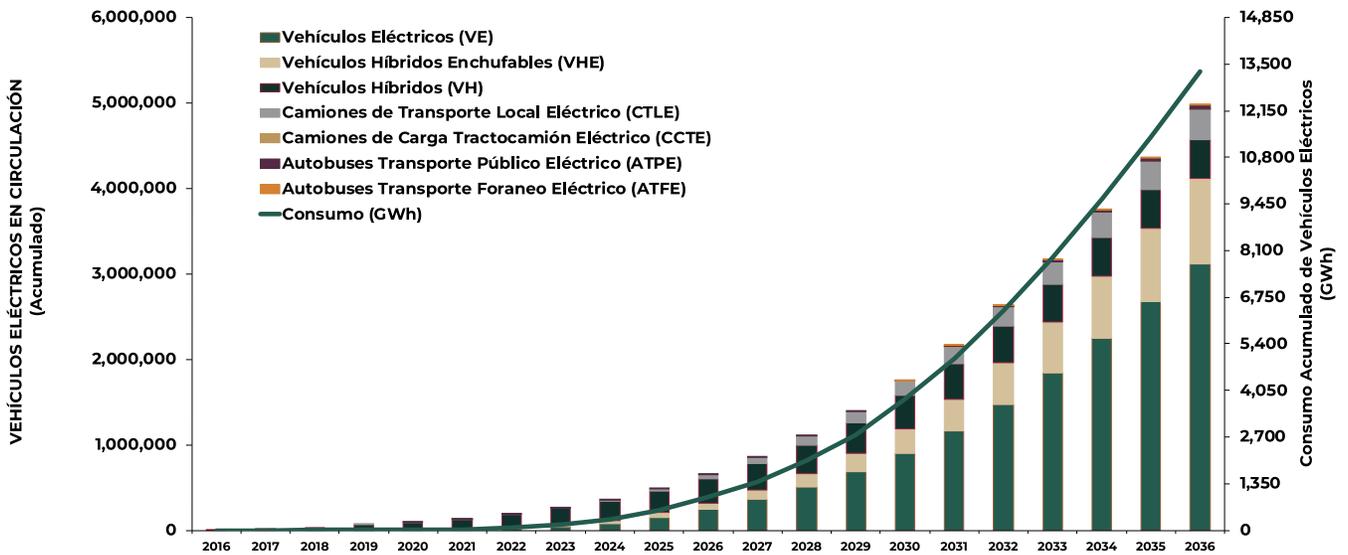
La distribución acumulada de los vehículos eléctricos en circulación para el 2036 estaría desagregada de la siguiente manera: 62.7% eléctricos, 20% híbridos enchufables, 9.2% híbridos, 7.3% eléctricos de carga ligeros, 0.8% autobuses eléctricos, 0.04% autobuses eléctricos foráneos y 0.01% de camiones de carga pesada como se muestra en la Figura 6.23.

³⁷ Ibidem

³⁸ Estimaciones con información de INEGI, SENER, CONUEE y Bloomberg.



FIGURA 6.23 EVOLUCIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS 2016-2036



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 37.4% de la energía que ocupa un vehículo a combustión interna para recorrer la misma distancia.

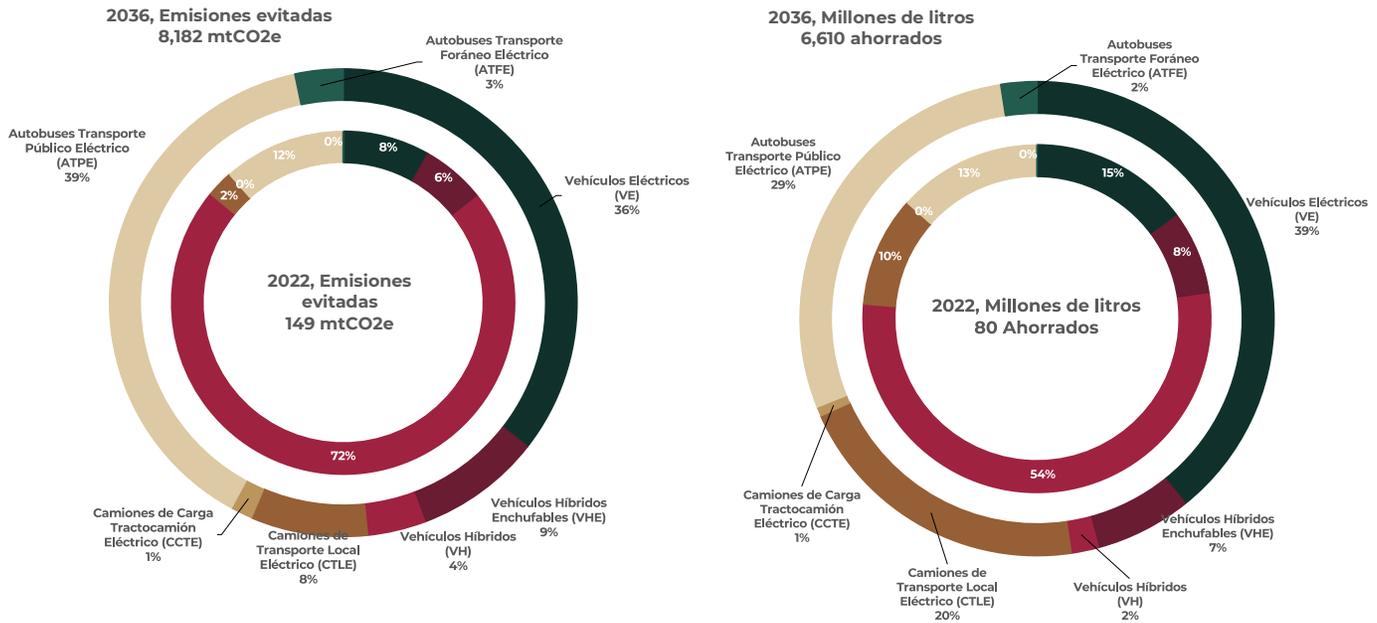
Se estima que en 2022 el consumo de energía eléctrica sea de 73 GWh, la energía requerida por este sector se irá incrementando y al final del horizonte de estudio puede alcanzar 13,283 GWh lo que representaría en 2.8% del consumo neto del SEN.



El impacto previsto por la movilidad eléctrica para el periodo 2022-2036 con relación a las emisiones evitadas, es que pasen de 149 mtCO₂e (miles de toneladas de bióxido de carbono equivalente) a 8,182

mtCO₂e³⁹, mientras que, para el rubro de combustibles, se valora que de 80 millones de litros ahorrados pasen a 6,610 millones como se muestra en la Figura 6.24.

FIGURA 6.24 EMISIONES EVITADAS Y AHORRO DE COMBUSTIBLE 2022 Y 2036. ALTO Y BAJO



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

6.18 GENERACIÓN DISTRIBUIDA 2022 - 2036

A continuación, se describirán dos proyecciones para los próximos 15 años, respecto al crecimiento de capacidad instalada de GD-FV, la generación aportada a las RGD 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 GD.

6.18.1 CAPACIDAD INSTALADA (MW) 2022 - 2036

En la Figura 6.25 se presenta la evolución de la capacidad instalada acumulada de GD-FV para los dos escenarios de crecimiento mencionados, se observa que una capacidad instalada de 2,015 MW registrada en 2021, para el 2036 se ubicará en 10,996 MW para el escenario de planeación y 16,371 MW para el escenario alternativo del SEN.

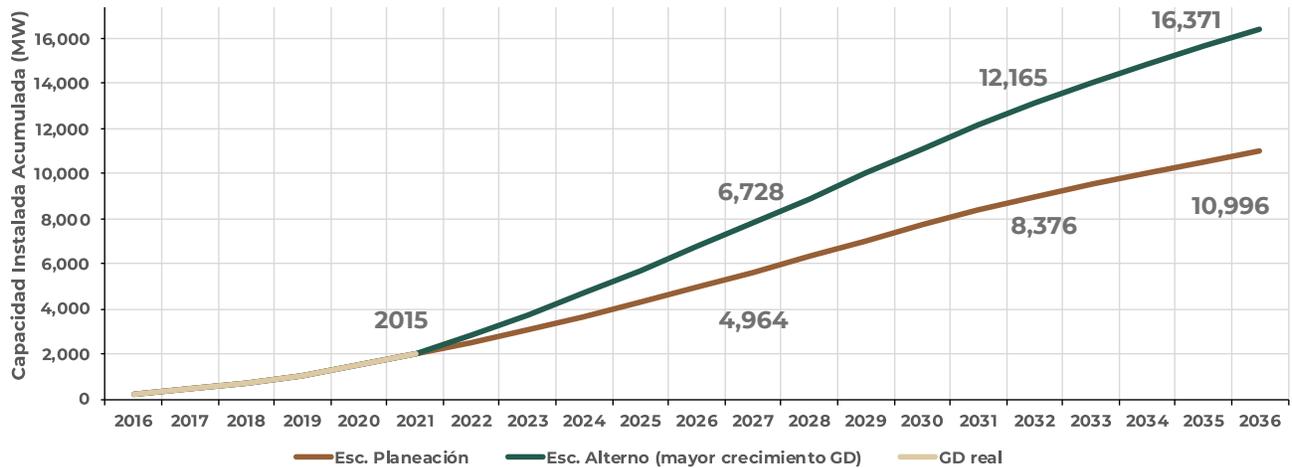
³⁹ Se realizó un análisis detallado para cada uno de los segmentos de VE, recorridos típicos, también de acuerdo con una capacidad de sustitución estimada.



La distribución de la capacidad instalada acumulada por GCR en 2036 para el escenario de planeación, se indica en la Figura 6.26. Se observa que las GCR con mayor participación son: Occidental, Noreste y Norte

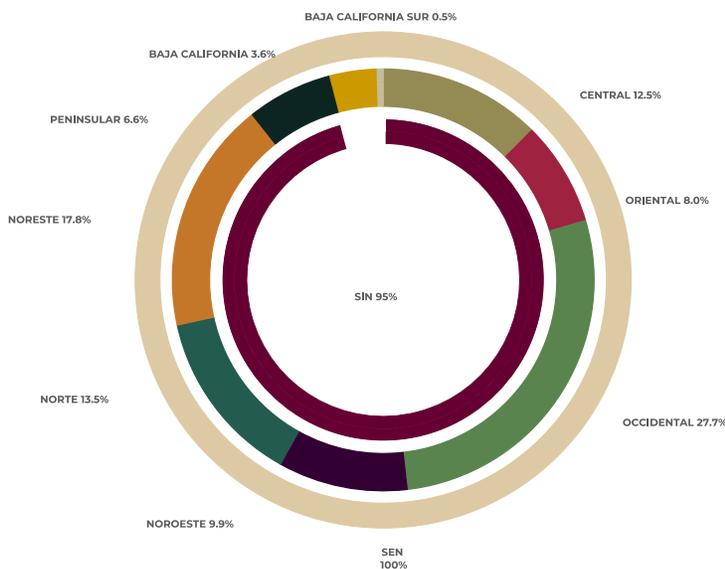
con 27.7%, 17.8% y 13.5% respectivamente, caso opuesto, las GCR con menor participación son: Baja California con 3.6% y Baja California Sur con 0.5%.

FIGURA 6.25 EVOLUCIÓN ESTIMADA DE LA CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA 2016-2036 (MW)



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

FIGURA 6.26 DISTRIBUCIÓN CAPACIDAD FOTOVOLTAICA INSTALADA ACUMULADA POR GCR 2036 (%), ESCENARIO DE PLANEACIÓN



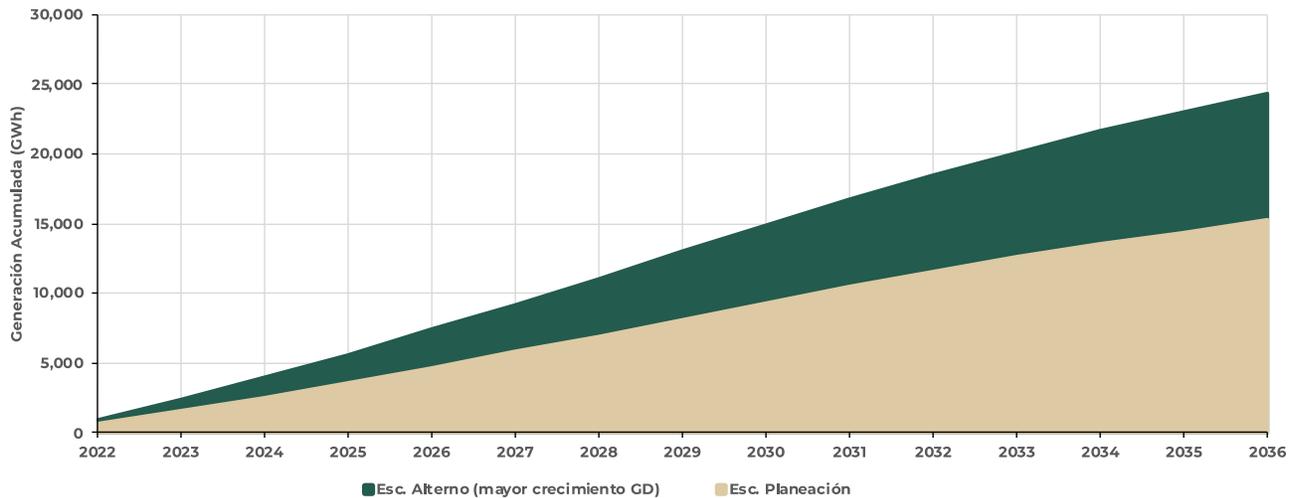
FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE



En la Figura 6.27 se presenta el comportamiento esperado de la generación de la GD-FV (GWh) en el SEN del 2022-2036 en los dos escenarios antes descritos. Se observa que para el escenario de planeación se alcanzará un valor de 15,156 GWh en

2036 y que, para el escenario con mayor crecimiento de GD-FV para ese mismo año, se ubicará con una generación de energía eléctrica de 59.8% mayor al escenario de planeación.

FIGURA 6.27 EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ANUAL ACUMULADO DE GD-FV EN EL SEN 2022-2036



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

6.19 DEMANDA MÁXIMA 2022 - 2036

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 el Cuadro 6.8 se enuncian los crecimientos estimados para los Sistemas Interconectados y las GCR en los tres escenarios probables.

En la Figura 6.28, se muestra el comportamiento estacional de la demanda máxima mensual por unidad del SIN del 2022, 2026, 2031 y 2036. Se observa que la máxima anual se presentará en junio, sin embargo, al final del horizonte se advierte un

cambio de comportamiento en donde las horas de la noche alcanzan valores cercanos a la demanda máxima, esto es debido al efecto conjunto de la GD-FV, movilidad eléctrica y el aprovechamiento del consumo de energía eléctrica a través del uso de tecnologías más eficientes.

Para el 2022 se espera que el impacto acumulado de la GD-FV sea del orden de 2,542 MW, mientras que en 2026 se prevé que la capacidad instalada acumulada en el SEN sea de 4,964 MW y al final del horizonte de planeación se ubique en una capacidad de 10,996 MW instalados.

La aportación máxima de GD-FV en el día que se estima se presentará la demanda máxima integrada neta del SIN en los años de estudio, se tiene valorada de la siguiente forma: para el 2022 se esperan 157



MWh/h (13:00 h), mientras que para el 2026 y 2031 se tiene estimada una participación de 1,432 MWh/h (13:00 h) y 3,305 MWh/h (13:00 h) respectivamente y para el final del horizonte se pronostica una aportación de demanda máxima integrada de GD-FV del orden de 4,835 MWh/h⁴⁰ (13:00h).

Con relación al día y a la hora que se estima se presentará la demanda máxima anual del SIN en la Figura 6.28, se puede apreciar la aportación de la GD-FV nueva, que no incluye el beneficio de la

capacidad instalada histórica al 2021 que sería alrededor de 900 MWh/h.

La hora de ocurrencia de la máxima integrada del SIN de 2021-2026 se presentará a las 17:00 horas y conforme avanza los años para 2031-2036 la máxima se desplaza a las 18:00 horas, lo anterior por la influencia de la GD-FV, así también las demandas máximas nocturnas al final del horizonte de planeación son muy similares en magnitud a la máxima de las 18:00 horas.

CUADRO 6.8 PRONÓSTICO DE LA DEMANDA INTEGRADA POR GCR 2022-2036, ESCENARIOS PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO

SISTEMA / GCR	TMCA (%)		
	ALTO	PLANEACIÓN	BAJO
SEN ^v	3.2	2.8	2.3
SIN	3.2	2.7	2.3
Central	2.4	2.0	1.6
Oriental	3.0	2.6	2.2
Occidental	3.6	3.0	2.6
Noroeste	3.3	2.8	2.4
Norte	2.9	2.4	1.9
Noreste	3.7	3.2	2.8
Peninsular	4.5	4.1	3.8
Baja California	3.5	2.9	2.4
Baja California Sur	3.9	3.6	3.3
Mulegé	2.3	2.2	2.1

^v Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

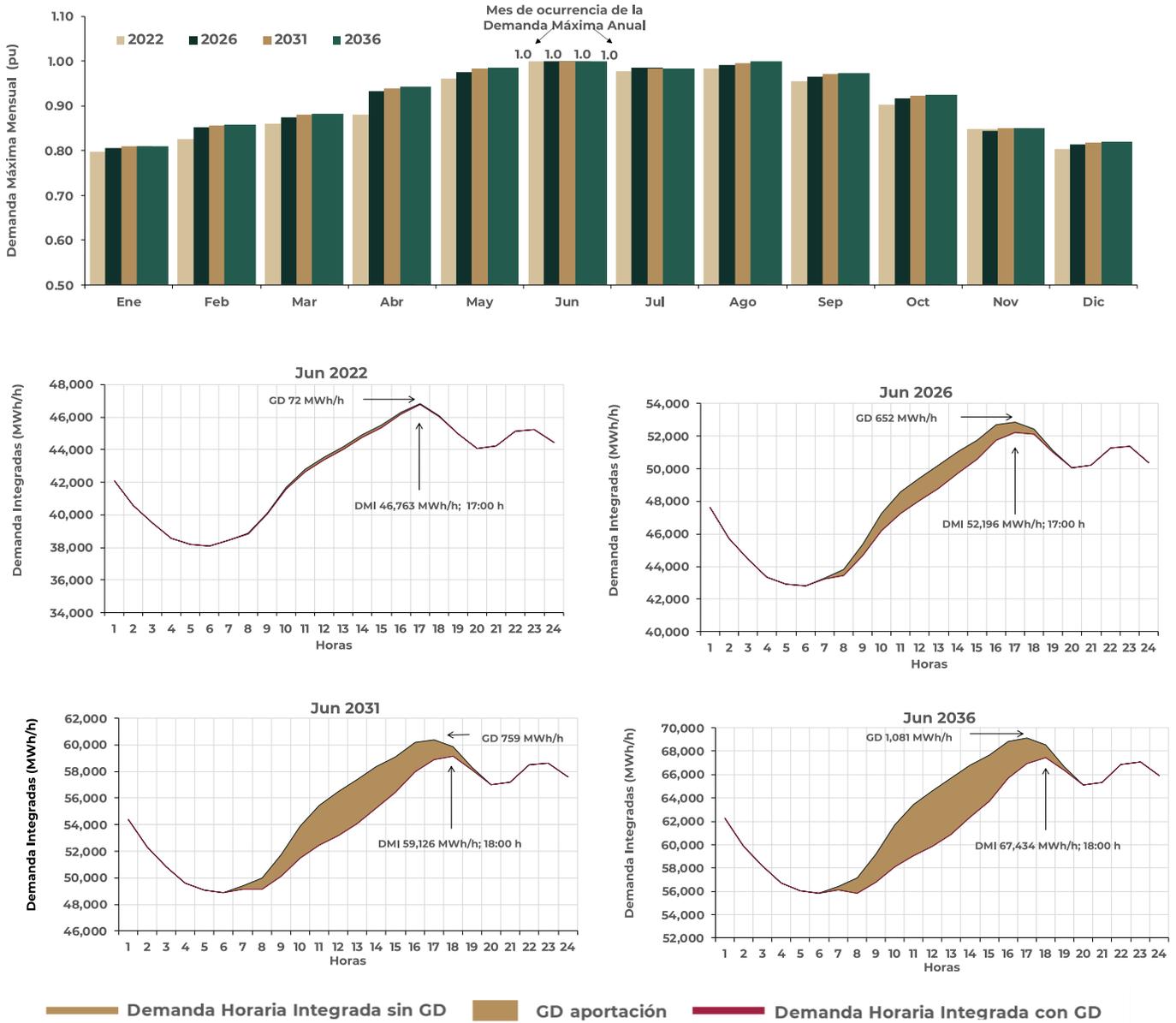
FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

⁴⁰ Para la elaboración del perfil horario por unidad de la GD para cada una de las 150 zonas que integran el SEN fue usado un software especializado denominado Renewables.ninja que

permite obtener una mejor aproximación al perfil de GD FV por zona.



FIGURA 6.28 COMPORTAMIENTO ESTACIONAL DE LA DEMANDA MÁXIMA MENSUAL (PU) Y DEMANDA HORARIO INTEGRADA EN LA OCURENCIA DE LA MÁXIMA ANUAL DEL SIN 2022, 2026, 2031 Y 2036, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



Nota: El área café es el impacto de la GD-FV a partir de 2022, la capacidad instalada actual ya tuvo su impacto en el pronóstico y series de tiempo.

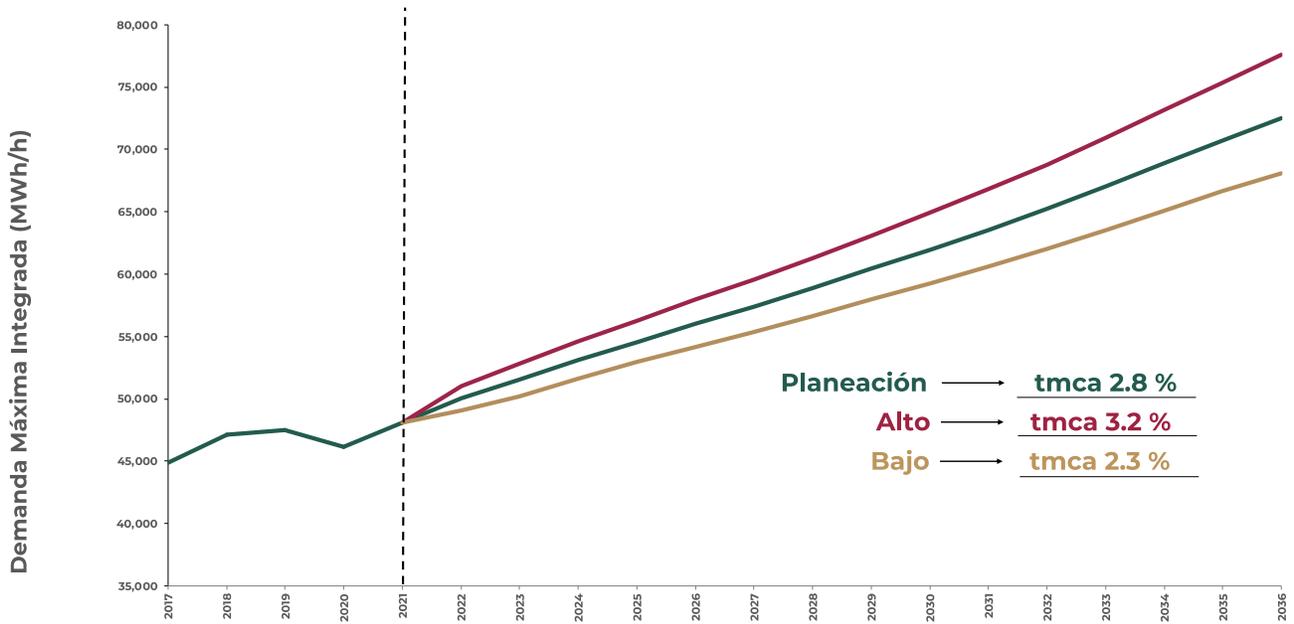
FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

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, 3.2% para

el escenario Alto y 2.3% para el escenario Bajo. En la Figura 6.29 se presentan los crecimientos del SEN para el escenario Alto, Planeación y Bajo.



FIGURA 6.29 PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA NETA DEL SEN ^{1/}2022-2036, ESCENARIO DE PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO (MWH/H)



^{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 Cuadro 6.9, se presentan los pronósticos de demanda máxima integrada por Sistema Interconectado y GCR.



CUADRO 6.9 PRONÓSTICO REGIONAL DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA NETA 2022-2036, ESCENARIO DE PLANEACIÓN (MWH/H)

AÑO / MWH/H	CENTRAL	ORIENTAL	OCCIDENTAL	NOROESTE	NORTE	NORESTE	PENINSULAR	BAJA CALIFORNIA	BAJA CALIFORNIA SUR	MULEGÉ	SIN	SEN
2021	8,439	7,943	10,370	5,418	5,141	10,069	2,311	3,316	576	32	46,763	50,036
2022	8,667	8,211	10,667	5,624	5,365	10,507	2,416	3,450	601	33	48,151	51,567
2023	8,908	8,471	10,998	5,823	5,512	10,857	2,600	3,583	630	33	49,495	53,100
2024	9,148	8,702	11,345	6,002	5,655	11,100	2,712	3,653	658	34	50,846	54,570
2025	9,381	8,935	11,796	6,186	5,782	11,400	2,834	3,751	674	35	52,196	56,030
2026	9,551	9,172	12,031	6,369	5,883	11,680	2,948	3,835	693	36	53,437	57,378
2027	9,705	9,407	12,394	6,572	6,031	12,009	3,054	3,963	714	36	54,813	58,848
2028	9,878	9,649	12,770	6,707	6,194	12,453	3,166	4,087	735	37	56,302	60,450
2029	10,040	9,882	13,138	6,872	6,290	12,780	3,284	4,206	757	38	57,693	61,978
2030	10,208	10,110	13,553	6,995	6,426	13,152	3,394	4,311	780	38	59,126	63,531
2031	10,382	10,359	13,985	7,252	6,555	13,518	3,514	4,430	804	38	60,670	65,215
2032	10,562	10,618	14,447	7,438	6,648	14,021	3,627	4,550	831	39	62,333	67,016
2033	10,759	10,875	14,860	7,578	6,836	14,533	3,751	4,652	857	40	64,034	68,886
2034	10,961	11,142	15,364	7,728	7,042	14,926	3,887	4,750	886	40	65,758	70,728
2035	11,148	11,405	15,910	7,879	7,147	15,355	4,042	4,852	916	41	67,434	72,518

^v Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

En la Figura 6.30, se muestra de forma geográfica y porcentual, el pronóstico para dos horizontes, 2022 — 2027 y 2022 — 2036 para cada GCR y SIN. Para el largo plazo, se prevé un dinamismo mayor para la GCR PEN con una tmca de 4.1%, seguido del SIBCS

con 3.6%, y con menor crecimiento la GCR CEL con 2.0%. Para el mediano plazo 2022 — 2027 las GCR PEN, el SIBCS y la GCR NES, crecerán por arriba de 3.4%, mientras la GCR CEL crecerá al 2.4%.



FIGURA 6.30 PRONÓSTICO REGIONAL DE LA DEMANDA MÁXIMA 2022-2027 Y 2022-2036, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



^{1/} tmca, año de referencia 2021

^{2/} Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

A continuación, en la Figura 6.31 se presentan los escenarios de pronóstico de la demanda máxima integrada neta para el SEN de los últimos ocho ejercicios de planeación del PRODESEN. Cada uno es representativo de acuerdo con las variables y condiciones que se tuvieron en cada año de estimación.

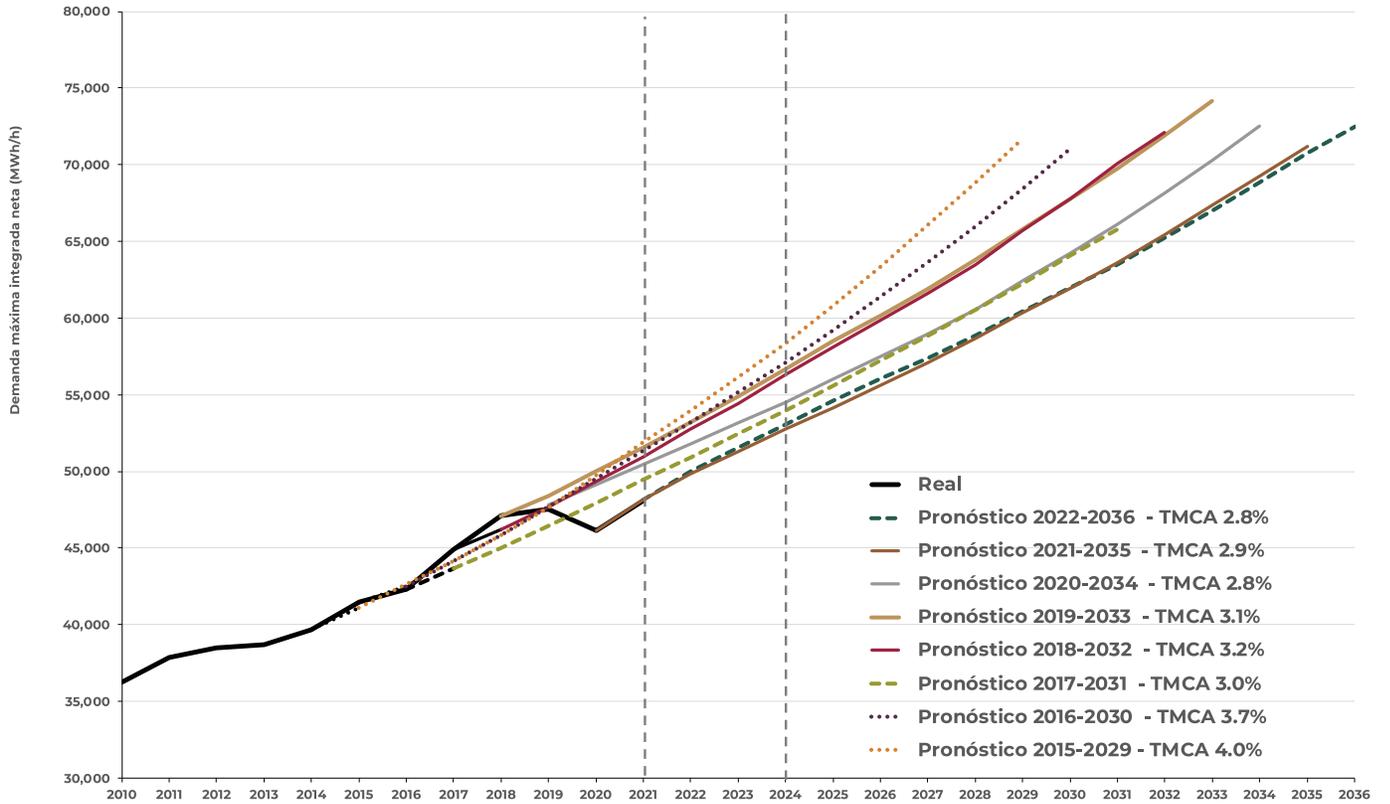
Se puede identificar que en los primeros dos PRODESEN 2015-2029 (trayectoria punteada color naranja) y 2016-2030 (trayectoria punteada color morado) las tmca resultantes fueron 4.0% y 3.7% derivado de las altas expectativas de crecimiento de las Reformas constitucionales, sin embargo con el paso de los años el pronóstico de consumo neto fue

disminuyendo para representar de mejor forma la situación real, en consecuencia el consumo neto estimado del 2017-2031, 2018-2032 y 2019-2033 se redujo a tmca del orden de 3.1%.

Finalmente se aprecia también que el inicio de la Contingencia Sanitaria y su evolución en los últimos tres años tuvo un impacto atenuador en las previsiones del consumo neto de 2020-2024, 2021-2035 y 2022-2036 ubicándose en tasas de crecimiento entre 2.8 y 2.9%, el último de ellos con tendencia marcada a una recuperación acelerada en el mediano plazo y después hacia el largo plazo se observan crecimientos anuales moderados.



FIGURA 6.31 COMPARATIVO DEL PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA NETA DEL SEN^{1/} 2015 A 2022, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN



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

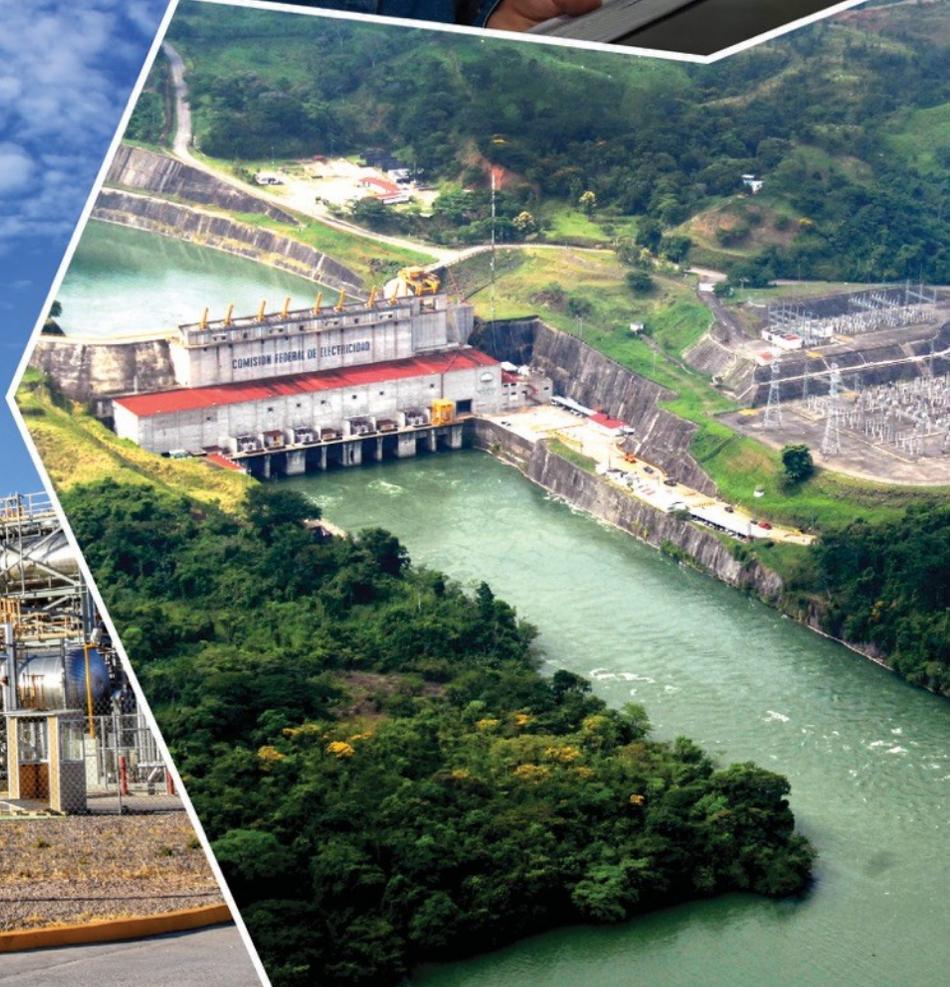




Central hidroeléctrica, Peñitas, Chiapas.
Comisión Federal de Electricidad.



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



Trabajadoras de CFE. Central de ciclo combinado, Agua Prieta, Sonora. Central hidroeléctrica, Ostuacán, Chiapas.
Comisión Federal de Electricidad.

De conformidad con el Artículo 13 de la LIE, “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 RLIE, en sus Artículo 5 y 7, se establece que:

“Artículo 5.- Para la elaboración del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional se deberá considerar al menos:

...

II. La coordinación de los programas indicativos 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;

[...]

IV. Los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas que prevea la infraestructura necesaria para asegurar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional;

V. La coordinación con la planeación del programa de expansión de la red nacional de gasoductos y los mecanismos de promoción de las Energías Limpias, y...”

“Artículo 7.-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.

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

En la LOAPF, en su artículo 33, establece que a la Secretaría de Energía le corresponde el despacho de los siguientes asuntos.

“Artículo 33.-A la Secretaría de Energía corresponde el despacho de los siguientes asuntos:

I. Establecer, conducir y coordinar la política energética del país, así como supervisar su cumplimiento con prioridad en la seguridad y diversificación energéticas, el ahorro de energía y la protección del medio ambiente, para lo cual podrá, entre otras acciones y en términos de las disposiciones aplicables, coordinar, realizar y promover programas, proyectos, estudios e investigaciones sobre las materias de su competencia;



[...]

V. Llevar a cabo la planeación energética a mediano y largo plazos, así como fijar las directrices económicas y sociales para el sector energético nacional, conforme a las disposiciones aplicables.

La planeación energética deberá atender los siguientes criterios: la soberanía y la seguridad energéticas, el mejoramiento de la productividad energética, la restitución de reservas de hidrocarburos, la diversificación de las fuentes de combustibles, la reducción progresiva de impactos ambientales de la producción y consumo de energía, la mayor participación de las energías renovables en el balance energético nacional, la satisfacción de las necesidades energéticas básicas de la población, el ahorro de energía y la mayor eficiencia de su producción y uso, el fortalecimiento de las empresas productivas del Estado del sector energético, y el apoyo a la investigación y el desarrollo tecnológico nacionales en materia energética;

[...]

XXIX. Fijar la política de eficiencia energética de la industria eléctrica y la política para establecer nuevas centrales eléctricas tendientes a satisfacer las necesidades del país y a dicha política de eficiencia energética de la industria eléctrica, así como establecer los requerimientos obligatorios en materia de energías limpias para la generación eléctrica;

[...]

XXXI. Los demás que le encomienden expresamente las leyes y reglamentos.”

Por lo anterior, como se ha citado, corresponde a la SENER, 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 ocupan, incluyendo la planeación energética a mediano y

largo plazos, 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 SENER;

En la LIE, en su artículo 11, faculta a la SENER, entre otras atribuciones para:

“Artículo 11.- La Secretaría está facultada para:

I. Establecer, conducir y coordinar la política energética del país en materia de energía eléctrica;

II. Formular los programas sectoriales para el desarrollo de la industria eléctrica conforme al Plan Nacional de Desarrollo;

III. Dirigir el proceso de planeación y la elaboración del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional;

[...]

V. Asegurar la coordinación con los órganos reguladores en materia de la industria eléctrica, las demás autoridades relevantes para la industria eléctrica, el CENACE y el Centro Nacional de Control del Gas Natural;

[...]

XII. Desarrollar los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas tendientes a satisfacer las necesidades del país, ...;

XIII. Preparar y coordinar la ejecución de los proyectos estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional;

[...]

XVII. Establecer criterios para la delimitación de las Centrales Eléctricas, las redes de transmisión, las redes de distribución, los Centros de Carga y el Sistema Eléctrico Nacional, y para clasificar las instalaciones eléctricas en las categorías correspondientes;

[...]

XLII. Las demás que éste y otros ordenamientos jurídicos le confieran, y



XLIII. Interpretar para efectos administrativos la presente Ley en el ámbito de sus facultades.

Artículo 132.- La Secretaría establecerá la política en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en el Sistema Eléctrico Nacional, incluyendo los criterios para establecer el equilibrio entre estos objetivos...”

Es importante señalar que, con base en 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 el fortalecimiento de las empresas productivas del estado, al decir:

“Artículo 1.- La presente Ley es reglamentaria de los artículos 25, párrafo cuarto; 27 párrafo sexto y 28, párrafo cuarto de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y tiene por objeto regular la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica y las demás actividades de la industria eléctrica. Las disposiciones de esta Ley son de interés social y orden público.

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”.

7.1 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La integración de GD, principalmente los sistemas GD-FV, en los SEP 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 evolución anual de la capacidad de integración de la GD-FV ha tenido un crecimiento exponencial, influyendo directamente en la elaboración del PIIRCE, ya que su incorporación año tras año modifica las series de tiempo de la demanda y consumo estimado por región y Sistema Interconectado.

En el SEN el 99.2% de GD, al cierre de 2021, es por parte de GD-FV, de los cuales se tiene registro de una capacidad instalada acumulada del orden de



2,015 MW⁴¹ en el SEN. La Figura 6.6⁴² muestra la capacidad instalada acumulada por tipo de tecnologías de GD a 2021.

La Figura 6.7⁴³ muestra la evolución de la evolución de capacidad instalada acumulada y la generación estimada de 2007 a 2021 de la GD-FV.

Para la integración de GD-FV, en el Capítulo 6, se realizaron dos proyecciones para los próximos 15 años, respecto al crecimiento de capacidad instalada y la generación aportada. El primer escenario es de planeación y el segundo escenario es asumiendo que habrá mayor dinamismo e impulso a la GD. Estas proyecciones tienen impacto en los pronósticos de demanda y consumo.

En la Figura 6.25³ se presenta la evolución estimada de la capacidad instalada acumulada de GD-FV para los dos escenarios de crecimiento mencionados, se observa para el escenario de planeación que para 2026 se estima un valor de 4,964 MW, lo que representa un crecimiento del 146.4% con respecto al cierre de 2021, y un crecimiento promedio anual de 590 MW. En caso de tener mayor dinamismo (escenario alterno), se estima que para 2026 se tenga una capacidad instalada de 6,728 MW y un crecimiento promedio anual 943 MW de GD-FV.

El PND 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 GD en México considera las entidades federativas con municipios que tienen menos de 2,500 habitantes⁴⁴ (comunidades rurales), con altos porcentajes de mexicanos en situación de pobreza más altos⁴⁵, con viviendas que no disponen de Suministro Eléctrico y cuentan con 1.0% o menos del porcentaje de panel solar instalado⁴⁶.

En la Figura 6.27⁴³ se presenta el comportamiento esperado de la generación de la GD-FV (GWh) de 2022 a 2036 en el SEN, para el escenario de planeación y el alterno. Para la elaboración del PIIRCE 2022-2036 se considera el escenario de planeación.

Las disposiciones correspondientes a las acciones, instrumentos y mecanismos que emita la SENER necesarios para el desarrollo eficiente y en términos de viabilidad económica de la GD-FV son fundamentales para el cumplimiento de las metas de Energía Limpia y Eficiencia Energética con este tipo de tecnología, ya que 9.1 TWh, entre un crecimiento de planeación y uno alterno con políticas públicas en materia de energía eléctrica enfocadas a dar mayor aceleración a la GD-FV en 2036, representa una disminución en el consumo de energía eléctrica, y un impacto en la planeación de la expansión y modernización de la RNT y las RGD.

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 en concordancia con la actualización de los procesos y actividades para mantener y garantizar la operación del Sistema

⁴¹ CFE Distribuidor, estadísticas GD, diciembre 2021

⁴² Capítulo 6. Demanda y Consumo 2022-2036.

⁴³ Ibidem.

⁴⁴ www.cuentame.inegi.org.mx.

⁴⁵ www.coneval.org.mx

⁴⁶ Ibidem.



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.

En el escenario de planeación para 2036, se tiene una estimación en el consumo neto en el SEN de 480,537 GWh y una producción de energía eléctrica con GD de 15,156 GWh en el SEN, que representa una disminución del 3% en el consumo neto, sin considerar el efecto de la reducción de pérdidas I2R por no transmitir y distribuir esta energía eléctrica por la RNT y las RGD. En caso de presentarse el escenario alternativo con una política de mayor integración de la GD-FV, el consumo neto en el SEN en 2036 disminuiría 9,066 GWh y la GD representaría una disminución de 4.9%, sin considerar el efecto de la reducción de pérdidas I2R por no transmitir y distribuir esta energía eléctrica por la RNT y las RGD.

7.2 PROGRAMA INDICATIVO DE INCORPORACIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS

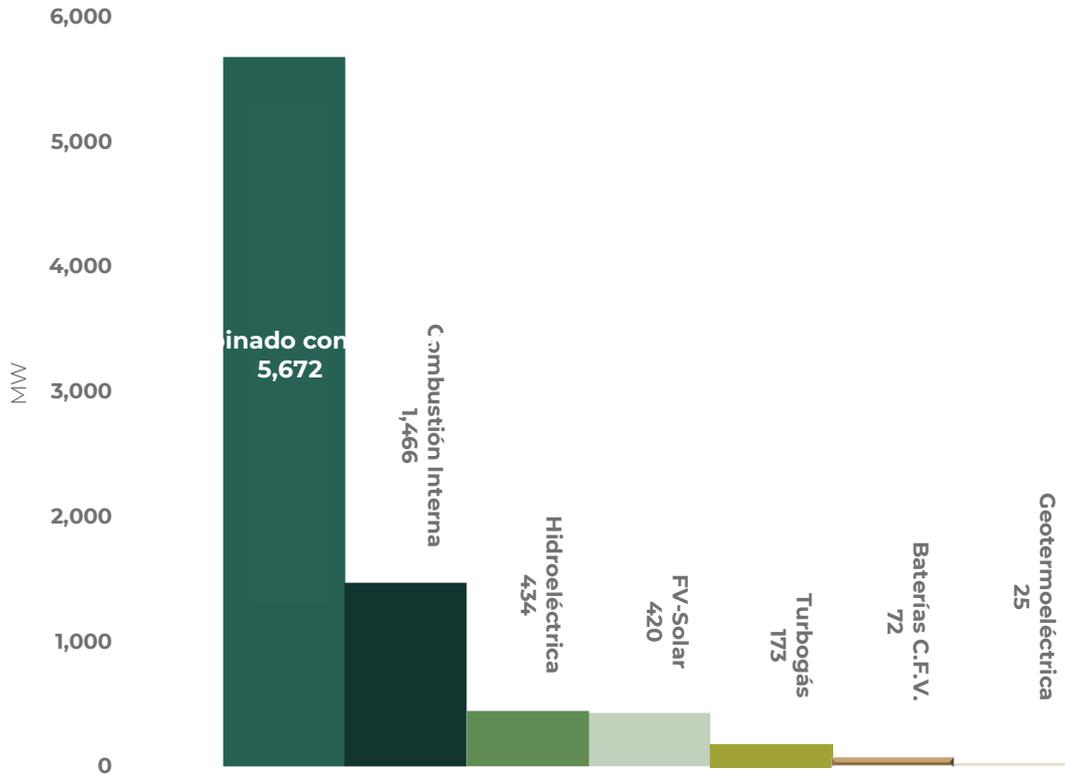
En el presente ejercicio de planeación, de conformidad con la nueva política energética de la Administración Pública Federal, dando cumplimiento a lo dispuesto por el artículo 33, fracciones V y XXIX, de la LOAPF, la SENER

determinó como proyectos estratégicos de infraestructura en el PIIRCE un grupo de Centrales Eléctricas con base al artículo 11, fracción XII, de la LIE, 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. La Figura 7.1 muestra las adiciones de capacidad neta de 2022 a 2025.

Considerando la problemática actual en la operación del SEN y la actualización de su resolución para mantener su eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad; así como el continuar con la integración de Centrales Eléctricas con Energías Limpias renovables intermitentes, es imperativo el desarrollo e implementación de nuevas Centrales Eléctricas para satisfacer las necesidades del país y de respaldo a las Centrales Eléctricas variables e intermitentes sin Energía Cinética (Inercia Física) y con reducida capacidad de aportación al Nivel de Cortocircuito. Estos proyectos se establecen en el PIIRCE como proyectos estratégicos y prioritarios, para evitar en el corto plazo cortes de energía eléctrica, principalmente en las penínsulas, y para permitir que se continúe con la integración de los proyectos de generación con Energías Limpias renovables actualmente en desarrollo y futuros.

La tecnología de las Centrales Eléctricas de Ciclo Combinado y de Combustión Interna brindan una mayor flexibilidad en la operación, comparadas con las unidades de Central Eléctrica actuales en operación, que fueron concebidas en su diseño para operar en carga base y su capacidad de regulación primaria para cubrir la variabilidad, incertidumbre de la demanda y salida fortuita de la contingencia sencilla más severa para un desbalance carga-generación.

FIGURA 7.1 CAPACIDAD NETA EN MW, ADICIONES DE CAPACIDAD DE 2022 A 2025 DE PROYECTOS ESTRATÉGICOS DE INFRAESTRUCTURA



FUENTE: SENER con información de CENACE y CFE

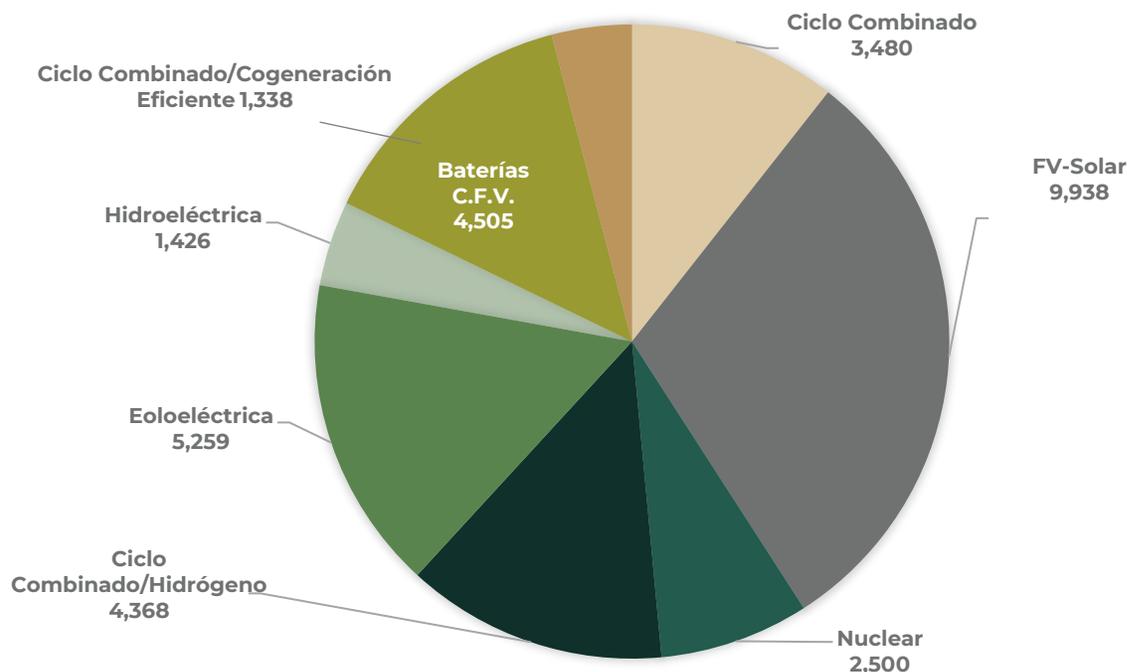
La Figura 7.2 presenta las adiciones de capacidad esperada del proceso de optimización de proyectos en etapa de estudios e indicativos para fortalecer la política energética nacional de 2026 a 2036, las principales tecnologías son FV, EO, CCC y bancos de baterías asociados a las Centrales Eléctricas FV y EO.

Los CCC con H₂, se proyecta que sean con una mezcla de 70% CH₄ y 30% H₂.

Los CCC que no se consideran con H₂, se ubican en regiones con recurso de gas natural, necesarias para el desarrollo económico nacional, pero donde el recurso de H₂ no es accesible, por lo que, se ubican en estas regiones atendiendo el artículo 5, fracción IV y V, del Reglamento de la LIE.



FIGURA 7. 2 ADICIONES DE CAPACIDAD EN MW DE 2026 A 2036 DE PROYECTOS ESTRATÉGICOS



FUENTE: SENER con información de CENACE y CFE

El PIIRCE junto a la estimación GD-FV tienen una adición de Centrales Eléctricas con energía primaria solar y viento de 24,598 MW en el periodo de 2022 a 2036, sin considerar a las Centrales Eléctricas con Contrato de Interconexión y que no han entrado en Operación Comercial.

Si bien se está mencionando a nivel mundial la producción de energía eléctrica con H₂ verde, es necesario su incorporación en sitios donde se tengan recursos naturales como sol, viento y agua, dados los grandes volúmenes de recurso hídrico, de fuente primaria de energía solar y eólica para el proceso de electrólisis (aproximadamente 9 kilogramos de H₂O para producir un kilogramo de H₂ en condiciones ideales). La propuesta inicial es transportar el H₂ verde en forma de gas adaptando parte de la infraestructura de gas natural, ya que se

tienen alto costos de capital aunado a la parte ambiental para la construcción de nuevos ductos, lo que puede constituir riesgos para expandir la infraestructura de suministro de H₂ verde a través de ductos. La red de gasoductos del Noroeste (Sonora y Sinaloa), Noreste (Tamaulipas), Istmo de Tehuantepec, Baja California y la península de Yucatán, podrían ser utilizados, pues existe potencial renovable y se encuentran cerca de las costas. Situación similar se presenta en Baja California Sur, donde tiene grandes recursos naturales y necesidades de capacidad de generación eléctrica.

A su vez, aprovechando el desarrollo de la infraestructura en producción de H₂ verde, se analizó en este ejercicio del PIIRCE la conversión de 5,513 MW de capacidad de CCC con una mezcla de 70% CH₄ y 30% H₂ entre 2033 y 2036.



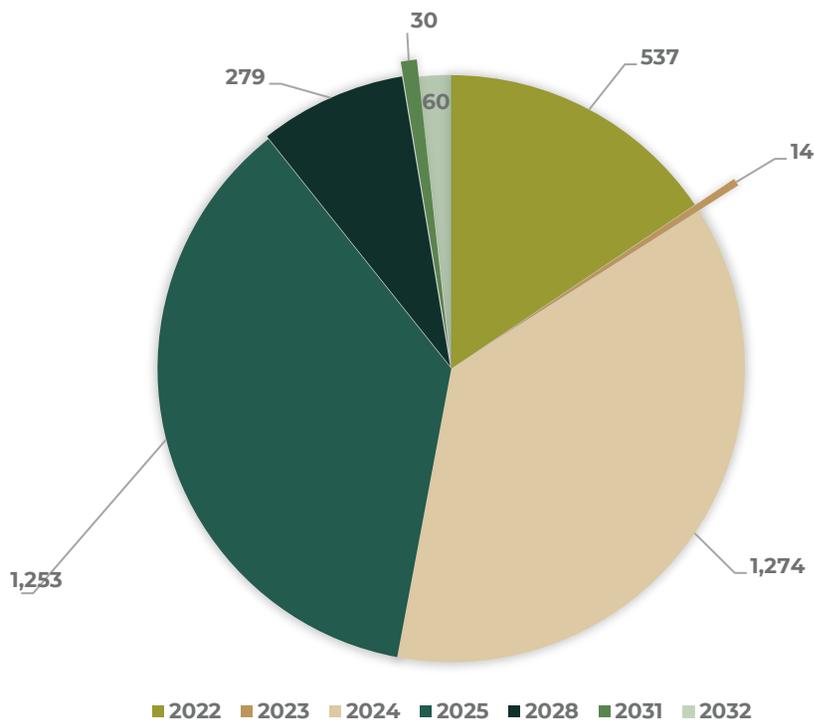
La adición de sistemas de almacenamiento con baterías se estudia en el PIIRCE para mejorar la Confiabilidad en el SEN, para desplazar la energía eléctrica producida por las Centrales Eléctricas FV y EO, reducir congestiones y sobrecargas en la RNT. Si bien su integración no se está considerando en el corto plazo (solo 72 MW) se espera que con el cambio que se está gestionando y desarrollando en la tecnología de los inversores (pasar de *Grid-Following* a *Grid-Forming*, términos en inglés) para que su operación garantice la Confiabilidad con una mayor integración de Centrales Eléctricas asíncronas en los SEP con la reducción de la robustez eléctrica, menor Energía Cinética (Inercia Física) y Nivel de Cortocircuito, por el cambio en la matriz energética al desplazar las Centrales Eléctricas síncronas con combustibles fósiles por Centrales Eléctricas asíncronas con base a electrónica de potencia con Energía Limpia.

En el programa también se consideran 2,500 MW de capacidad nuclear, donde se espera que en el mediano plazo la tecnología nuclear para Centrales Eléctricas de menor capacidad sea asequible para su integración al SEN.

En el periodo de 2026-2036 las adiciones de tecnologías fósiles con gas natural se ven reducidas a menos del 15%, incluyendo la Cogeneración Eficiente, sin considerar los CCC de mezcla gas natural e H₂ verde.

La Figura 7.3 presenta la capacidad a sustituir con la estrategia para fortalecer la política energética nacional de 2022 a 2036, donde 3,433 MW corresponden a unidades de Central Eléctrica térmicas y 14 MW son unidades de Central Eléctrica Geotérmicas.

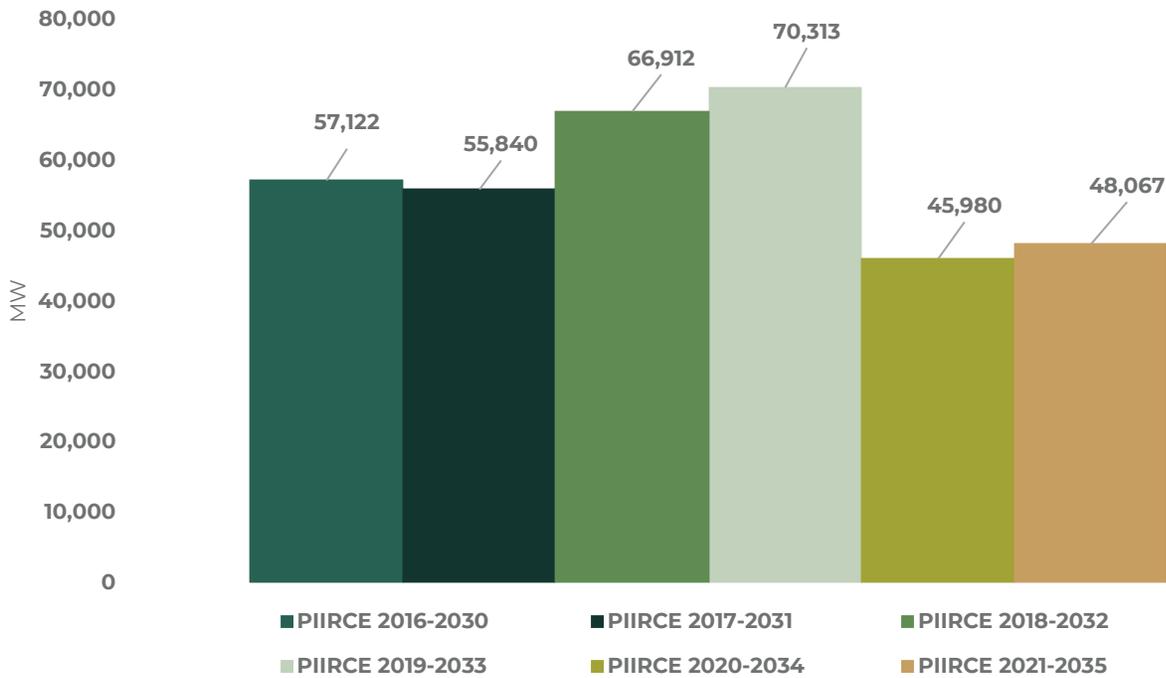
FIGURA 7.3 CAPACIDAD EN MW DE SUSTITUCIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS



FUENTE: SENER con información de CENACE y CFE

En la Figura 7.4, se muestran las adiciones de capacidad de generación estimadas en los ejercicios del PIIRCE para 2016-2030, 2017-2031, 2018-2032, 2019-2033, 2020-2034 y 2021-2035

FIGURA 7. 4 ADICIÓN DE CAPACIDAD ESTIMADA (MW) EN LOS EJERCICIOS DEL PIIRCE 2016-2030, 2017-2031, 2018-2032, 2019-2033, 2020-2034 y 2021-2035



FUENTE: SENER

De la Figura 7.4 se observan variaciones significativas en la integración de capacidad entre los diferentes PIIRCE, esto se debe principalmente a la evolución esperada del pronóstico de demanda y consumo (ver Figuras 6.18 y 6.31⁴⁷), escenarios de precios de combustibles, cumplimiento de metas de Energías Limpias, mitigación de emisiones de GEI, uso de H² verde en CCC, integración de generación nuclear, sistemas de almacenamiento y otras

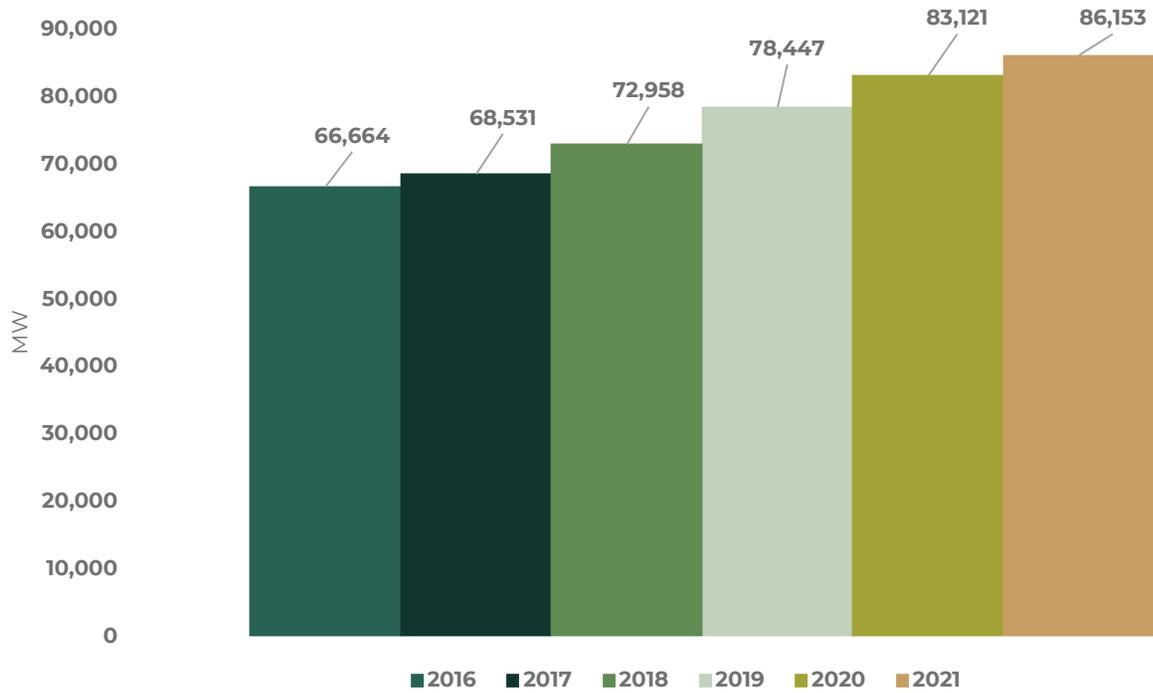
tecnologías de generación empleadas para satisfacer el Suministro Eléctrico y garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del SEN.

En la Figura 7.5 se presenta la evolución de la capacidad instalada en operación comercial de 2016 a 2021 en el SEN.

⁴⁷ Capítulo 6. Demanda y Consumo 2022-2036



FIGURA 7.5 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA (MW) 2016 – 2021



FUENTE: SENER con información de CENACE y CFE

De la figura 7.5 se observa que, en un periodo de 5 años, la capacidad instalada se incrementó un 29.24% y en el mismo periodo se incrementó el consumo neto en 10.7%.

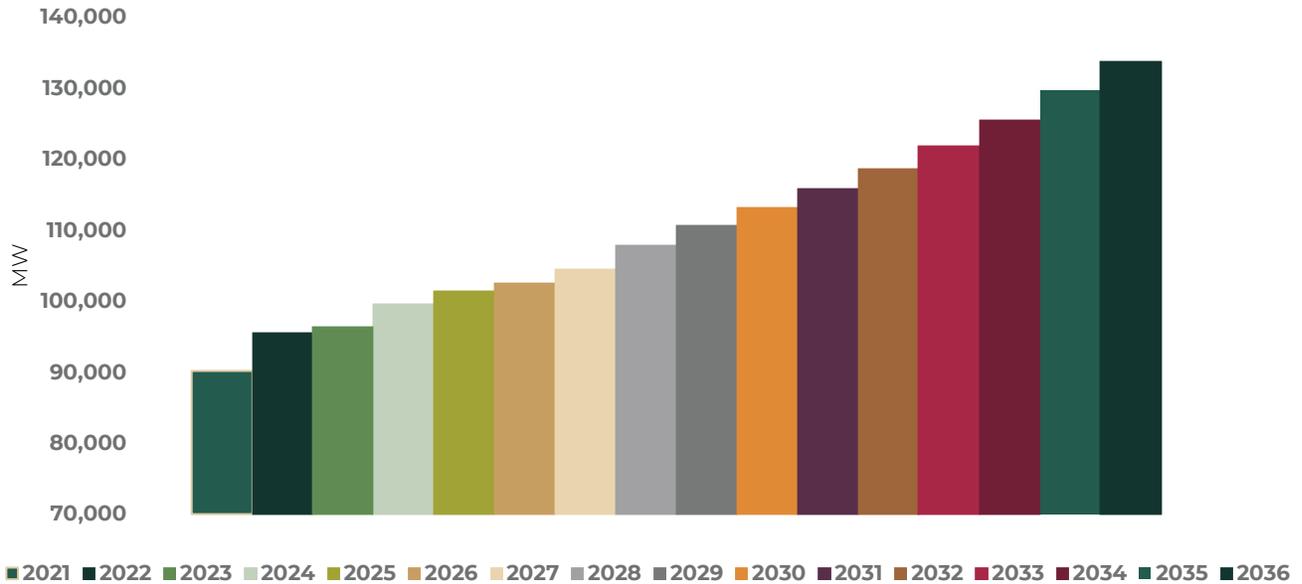
La Figura 7.6 presenta la evolución esperada de la capacidad total instalada (no incluye capacidad de autoabasto local, abasto aislado y GD-FV) en la RNT y las RGD, considerando los proyectos firmes e indicativos para el periodo 2021 – 2036.



Subestación eléctrica, Tuxpan Veracruz, 2005.
Comisión Federal de Electricidad.



FIGURA 7. 6 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD ACUMULADA 2021 – 2036 (MW)



No incluye abasto aislado, autoabasto local y GD-FV
 FUENTE: SENER con información de CENACE y CFE

El PIIRCE publicado por la SENER, resultó de la revisión de los proyectos con Contrato de Interconexión, proyectos estratégicos de infraestructura y Centrales Eléctricas indicativas en consonancia con el cumplimiento de la política energética nacional y la reducción de emisiones de GEI, considerando proyectos de generación flexibles con tecnologías convencionales y asíncronos con el objetivo de promover la instalación de los recursos suficientes para satisfacer el Suministro Eléctrico y garantizar la Confiabilidad del SEN.

La Figura 7.7 muestra la capacidad instalada en operación comercial y pruebas al cierre de 2021, así como la evolución esperada de la capacidad a instalar por tipo de tecnología de generación con base al PIIRCE 2022-2036.

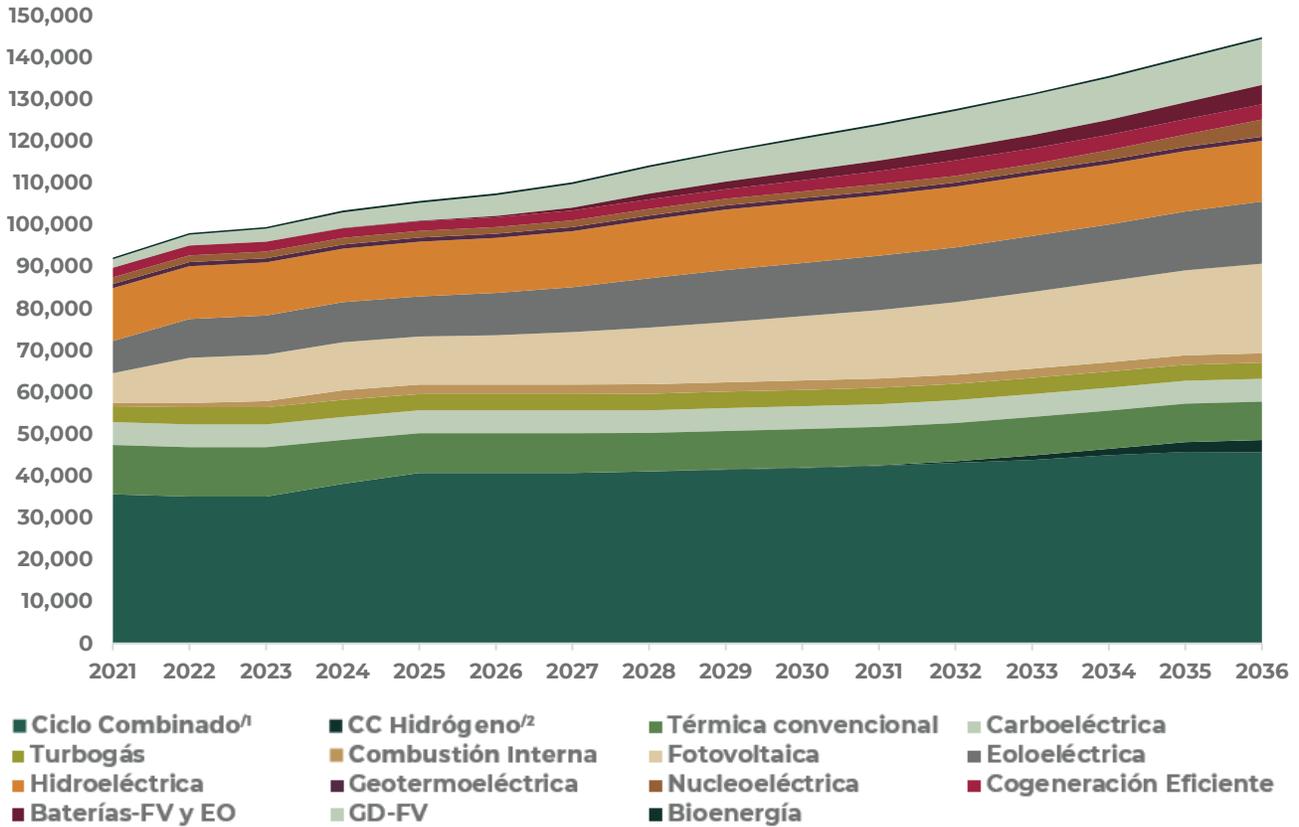
Es importante destacar que en 2021 el 37.7% de su capacidad total (operación comercial, pruebas y GD-FV, no incluye abasto aislado) es Energía Limpia y,

para el año 2036, esta participación se incrementará a 54.2% de la capacidad total, incluyendo baterías, la capacidad correspondiente al H² verde CCC y la capacidad de GD-FV.

Para el periodo 2022-2025, 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 PND 2019-2024; a partir de 2026 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 SEN, así como el cumplimiento de metas de Energías Limpias establecidas en la LTE y la reducción de GEI de los compromisos internacionales, de tal manera que se minimice el costo total de la operación del SEN en el mediano y largo plazos.



FIGURA 7. 7 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD (MW) PIIRCE 2021-2036



¹ No considera la capacidad de CCC con una mezcla de CH₄ e H₂ entre 2033 y 2036

² Considera la capacidad de CCC con una mezcla de 70% CH₄ y 30% H₂ entre 2033 y 2036

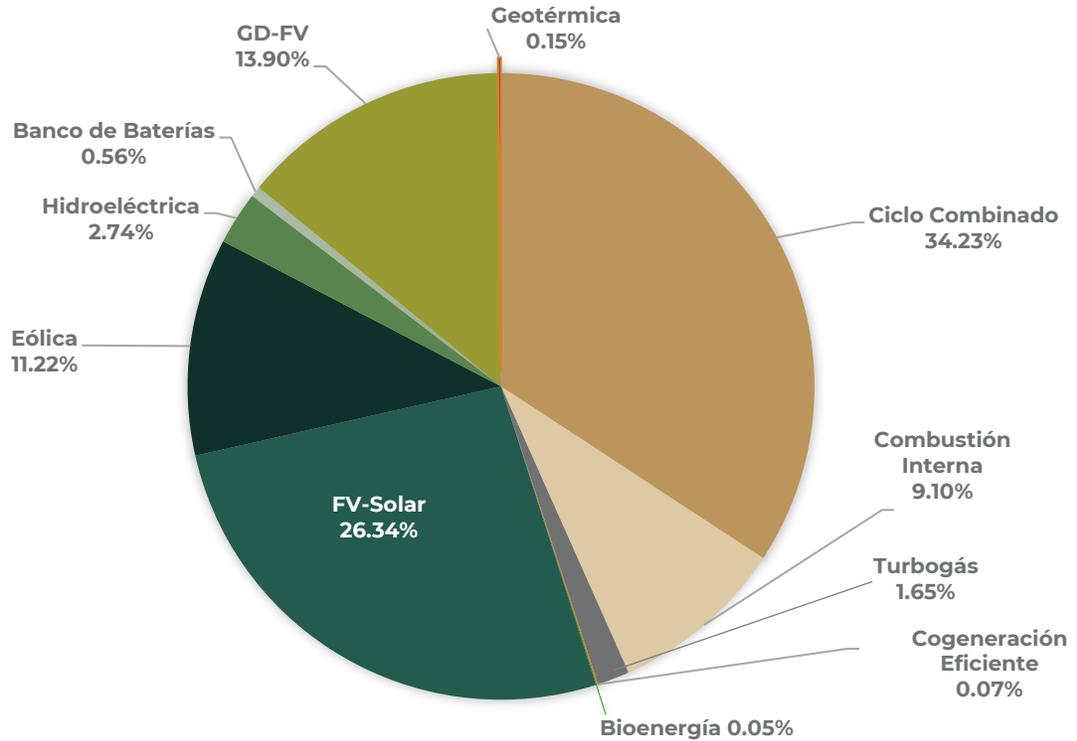
FUENTE: SENER con información de CENACE y CFE

En el PIIRCE, al 31 de diciembre de 2025, se estima una incorporación de capacidad a instalar de 14,266 MW en la RNT y RGD del MEM; si se incluye la capacidad a instalar en el mismo periodo de GD-FV, se estiman 16,568 MW (escenario planeación). La

gráfica de la Figura 7.8 muestra la distribución en porcentaje de la incorporación de capacidad a instalar por tipo de tecnología al 31 de diciembre de 2025, considerando la integración de la GD-FV, se espera una integración del 55% de Energías Limpias.



FIGURA 7. 8 PORCENTAJE DE ADICIÓN DE CAPACIDAD POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2022-2025



FUENTE: SENER con información de CENACE y CFE

La Figura 7.9, presenta el comportamiento esperado de la generación neta inyectada (TWh) de 2022 a 2036 en el SEN, se considera la GD-FV, la cual, en los pronósticos de demanda y consumo, se considera como autoconsumo local, la producción de energía eléctrica.

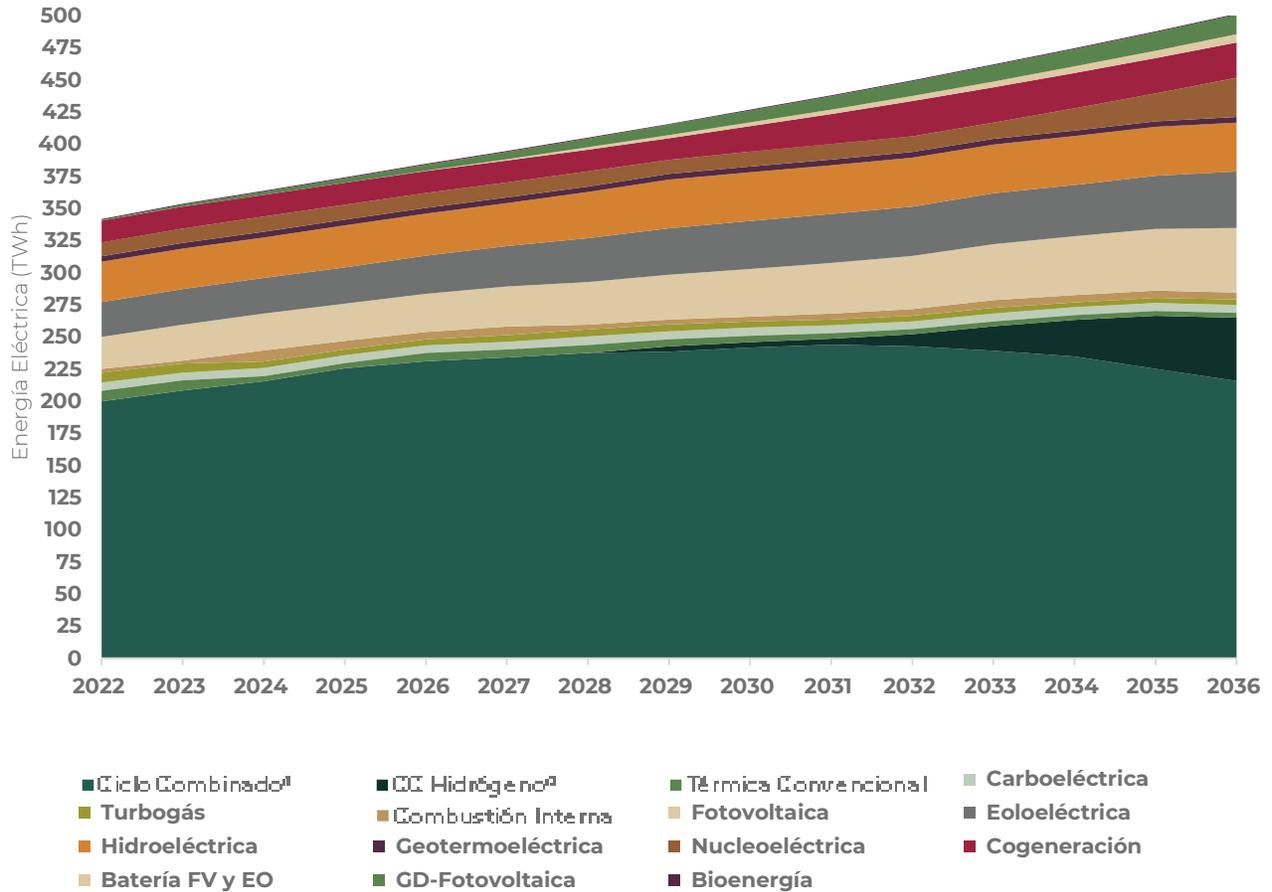
Se puede observar la incorporación de H₂ verde en las CCC, lo que permitirá disminuir el consumo de gas natural en este tipo de Centrales Eléctricas.



Subestación eléctrica "Los Azufres", Michoacán, 2006.
Comisión Federal de Electricidad.



FIGURA 7.9 EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PIIRCE 2022-2036 (TWh)



¹ No considera la generación de CCC con una mezcla de CH₄ e H₂ entre 2033 y 2036

² Considera la generación de CCC con una mezcla de 70% CH₄ y 30% H₂ entre 2033 y 2036
 Considera energía eléctrica de exportación hacia Centroamérica.

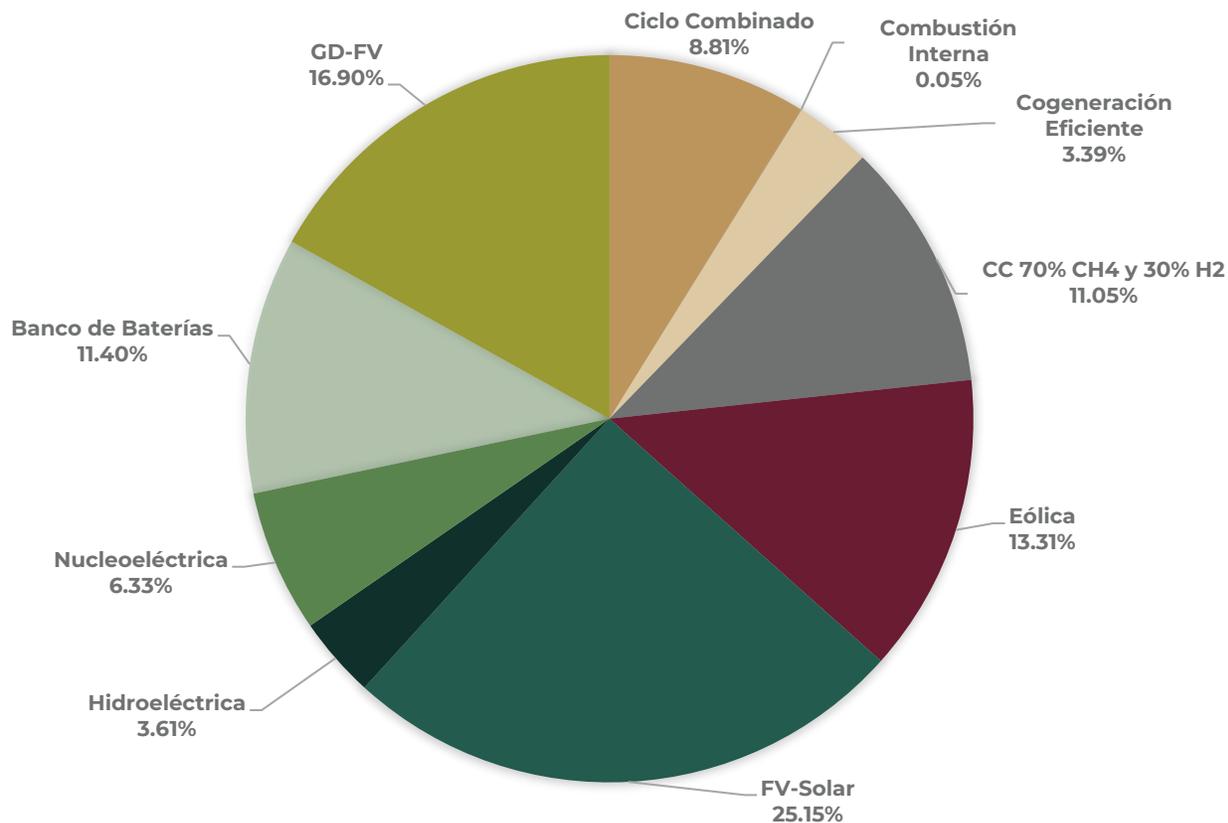
FUENTE: SENER con información de CENACE y CFE

Del periodo 2026 a 2036 el PIIRCE estima una incorporación de capacidad a instalar de 39,510 MW, incluyendo la GD-FV (6,679 MW). La gráfica de la Figura 7.10 muestra la distribución en porcentaje de la incorporación de capacidad a instalar por tipo de tecnología del periodo 2026 a 2036, donde el 83.4% corresponde a Energías Limpias. En este ejercicio del PIIRCE 2022-2036 se considera la incorporación de sistemas de almacenamiento (4,505 MW de 2026-

2036) con el objetivo de aumentar la flexibilidad operativa y la Confiabilidad del SEN, así como su resiliencia (imperativo el cambio tecnológico de la electrónica de potencia en inversores) ante diferentes disturbios que puedan presentarse en el sistema de almacenamiento que está vinculado a futuras Centrales Eléctricas para la incorporación de sus Energías Limpias con fuente primaria solar y viento.



FIGURA 7. 10 PORCENTAJE DE ADICIÓN DE CAPACIDAD POR TECNOLOGÍA DE 2026 A 2036



FUENTE: SENER con información de CENACE y CFE

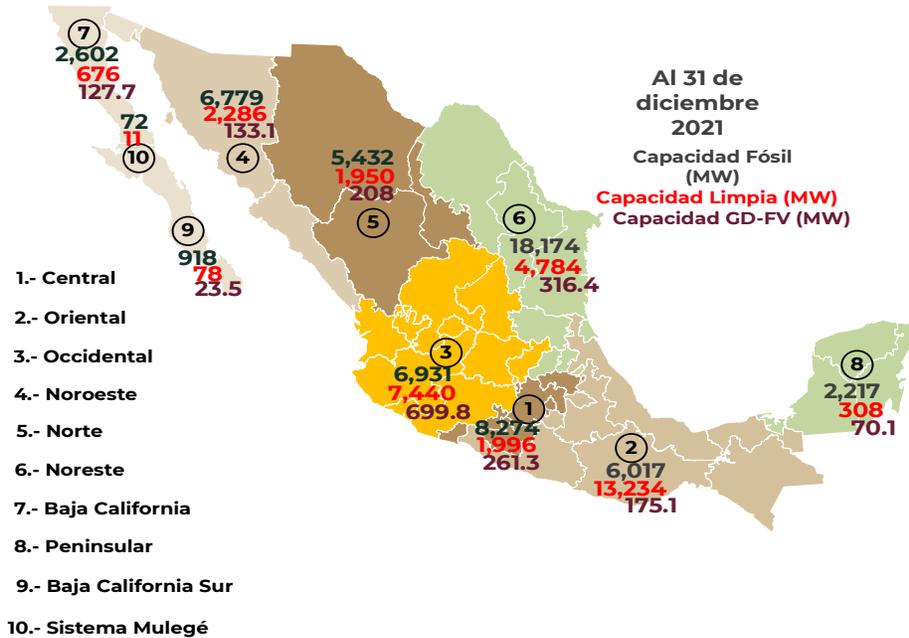
La Figura 7.11 presenta la capacidad instalada de las Centrales Eléctricas en operación comercial, pruebas y la GD-FV en MW por GCR al 31 de diciembre de 2021, se puede observar que en las GCR Oriental y Occidental la participación de la capacidad instalada de Energías Limpias es mayor que la capacidad fósil.

La Figura 7.12 presenta la capacidad instalada en MW por GCR a 2025, se puede observar que la participación de Energías Limpias sigue su ritmo de incremento gradual garantizando la Confiabilidad y la viabilidad económica.

La Figura 7.13 presenta por GCR la distribución en por ciento de la Capacidad Instalada en el SEN de la Centrales Eléctricas con Energía Limpia y Fósil, y la capacidad en MW de la GD-FV, se puede observar que en las GCR del norte de país en el SIN su participación se aproxima al 50% entre fósiles y Energías Limpias (incluye Bancos de Baterías), cumpliendo con la fracción V del artículo 5 del Reglamento de la LIE; en la península de Yucatán y SIBC se puede observar con la inclusión de la GD-FV se duplica la capacidad de Energías Limpias y SIBCS en su por ciento de capacidad instalada se tiene también un aumento significativo.

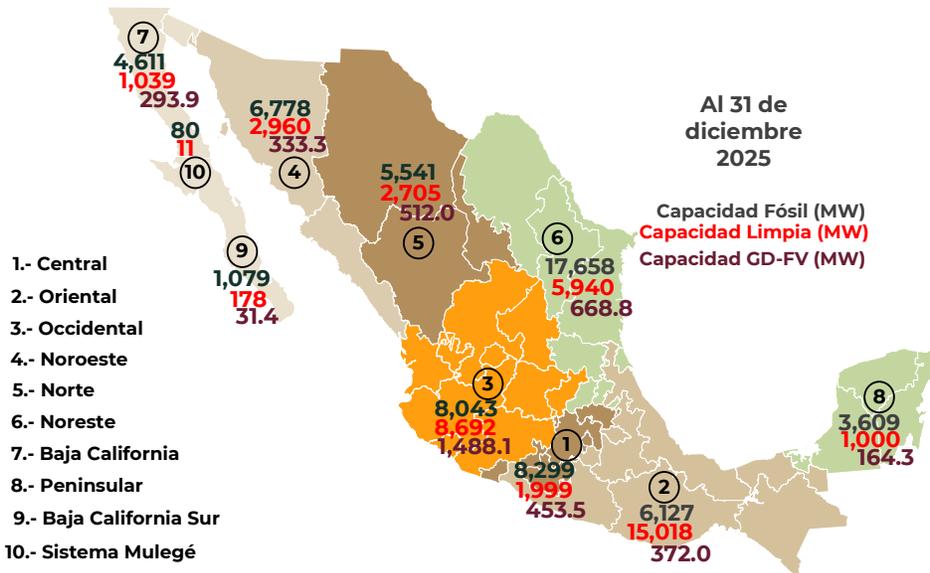


FIGURA 7. 11 CAPACIDAD INSTALADA EN OPERACIÓN COMERCIAL, PRUEBAS Y GD-FV (MW) POR GCR AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



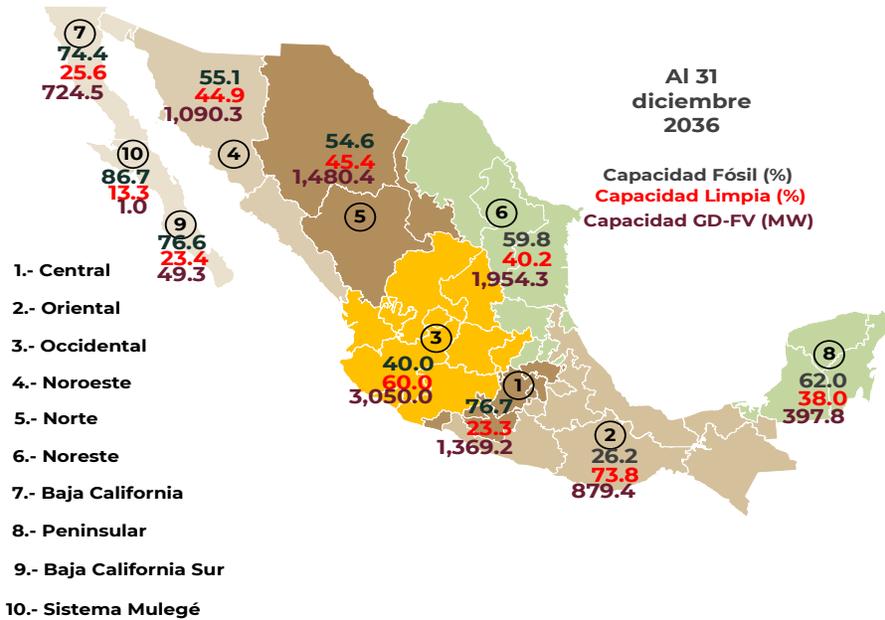
FUENTE: SENER con información de CENACE y CFE

FIGURA 7. 12 CAPACIDAD INSTALADA EN MW POR GCR A 2025



FUENTE: SENER con información de CENACE y CFE

FIGURA 7.13 CAPACIDAD INSTALADA EN PORCENTAJE DE COMBUSTIBLES FÓSILES Y ENERGÍAS LIMPIAS POR GCR A 2036



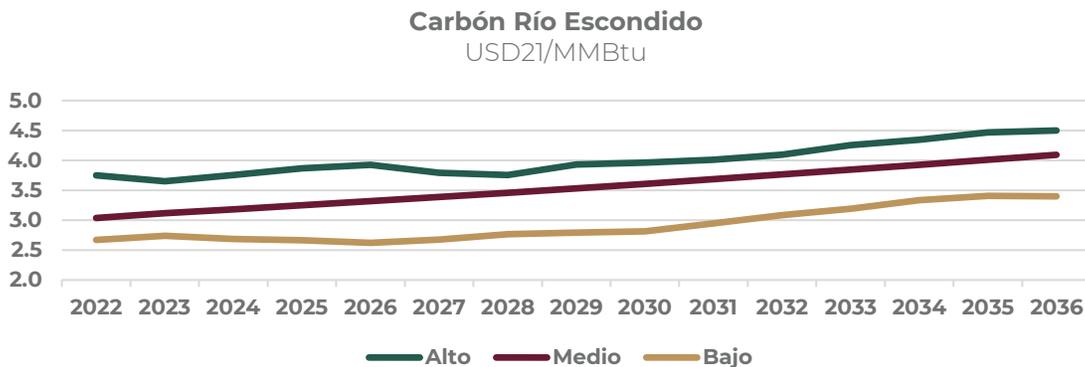
FUENTE: SENER con información de CENACE y CFE

7.3 EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES

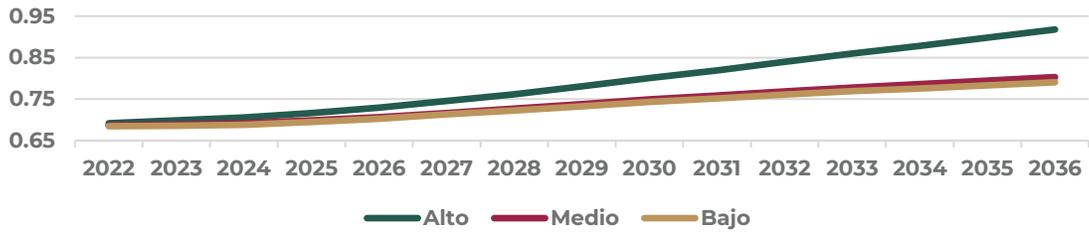
Para este ejercicio de planeación para el PIIRCE y las evaluaciones económicas de los proyectos

propuestos se utilizan las trayectorias de precios de combustible de la SENER para gas natural, carbón, combustóleo, diésel y uranio enriquecido, para los escenarios alto, medio y bajo. La Figura 7.14 presenta dichas trayectorias.

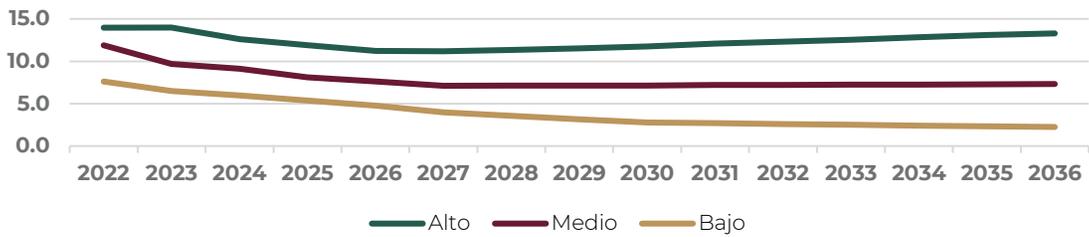
FIGURA 7.14 EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES PARA LOS ESCENARIOS ALTO, MEDIO Y BAJO



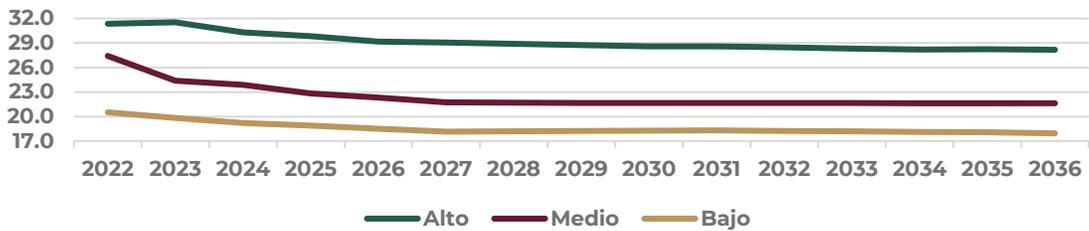
Uranio
USD21/MMBtu



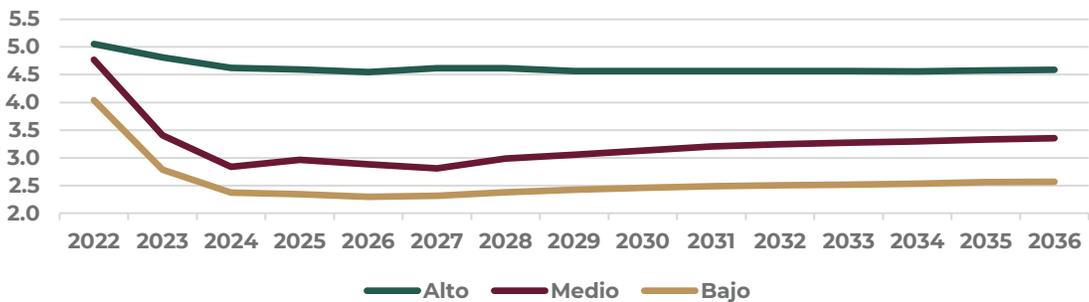
Combustóleo
USD21/MMBtu



Diésel
USD21/MMBtu



Gas natural
USD21/MMBtu



FUENTE: SENER con información de CENACE y CFE



En el Cuadro 7.1, se presenta la comparativa de los precios de combustibles nivelados, con base a la información de los ejercicios realizados en 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022, mostrando los principales combustibles usados para la generación en el SEN.

CUADRO 7.1 PRECIOS NIVELADOS DE COMBUSTIBLES EN \$/MMBTU

COMBUSTIBLES	2018-2032	2019-2033	2020-2034	2021-2035	2022-2036
Combustóleo	9.90	11.19	5.55	5.85	7.99
Diésel	25.44	27.49	20.82	21.11	22.11
Carbón	3.48	3.90	3.82	3.57	3.55
Gas Natural	5.26	5.03	2.95	3.18	3.16
Uranio	0.71	0.71	0.73	0.73	0.72

FUENTE: SENER con información de CFE

La variación de los precios nivelados tiene impacto en la elaboración del PIIRCE y en las evaluaciones económicas de las propuestas del PAMRNT elaborado por el CENACE para su autorización de la SENER.

7.4 MARGEN DE RESERVA

La definición en la LIE y en la política de Confiabilidad vigente del margen de reserva se refiere a la suficiencia para el suministro de energía eléctrica del SEN, y depende de su capacidad para satisfacer la demanda máxima de potencia activa (MW) y el consumo de energía (GWh).

El MR de capacidad es un indicador de la suficiencia de generación en el SEN durante el periodo de estudio.

En los estudios realizados se consideró el MR conforme al valor indicativo de la reserva de planeación eficiente en términos de margen de reserva dictado en la política de Confiabilidad, el cual considera: 21.3% para el SIN, 20.9% para el SIBC y 35% para el SIBCS. A nivel Sistema Interconectado, 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 horas. Para los SIBC y SIBCS, la demanda máxima ocurre en agosto entre las 17 y 18 horas, hora local en cada Sistema Interconectado.

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.

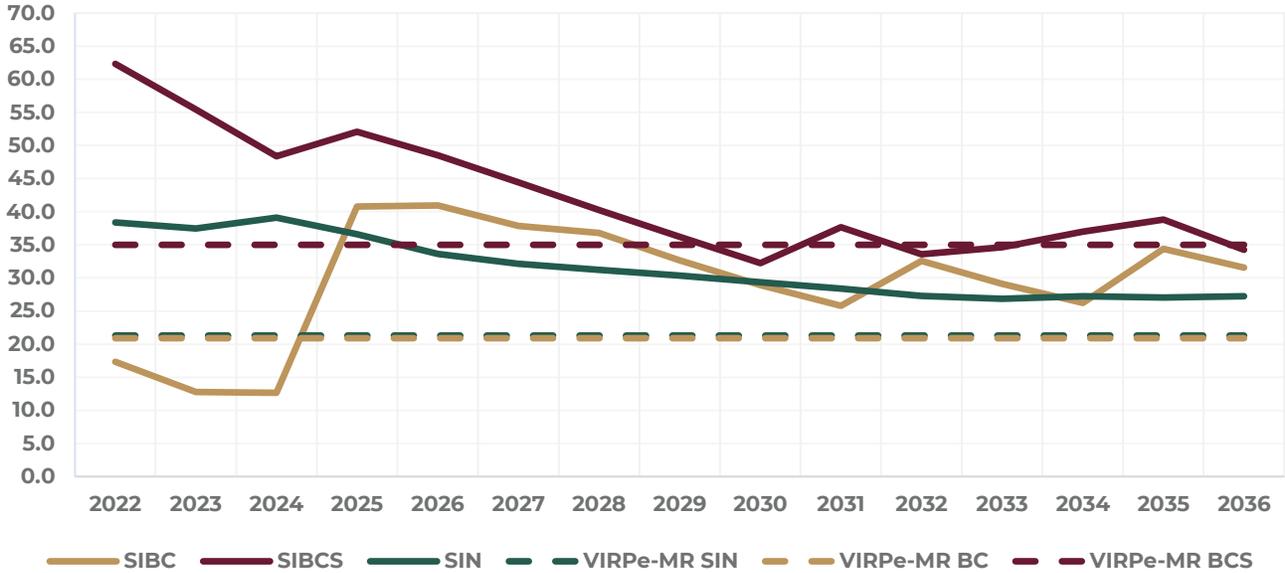
Los requerimientos de capacidad en cada Sistema Interconectado se determinan de manera individual, en función de sus curvas de carga y demandas máximas.

La Figura 7.15 presenta el comportamiento de la RP-MR para el escalón de la demanda máxima diurna del SEN.



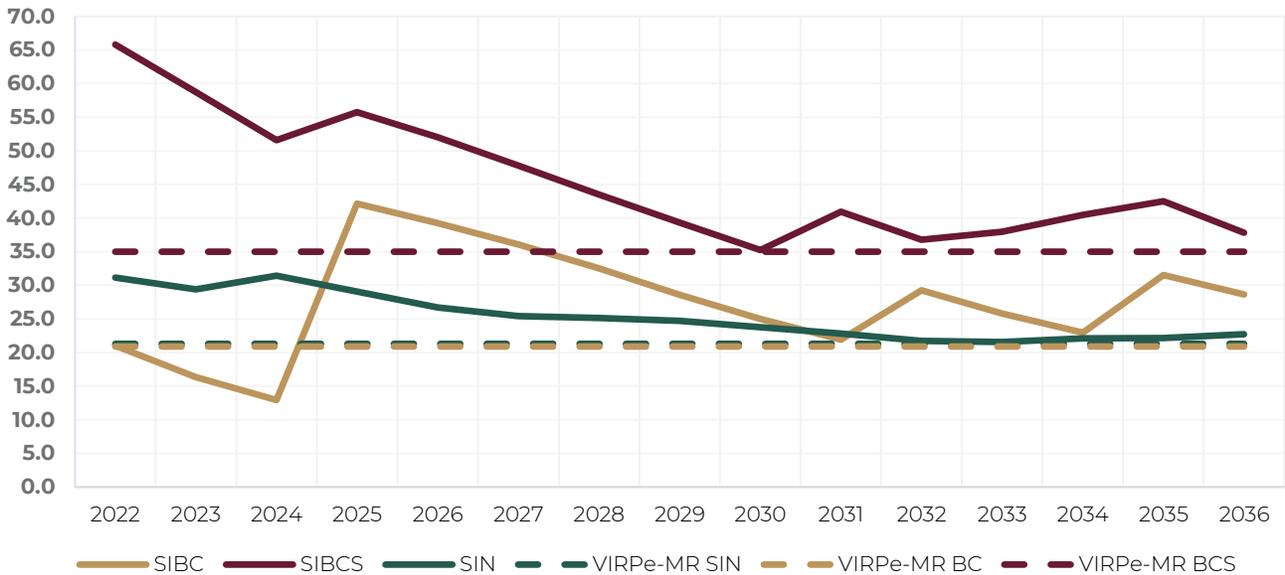
La Figura 7.16 muestra el comportamiento de la RP-MR para el escalón de la demanda máxima nocturna.

FIGURA 7. 15 EVOLUCIÓN DE LA RESERVA DE PLANEACIÓN EN TÉRMINOS DEL MARGEN DE RESERVA DURANTE LA DEMANDA MÁXIMA DIURNA



FUENTE: SENER con información de CENACE

FIGURA 7. 16 EVOLUCIÓN DE LA RESERVA DE PLANEACIÓN EN TÉRMINOS DEL MARGEN DE RESERVA DURANTE LA DEMANDA MÁXIMA NOCTURNA



FUENTE: SENER con información de CENACE



7.5 EMISIONES DE CO₂

La LTE establece que el incremento de las Energías Limpias debe ser gradual, garantizando la Confiabilidad de la Red Eléctrica y en condiciones de viabilidad económica con el objetivo de cumplir con las metas establecidas en la materia y reducción de emisiones; en el RLIE establece que se deben coordinar el PIIRCE, el PAMRNT, el Programa de Expansión de la Red Nacional de Gasoductos y las Energías Limpias, por lo que, en el PIIRCE 2022-2036 se observa en los escenarios de los ejercicios de planeación proyectados que el 35% de la producción de la generación Energía Limpia se alcanzan en 2030, y la trayectoria del comportamiento esperado de las metas de Energía Limpia se alcanza en 2035 y a partir de 2036 se superan (ver Figura 7.17).

El transitorio tercero de la LTE se menciona que la SENER fijará como meta una participación mínima de Energías Limpias del 35% al 2024, la LGCC en el artículo 3, fracción II, inciso e) establece que la SENER, la CRE y la CFE promoverán la generación de Energías Limpias para que se alcance por lo menos el 35% al 2024. En su momento, al establecer estas metas, no se evaluó la viabilidad técnica y económica que garantizara la Confiabilidad del SEN, como establece la LTE, así como la evolución tecnológica de la electrónica de potencia asociada a las Centrales Eléctricas FV y EO y sus efectos en la robustez eléctrica de los SEP, así como la madurez de los sistemas de captura y confinamiento de CO₂.

El CENACE en las propuestas del PAMRNT 2017-2031 y 2018-2032, propuso a la Secretaría obras de ampliación para incluir una capacidad de integración de Energías Limpias como HI, FV y EO para alcanzar la meta del 35%, la cual solicitó no incluir las propuestas de Red Eléctrica que permitirían con base en el Atlas de las Zonas con Alto Potencial de Energías Limpias publicado por la SENER y las solicitudes de Interconexión en proceso alcanzar esta meta, con la observación que la penetración de Energías Limpias asumida es muy superior a lo observado en años recientes, y la

incertidumbre implicaría que la inversión no contribuya a minimizar los costos del SEN y que se debe armonizar con la expansión de la infraestructura de gas natural en las zonas.

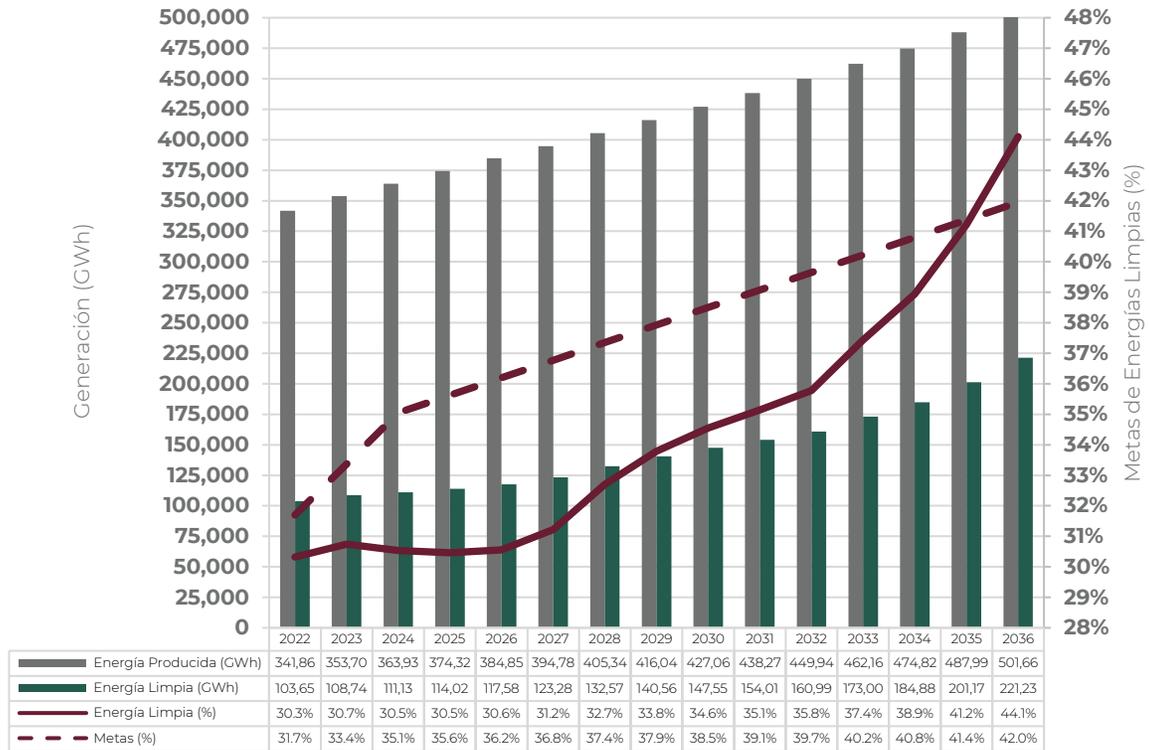
Dado lo anterior, en los ejercicios posteriores de planeación, siguiendo los principios y acciones prioritarias, así como políticas energéticas de la SENER en la elaboración del PIIRCE. Se observa que, para alcanzar las metas a 2024, la viabilidad económica y técnica para una integración de gran magnitud que permitan la integración de generación renovable/limpia para ese año no es factible como se observó por parte de la SENER en 2017 y 2018. Además, la política energética en materia de electricidad prioriza el presupuesto para la expansión y modernización de la Red Eléctrica para los proyectos instruidos para la Confiabilidad y Continuidad del Suministro Eléctrico, que es una actividad prioritaria para el desarrollo nacional sobre la conexión desordenada y costosa de generación intermitente como lo establece el artículo 2 de la LIE.

El ejercicio de planeación considera el diferimiento de la fecha de entrada en operación y costos asociados de centrales eléctricas, públicas y privadas; el impacto negativo de la emergencia sanitaria por causa de la epidemia de enfermedad por el virus SARS CoV2 (Covid 19); así como la parálisis legal de los instrumentos de planificación sectoriales, promovida por actores privados, que hubiesen permitido la incorporación acelerada, ordenada y segura de centrales con fuentes de energía intermitentes al SEN.

Derivado de la resolución emitida por el Pleno de la SCJN a la controversia constitucional 64-2021, promovida por diversos integrantes de la Cámara de Senadores del Congreso de la Unión en contra del Poder Ejecutivo, se estará en condiciones de despachar generación de la CFE, por lo que ejercicios de planeación ulteriores al presente se modificaron de manera significativa hacia el año 2014.

La Figura 7.17 muestra la evolución de la participación de la generación con Energía Limpia en GWh y en porcentaje con respecto a la generación total del SEN.

FIGURA 7. 17 EVOLUCIÓN DE LAS METAS DE ENERGÍA LIMPIA



Considera GD-FV

— Energía Producida (GWh)
 — Energía Limpia (%)

— Energía Limpia (GWh)
 — Metas (%)

FUENTE: SENER con información de CENACE

El 27 de marzo de 2015, México suscribió compromisos antes 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; México los asumió sin evaluar la viabilidad técnica y económica.

El Acuerdo de París, reconoce a las “Partes” sus necesidades específicas, circunstancias especiales y capacidades respectivas para la mitigación de los

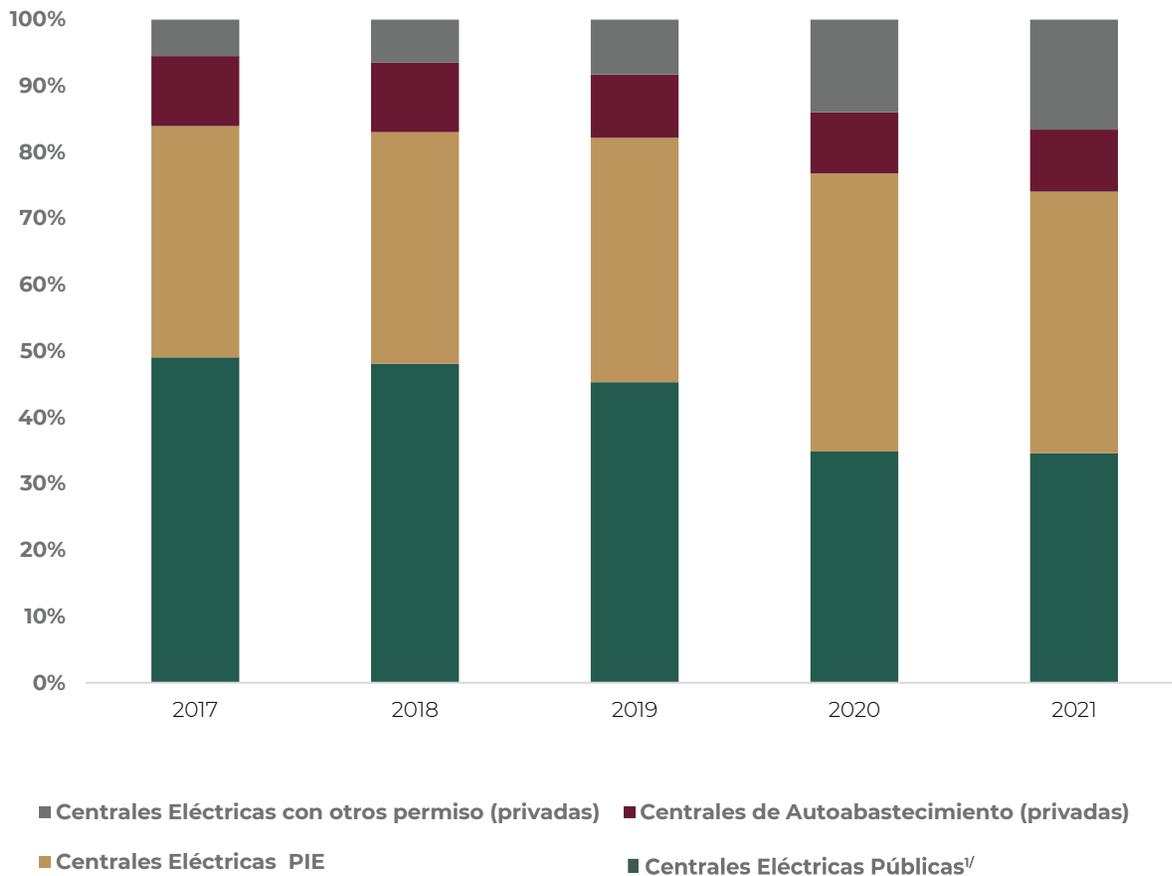
GEI, así como los tiempos que tardarán en lograr los compromisos. De los compromisos de México, se establecieron las medidas no condicionadas con la reducción de emisiones nacionales de GEI en un 22% al 2030. De acuerdo con la LGCC, lograr este cumplimiento se conseguirá a través del compromiso de los diferentes sectores participantes, se señalan las metas siguientes: *transporte -18 por ciento; generación eléctrica -31 por ciento; residencial y comercial -18 por ciento; petróleo y gas -14 por ciento; industria -5 por ciento; agricultura y ganadería -8 por ciento y residuos -28 por ciento.*



Dentro del sector de generación de energía eléctrica inyectada a las RNT y RGD (energía eléctrica neta) por Centrales Eléctricas con combustibles fósiles, en los últimos años, se ha tenido una disminución de la

contribución por parte de las Centrales Eléctricas públicas (CFE y PEMEX) y aumento de las PIE y otras Centrales Eléctricas (privadas) con combustibles fósiles con otros permisos, tal como se muestra en las figuras 7.18 y 7.19.

FIGURA 7. 18 CONTRIBUCIÓN PORCENTUAL, POR TIPO DE PROPIETARIO/PERMISO, A LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON COMBUSTIBLES FÓSILES

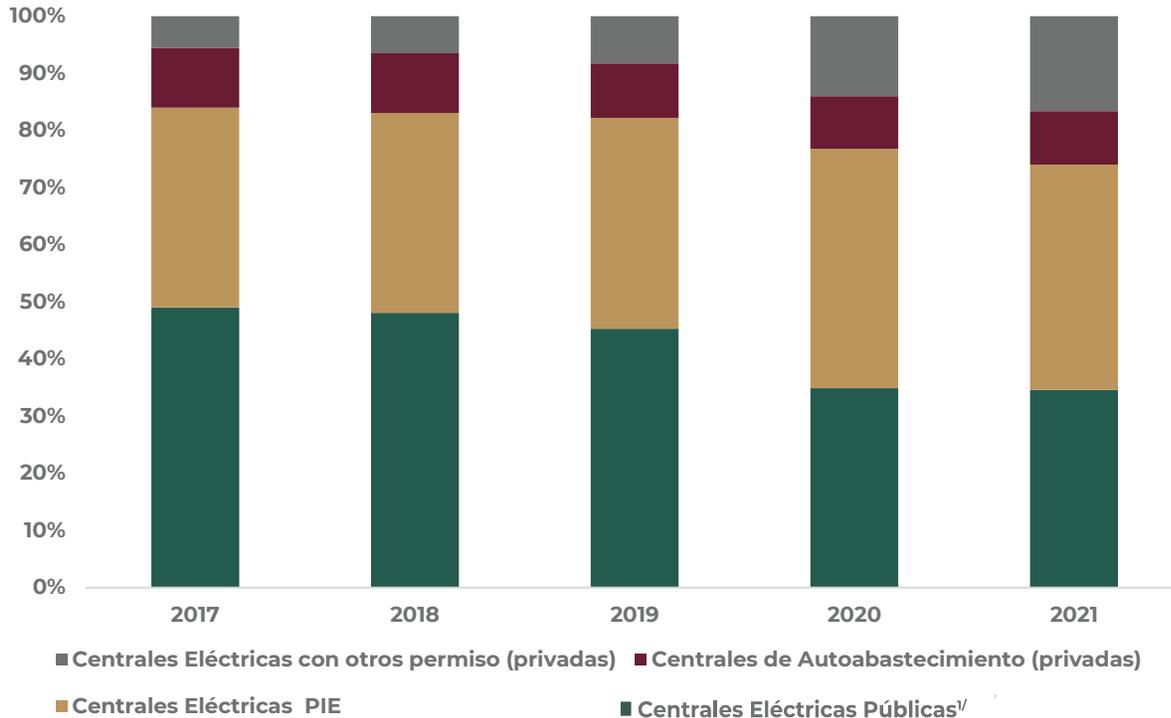


^{1/} CFE y PEMEX

FUENTE: SENER con información de CENACE



FIGURA 7.19 CONTRIBUCIÓN PORCENTUAL, POR TIPO DE PROPIETARIO/PERMISO, AL TOTAL DE EMISIONES DEL SECTOR DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON COMBUSTIBLES FÓSILES



^{1/} CFE y PEMEX

FUENTE: SENER con información de CENACE

Para tener una mayor participación en la reducción de emisiones de GEI, el Acuerdo de París establece que los países desarrollados llevarían a cabo estrategias para proporcionar los apoyos financieros y las transferencias tecnológicas que tomen en cuenta las necesidades y prioridades de los países en desarrollo, lo que no se ha llevado a cabo en México.

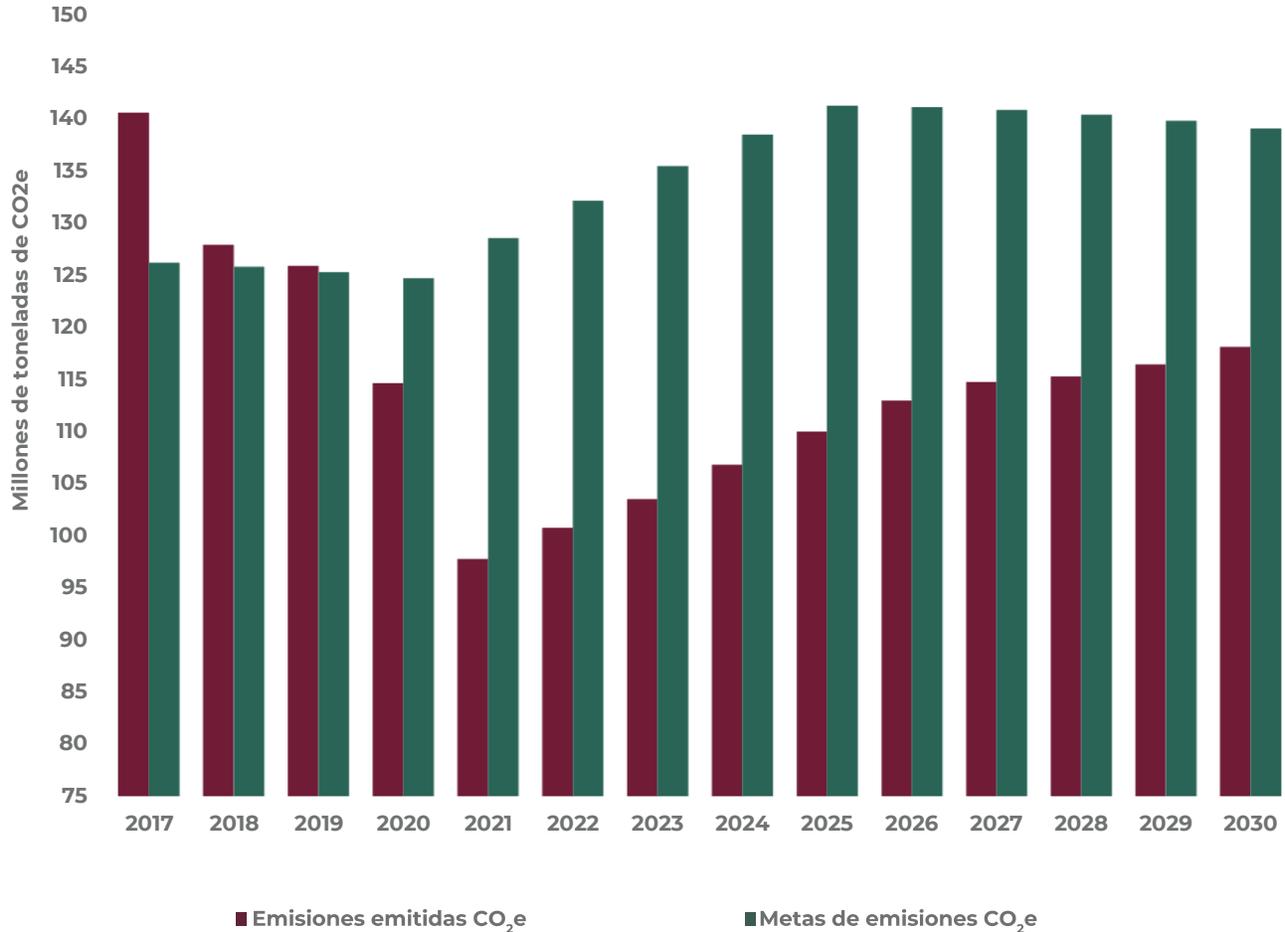
La Figura 7.20 presenta la estimación de emisiones de CO₂e como resultado de la producción neta de la generación energía eléctrica inyectada a la RNT y las RGD. Se observa que a partir de 2020 las emisiones de CO₂e son menores a la trayectoria esperada para el sector de electricidad y con ello se da

cumplimiento a las emisiones de GEI al 2030. También se observa que el PIIRCE 2022-2036 tiene una tendencia a mantener las emisiones de CO₂e por debajo de la meta compromiso de 139 millones de toneladas con respecto a la producción de energía eléctrica. En estas estimaciones no se incluyen las correspondientes a Centrales Eléctricas que autoabastecen de manera local su demanda y que son del sector privado.

Se considera la GD-FV a partir de 2022 dentro de la evolución de emisiones como parte de las Energías Limpia.



FIGURA 7. 20 EVOLUCIÓN DE LAS EMISIONES DE CO₂E



Las emisiones de CO₂e de los años 2017 – 2021 han sido estimadas usando el factor de emisión del SEN notificado por la CRE a la SEMARNAT, de sus respectivos años. Para los años 2022-2036 se usa el factor de emisión del SEN 2021, publicado por la SEMARNAT el 28 de febrero 2022.

FUENTE: SENER con información de CENACE

Como se puede observar en las metas de CO₂e, con el cambio en la matriz energética a gas natural en los combustibles fósiles, la incorporación de Centrales Eléctricas asíncronas Fotovoltaicas y Eólicas, así como la inclusión de la GD-FV, las emisiones, conforme avance el tiempo, están por

debajo de las metas estimadas. Es necesario aclarar que los datos de GD-FV son estimados como práctica internacional con base a la herramienta Renewables.ninja para las diferentes regiones para el modelo del SEN.



7.6 EJERCICIOS DE PLANES DE EXPANSIÓN ANTE DIFERENTES ESCENARIOS DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES E INTEGRACIÓN DE CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO

Para poder alcanzar las metas de Energía Limpia y Eficiencia Energética en el largo plazo, es necesario la incorporación de nuevas tecnologías en la producción, transmisión y distribución de la energía eléctrica, así como mejorar la eficiencia en los procesos que garanticen la Confiabilidad del Suministro Eléctrico de manera económicamente viable.

Para el siguiente estudio se realizaron estimaciones en costos⁴⁸ de capital, operación y mantenimiento, así como también en porcentajes de capacidad de almacenamiento con bancos de baterías en la producción de energía eléctrica.

A continuación, se presentan diferentes escenarios de producción de energía eléctrica en los que se considera fijo el escenario base de aportaciones hidrológicas y el crecimiento de la demanda, con dos escenarios de precios de combustibles: Base y

Alto. Así también con sensibilidades de 30%, 20% y 10% de integración de capacidad con banco de baterías de 4 horas de almacenamiento.

En el cuadro 7.2 se muestra el porcentaje de la adición de capacidad en combustibles fósiles, Energía Limpia y Baterías de 2022-2036. Se puede observar que al reducir la incorporación de Baterías y poder cumplir con las Metas de Energías Limpias se requiere una mayor incorporación de Centrales Eléctricas con combustibles fósiles para dar flexibilidad operativa y Confiabilidad al SEN. La Figura 7.21 presenta la distribución en porciento de la adición en capacidad de combustibles fósiles, Energías Limpias con electrónica de potencia y fuente primaria de energía variable e intermitente, otras Energías Limpias y Baterías.

Se analizaron 6 escenarios con las premisas mencionadas en el párrafo anterior considerando el cumplimiento de Metas de Energías Limpias a partir de 2030. Aunado a lo anterior, se incluyen 2 escenarios adicionales (*solo 10% de integración de capacidad con banco de baterías*) que permiten analizar la adición de capacidad sin considerar en el estudio el cumplimiento de Metas de Energías Limpias.

CUADRO 7. 2 ADICIÓN DE CAPACIDAD (%) FÓSIL, ENERGÍA LIMPIA Y BATERÍAS 2022-2036

Fuente Primaria Energía	BASE ^{1/} 30%	BASE ^{1/} 20%	BASE ^{1/} 10%	ALTO ^{1/} 30%	ALTO ^{1/} 20%	ALTO ^{1/} 10%	BASE ^{2/} 10%	ALTO ^{2/} 10%
Combustibles Fósil ^{3/}	29.3%	32.5%	34.4%	29.2%	32.4%	33.5%	57.7%	37.0%
Energías Limpias ^{4/}	60.4%	60.5%	61.8%	60.4%	60.5%	62.6%	41.7%	62.5%
Baterías	10.3%	7.0%	3.8%	10.4%	7.0%	3.9%	0.6%	0.5%

^{1/} Con cumplimiento de Metas de Energías Limpias a partir de 2030.

^{2/} Sin cumplimiento de Metas de Energías Limpias.

^{3/} Incluye: Ciclos Combinados, Turbogás, Combustión Interna y 70% del Ciclo Combinado con mezcla con H₂ verde

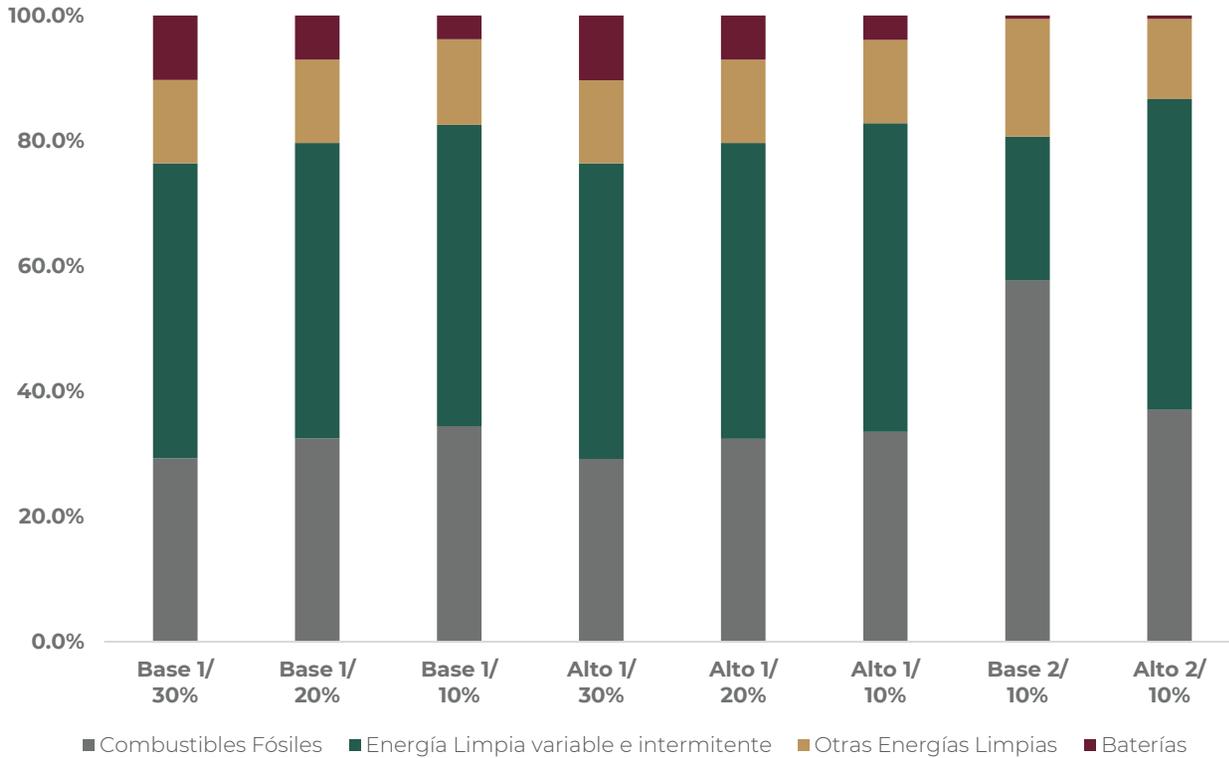
^{4/} Incluye: Nuclear, Cogeneración Eficiente, 30% del Ciclo Combinado con Hidrógeno verde, Fotovoltaica, Eólica, Geotermoeléctrica, Hidroeléctrica

FUENTE: SENER con información de CENACE

⁴⁸ Documento: Lazard's levelized cost of storage analysis – versión 7.0. Fuente:

<https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-levelized-cost-of-storage-and-levelized-cost-of-hydrogen/>

FIGURA 7. 21 ADICIÓN DE CAPACIDAD (MW) POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2022-2036



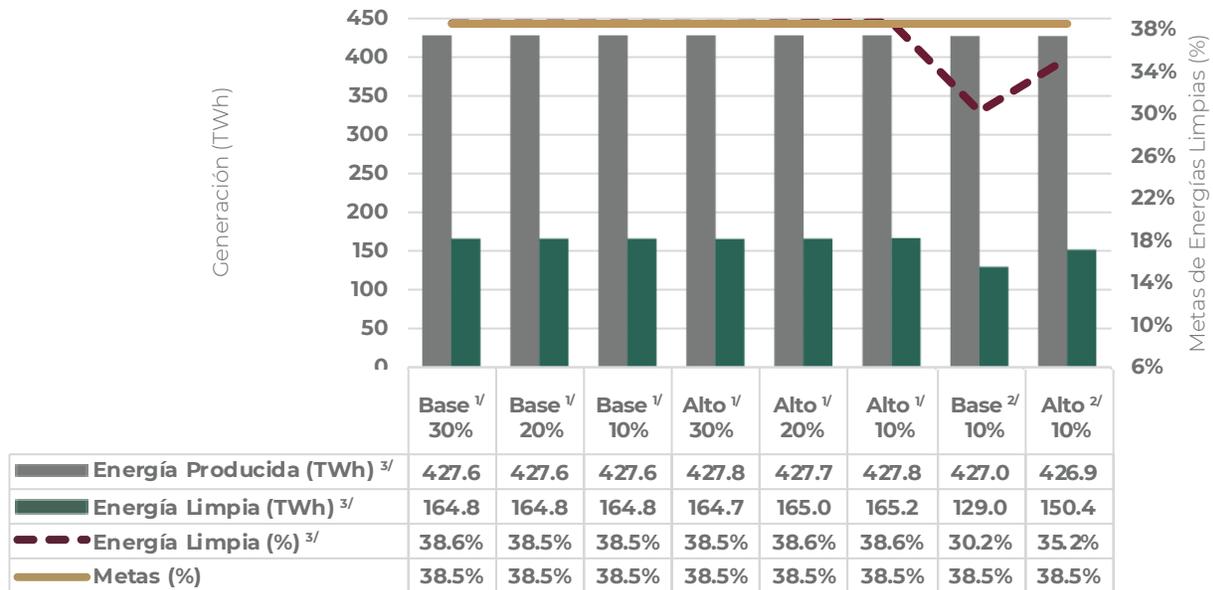
FUENTE: SENER con información de CENACE

En el análisis de estos ocho escenarios se puede notar que cumplir con las Metas de Energía Limpia impacta de manera directa en las metas de emisiones de GEI, por ejemplo, para el escenario base de precios de combustibles, con y sin cumplimiento de Metas de Energías Limpias, considerando solo la integración de capacidad con banco de baterías del 10% existe una notable reducción en la adición de capacidad Centrales Eléctricas con Energía Limpia variable e intermitente, y Baterías, entre ambos escenarios; mientras que para la tecnología con combustibles fósiles a gas natural se observa un incremento. Esto genera un aumento en las emisiones de GEI superior a la meta de 139 millones de toneladas de CO_{2e} en 2030, tal como se indica en la figura 7.23. La figura 7.22 Metas de Energía Limpia y la figura 7.23 muestran el comparativo de las emisiones y

emisiones evitadas de CO_{2e} con los factores de emisiones 2020 y 2021 publicado por SEMARNAT el 16 de abril de 2021 y 28 de febrero de 2022 respectivamente, para el año 2030 para cada escenario de estudio.

Para el escenario de precios de combustibles alto (alta probabilidad de ocurrencia con la exportación de gas natural licuado de EE. UU. a la Unión Europea) considerando solo la integración de capacidad con banco de baterías del 10%, de presentarse escenarios con y sin cumplimiento de las Metas de Energías Limpias, se observa un incremento tanto de la tecnología con combustibles fósiles a gas natural como de Energías Limpias con electrónica de potencia y fuente primaria de energía variable e intermitente.



FIGURA 7. 22 METAS DE ENERGÍAS LIMPIAS EN 2030


^{1/} Con cumplimiento de Metas de Energías Limpias a partir de 2030.

^{2/} Sin cumplimiento de Metas de Energías Limpias.

^{3/} Energía eléctrica producida e inyectada a las RNT y las RGD y se considera la GD-FV.

FUENTE: SENER con información de CENACE

FIGURA 7. 23 METAS DE ENERGÍAS LIMPIAS EN 2030


^{1/} Con cumplimiento de Metas de Energías Limpias a partir de 2030.

^{2/} Sin cumplimiento de Metas de Energías Limpias.

^{3/} Energía eléctrica producida e inyectada a las RNT y las RGD y se considera la GD-FV.

FUENTE: SENER con información de CENACE



Las adiciones de capacidad del proceso de optimización de mediano y largo plazo tienen como objetivo el abastecer el Suministro Eléctrico y garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del SEN, así como el cumplimiento de Metas de Energías Limpias, de tal manera que se minimice el costo total de la operación del SEN en el mediano y largo plazo.

En el cuadro 7.3 y figura 7.24 se muestran los costos en millones de dólares en Valor Presente (VP) de 2021 asociados a los ocho escenarios bajo estudio y el escenario de planeación del PIIRCE para el periodo 2022-2036.

El caso PIIRCE 2022-2036 y el escenario Base 30% son comparativos, donde se puede observar que el cumplir con las Metas de Energías Limpias en 2030 tiene un sobrecosto a VP2021 de 2,600 millones de dólares.

Se observa que el escenario Base 10% tiene un costo a VP₂₀₂₁ menor, pero tiene una adición de capacidad de Centrales Eléctricas con combustible fósil mayor que el escenario de planeación del PIIRCE 2022-2036 y el Base 30%.

El no cumplir con las Metas de Energías Limpias y las emisiones de GEI, si bien tiene para el escenario base de precios de combustibles un costo menor, el incremento de los precios tiene una variación en costos mayor que los escenarios donde se cumplen las Metas de Energías Limpias y las emisiones de GEI. Las externalidades no incluyen el sistema de comercio de emisiones de la reforma a la Ley General de Cambio Climático, que es un instrumento de mercado diseñado para reducir emisiones de GEI de la SEMARNAT⁴⁹.

CUADRO 7.3 COSTOS EN VP₂₀₂₁ (MILLONES DE DÓLARES) 2022-2036

VP₂₀₂₁

CONCEPTO	PIIRCE 2022-2036 ^{5/}	BASE ^{1/} 30%	BASE ^{1/} 20%	BASE ^{1/} 10%	ALTO ^{1/} 30%	ALTO ^{1/} 20%	ALTO ^{1/} 10%	BASE ^{2/} 10%	ALTO ^{2/} 10%
Inversión Generación y Transmisión ^{3,4/}	21,860	25,003	23,441	22,068	25,031	23,572	22,435	14,608	20,400
Consumo de combustible	44,689	43,929	43,888	43,828	61,490	61,394	61,300	46,203	62,002
O&M fijo y variable	29,853	30,137	30,032	29,937	30,157	30,050	29,965	29,571	29,694
Externalidades	5,924	5,857	5,853	5,848	5,878	5,870	5,862	6,168	5,937
Energía no suministrada	67	67	68	68	70	70	70	68	71
Total	102,394	104,994	103,281	101,749	122,626	120,956	119,633	96,618	118,104

^{1/} Con cumplimiento de Metas de Energías Limpias a partir de 2030.

^{2/} Sin cumplimiento de Metas de Energías Limpias.

^{3/} Datos Copar 2021 Generación; Baterías de Documento: LAZARD'S LEVELIZED COST OF STORAGE ANALYSIS—VERSION 7.0.

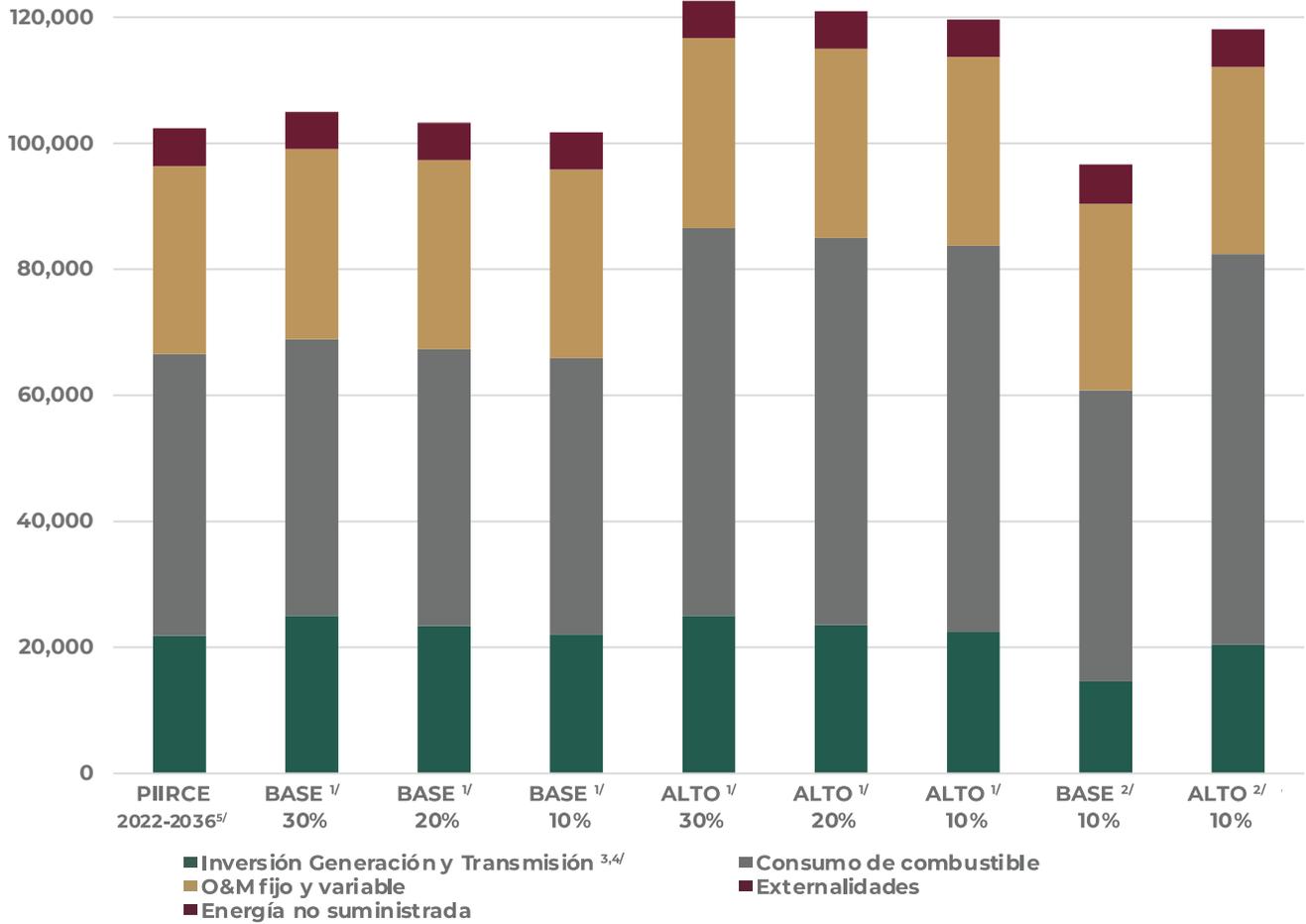
^{4/} Estimada solo para interruptores y línea de transmisión no incluye elementos asociados a la estabilidad, seguridad y Calidad para garantizar la Confiabilidad. La inversión es adicional a las propuestas del PAMRNT.

^{5/} Escenario de Planeación con 30% de Almacenamiento asociado a las Centrales Eléctricas Fotovoltaicas y Eólicas; y cumplimiento de Metas de Energías Limpias en 2035.

FUENTE: SENER con información de CENACE

⁴⁹<https://www.gob.mx/semarnat/acciones-y-programas/programa-de-prueba-del-sistema-de-comercio-de-emisiones-179414>

FIGURA 7. 24 COSTOS EN VP₂₀₂₁ (MILLONES DE DÓLARES) 2022-2036



^{1/} Con cumplimiento de Metas de Energías Limpias a partir de 2030.

^{2/} Sin cumplimiento de Metas de Energías Limpias.

^{3/} Datos Copar 2021 Generación; Baterías de Documento: LAZARD'S LEVELIZED COST OF STORAGE ANALYSIS—VERSION 7.0.

^{4/} Estimada solo para interruptores y línea de transmisión no incluye elementos asociados a la estabilidad, seguridad y Calidad para garantizar la Confiabilidad. La inversión es adicional a las propuestas del PAMRNT.

^{5/} Escenario de Planeación con 30% de Almacenamiento asociado a las Centrales Eléctricas Fotovoltaicas y Eólicas; y cumplimiento de Metas de Energías Limpias en 2035.

FUENTE: SENER con información de CENACE



7.7 IMPACTO ECONÓMICO POR LA NO ENTRADA EN OPERACIÓN DE PROYECTOS DE CFE EN LAS PENÍNSULAS DE YUCATÁN, BAJA CALIFORNIA Y BAJA CALIFORNIA SUR

En esta sección se presenta el impacto económico derivado de la no entrada en operación los Ciclos Combinados: Mérida, Riviera Maya, González Ortega, San Luis Río Colorado y Baja California Sur. Estos proyectos tienen por objeto en el mediano y largo

plazos, abastecer el Suministro Eléctrico y garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad en la operación futura del SEN. Para este análisis, se considera el escenario base de aportaciones hidrológicas, crecimiento de la demanda y precios de combustibles.

En los cuadros 7.4 a 7.8 se muestran los sobrecostos de cada proyecto por año de diferimiento del proyecto de forma individual y considerando el resto de los proyectos indicativos del PIIRCE 2022-2036 debido a la no entrada en operación comercial en millones de dólares 2021 por producción, ENS y externalidades.

CUADRO 7.4 SOBRECOSTOS POR DIFERIMIENTO DEL PROYECTO C.C.C. MÉRIDA (MILLONES DE DÓLARES 2021)

PERIODO	PRODUCCIÓN	ENERGÍA NO SUMINISTRADA	EXTERNALIDADES	TOTAL
2024	32.5	0.8	0.7	34.1
2025	44.7	0.0	1.4	46.1
2026	77.4	1.9	4.9	84.1
2027	83.6	2.6	3.9	90.1
2028	85.8	2.2	5.1	93.2
2029	56.4	0.0	0.4	56.9
2030	54.9	0.2	0.2	55.4

FUENTE: SENER con información de CENACE

CUADRO 7.5 SOBRECOSTOS POR DIFERIMIENTO DEL PROYECTO C.C.C. RIVIERA MAYA (MILLONES DE DÓLARES 2021)

PERIODO	PRODUCCIÓN	ENERGÍA NO SUMINISTRADA	EXTERNALIDADES	TOTAL
2024	174.2	18.0	2.5	194.7
2025	225.0	49.3	3.8	278.1
2026	296.6	129.4	10.8	436.8
2027	175.6	49.4	7.6	232.6
2028	203.4	63.8	7.2	274.3
2029	187.7	56.2	3.6	247.5
2030	204.8	118.5	2.7	325.9

FUENTE: SENER con información de CENACE



CUADRO 7.6 SOBRECOSTOS POR DIFERIMIENTO DEL PROYECTO C.C.C. GONZÁLEZ ORTEGA ^{1/} (MILLONES DE DÓLARES 2021)

PERIODO	PRODUCCIÓN	ENERGÍA NO SUMINISTRADA	EXTERNALIDADES	TOTAL
2025	6.4	4.3	0.2	10.9
2026	6.9	4.1	0.0	11.0
2027	9.1	13.7	0.2	23.0
2028	10.0	22.9	0.0	32.9
2029	12.4	70.4	0.2	83.0
2030	14.6	118.0	0.2	132.8

^{1/} No se considera la importación con el WECC

FUENTE: SENER con información de CENACE

CUADRO 7.7 SOBRECOSTOS POR DIFERIMIENTO DEL PROYECTO C.C.C. SAN LUIS RÍO COLORADO ^{1/} (MILLONES DE DÓLARES 2021)

PERIODO	PRODUCCIÓN	ENERGÍA NO SUMINISTRADA	EXTERNALIDADES	TOTAL
2025	5.1	4.3	0.0	9.4
2026	5.6	4.2	0.0	9.8
2027	7.4	14.1	0.0	21.6
2028	8.2	23.3	0.0	31.5
2029	10.1	71.3	0.0	81.4
2030	11.9	118.5	0.2	130.6

^{1/} No se considera la importación con el WECC

FUENTE: SENER con información de CENACE

CUADRO 7.8 SOBRECOSTOS POR DIFERIMIENTO DEL PROYECTO C.C.C. BAJA CALIFORNIA SUR (MILLONES DE DÓLARES 2021)

PERIODO	PRODUCCIÓN	ENERGÍA NO SUMINISTRADA	EXTERNALIDADES	TOTAL
2025	44.2	0.6	4.1	49.0
2026	47.0	1.4	4.6	52.9
2027	48.5	3.0	4.8	56.3
2028	51.7	5.7	5.3	62.7
2029	55.8	9.4	5.4	70.6
2030	59.1	13.4	5.4	77.9

FUENTE: SENER con información de CENACE

En el cuadro 7.9, se muestran los sobrecostos, durante la vida útil de cada proyecto, debido a la no entrada en operación de cada proyecto de forma

independiente en millones de dólares en VP₂₀₂₁ por producción, ENS y externalidades.



CUADRO 7. 9 SOBRECOSTOS POR DIFERIMIENTO DURANTE LA VIDA ÚTIL DEL PROYECTO EN MILLONES DE DÓLARES VP₂₀₂₁

PROYECTO	FEO	PRODUCCIÓN	ENERGÍA NO SUMINISTRADA	EXTERNALIDADES
C.C.C. Mérida	2024	547	12	23
C.C.C. Riviera Maya (Valladolid)	2024	2,234	6,293	47
C.C.C. González Ortega ^{1/}	2025	89	574	1
C.C.C. San Luis Río Colorado ^{1/}	2025	90	577	1
C.C.C. Baja California Sur	2025	354	70	28

^{1/}No se considera la importación con el WECC

FUENTE: SENER con información de CENACE

Se observa que todos los proyectos tienen un impacto significativo en los costos futuros de la operación del SEN, los proyectos de Ciclo Combinado Riviera Maya, González Ortega y San Luis Río Colorado, tienen un impacto directo en la Confiabilidad del suministro de energía eléctrica, mientras que los proyectos de Ciclo Combinado Mérida y Baja California Sur, impactan más en los costos de producción del SEN.

Como se observa en las tablas, el **diferimiento de los proyectos** tiene impacto negativo en las finanzas públicas y en los Usuarios Finales por el aumento en los costos de producción; y no genera condiciones favorables para el crecimiento económico del país, en particular en las penínsulas de Baja California y Yucatán, dado que al tener sobrecostos derivados de la ENS significa que se tiene que realizar cortes de energía eléctrica a los Usuarios Finales o restringir el acceso a nuevos Centros de Carga.

Considerando la problemática actual en ambas penínsulas, Baja California y Yucatán, es imperativo el desarrollo y puesta en operación comercial de los proyectos, para evitar daños a las finanzas públicas y cortes de energía eléctrica a los Usuarios Finales, además de permitir dada su flexibilidad operativa e incremento a la robustez eléctrica, la integración futura de proyectos de generación con Energías Limpias con electrónica de potencia.

El tipo de demanda y consumo en ambas penínsulas requiere de la integración de proyectos

que garanticen el Suministro Eléctrico en horarios diurnos y nocturnos, y dadas las capacidades requeridas, si se buscará suministrar a través de Centrales Eléctricas con Energías Limpias con electrónica de potencia, se requeriría de grandes inversiones de capital para la Central Eléctrica, sistemas de almacenamiento y condensadores síncronos; requiere de grandes extensiones de terreno las cuales deben ser deforestadas en la península de Yucatán, aproximadamente 2.3-2.5 Ha por MW de interconexión instalado en Centrales Eléctricas FV. En caso de Centrales Eléctricas Eólicas, se requiere de la deforestación para la cimentación (la zapata varía de la altura y capacidad, un valor aproximado son 900-1000 m², dado que se encuentran ubicados en terrenos no muy óptimos para la construcción, sin contar el terreno deforestado adicional para la obra civil y mantenimientos) de la torre para instalar el aerogenerador, construcción de los circuitos recolectores de media tensión y caminos de acceso a cada torre; y en ambos casos de la construcción de líneas de transmisión en la RNT. Además, posiblemente se requiera de Centrales Eléctricas turbogás o combustión interna a gas natural o diésel de arranque rápido en caso de no contar con la fuente de energía primaria renovable variable.

Es importante mencionar, que la península de Yucatán presenta grandes retos sociales, ambientales y arqueológicos para los proyectos de Centrales Eléctricas Fotovoltaicas y Eólicas, al cierre de diciembre de 2021, cuatro proyectos para un total



de 430 MW (representan el 66% de lo adjudicado en la península) que debieron entrar en operación comercial en 2018 de las Subastas de Largo Plazo, no han podido terminar su proceso, es decir un retraso de 3 o más años por los retos que presentan este tipo de proyectos en la península de Yucatán.

En el SIBC la integración de Centrales Eléctricas con Energías Limpias con electrónica de potencia debe

considerar que la variabilidad e intermitencia de la fuente primaria de energía no sea controlada por el enlace síncrono con el WECC y cumplir cabalmente con ciertas condiciones, referentes a estándares de confiabilidad como el “WECC Standard BAL-002-WECC-2a — Contingency Reserve”, que establece los requerimientos de la Reserva para garantizar la Confiabilidad en condiciones de Estado Operativo Normal y de Alerta.



Subestación eléctrica, Tuxpan Veracruz, 2005.
Comisión Federal de Electricidad.



***8. Programas de Ampliación
y Modernización de la Red
Nacional de Transmisión
y de los Elementos de las Redes
Generales de Distribución
que Corresponden al Mercado
Eléctrico Mayorista***



Trabajadora de CFE. Sala de Control de CENACE, Ciudad de México. Torres de transmisión, Tula, Hidalgo. Comisión Federal de Electricidad.

8.1 OBJETIVOS DE LOS PROYECTOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN

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

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

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

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

Las propuestas de proyectos de ampliación de la RNT y las RGD del MEM se realizan, buscando cumplir con los criterios establecidos en la LIE y la LTE en relación con la RNT y las RGD, cuyos objetivos son los siguientes:



- i) Satisfacer el suministro de la demanda de energía eléctrica.
 - ii) Preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN.
 - iii) Reducir los costos del Suministro Eléctrico.
 - iv) Contribuir al cumplimiento de las metas de producción de Energía Limpia, asegurando la Confiabilidad en condiciones de viabilidad económica.
 - v) Operar con eficiencia energética, minimizando las congestiones en la red de transmisión y las pérdidas de energía eléctrica por efecto joule (I^2R).
 - vi) Incorporar tecnologías de REI.
- iii) Los proyectos de la RNT y las RGD del MEM que se encuentran programados, considerando las fechas factibles reportadas por el Transportista y Distribuidor,
 - iv) El pronóstico de demanda y consumo que elabora el CENACE y
 - v) La estadística de falla en elementos de generación, transmisión y transformación para los análisis probabilísticos.

8.2 PROCESO DE AMPLIACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD DEL MEM

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

Después, se lleva a cabo la formación de los casos base para estudios de Confiabilidad, para el corto y mediano plazo, los cuales deberán contener:

- i) El modelo de la Red Eléctrica completa del SEN (RNT, RGD del MEM y Centrales Eléctricas), incluyendo parámetros eléctricos y capacidades de cada elemento,
- ii) Los proyectos de Centrales Eléctricas definidos en el PIIRCE,

Antes de realizar los estudios se analizan escenarios estacionales de la demanda, en los que se plasman las condiciones esperadas y restricciones operativas que tienen implicación sistemática en cada año o para algún periodo en particular. Por ejemplo, el uso primario del agua para la agricultura, estrategias de turbinados de algunas centrales hidroeléctricas para minimizar efectos de inundación en poblaciones, pronósticos de disponibilidad de moléculas del gas natural y unidades de Centrales Eléctricas necesarias por Confiabilidad, degradaciones cíclicas en la capacidad de generación de algunas unidades por altas temperaturas ambientales y bajos niveles de almacenamiento en los grandes embalses, así como, estimaciones de generación con Energía Limpia variable e intermitente solar y eólica de acuerdo con el comportamiento y las estadísticas disponibles para las diferentes regiones del país.

Una vez integrados los casos base al corto y mediano plazo, se realizan estudios electrotécnicos de flujos de potencia, flujos óptimos, estabilidad de tensión, estabilidad transitoria y corto circuito a fin de evaluar el comportamiento de la Red Eléctrica ante distintos escenarios de operación, conjugando las distintas combinaciones de carga y generación que resultarían más estresantes para el SEN y que, por ende, ocasionarían algún incumplimiento de los objetivos anteriormente descritos y de los criterios indicados en el capítulo 3 del Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional.



Posteriormente, ya que se han analizado los resultados del comportamiento de la Red Eléctrica antes las condiciones descritas previamente, en caso de requerirse nueva infraestructura eléctrica para cumplir con los criterios mencionados, se identifican y analizan alternativas de refuerzos en la Red Eléctrica tanto en estado estable como ante contingencias sencillas (Criterio n-1), y en los casos que se requiera contingencias n-2 de la Categoría C como establece el Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional que pudieran producir impactos más severos en el SEN, donde el criterio de selección puede requerir ajustes como la interrupción controlada de carga o desconexión controlada de elementos de transmisión o unidades de Central Eléctrica, es decir Esquemas de Acción Remedial o Esquemas de Protección de Sistema. Para cada propuesta realizada se consideran cuando menos dos alternativas que sean técnicamente equivalentes y que resuelvan la misma problemática.

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

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

- i) Modelo simplificado del SEN en 89 regiones con un análisis determinístico para evaluar proyectos de Líneas de Transmisión entre Regiones de Transmisión con impacto entre regiones y/o GCR en donde los beneficios del proyecto permiten

aumentar la capacidad de transmisión entre regiones, reducir costos de producción, incrementar la flexibilidad operativa del sistema, permitir la integración de nuevas fuentes de generación coordinada de una manera técnica y económicamente viable el uso de las diferentes tecnologías para la producción de energía eléctrica y la reducción de emisiones contaminantes.

- ii) Modelo de Corriente Directa completo del SEN de cada GCR en estudio con un análisis probabilístico para evaluar proyectos de transformación, compensación de potencia reactiva y Líneas de Transmisión donde los beneficios del proyecto tienen un impacto local y/o regional en donde la incidencia de falla en la Red Eléctrica puede ser relevante para el sistema.
- iii) Modelo completo de Red Eléctrica en la zona de estudio con un análisis de demanda incremental para evaluar proyectos de transformación, compensación de potencia reactiva y Líneas de Transmisión donde los beneficios del proyecto tienen un impacto local al permitir atender el crecimiento pronosticado de la demanda.

Adicionalmente, durante el proceso de análisis del comportamiento de la Red Eléctrica se confirman la fecha de entrada en operación necesaria de los proyectos programados.

Como parte del proceso de ampliación de la RNT, se realizan reuniones de trabajo entre CENACE y el Transportista, donde este último presenta problemáticas identificadas y propuestas de solución, las cuales analiza a detalle CENACE para determinar si los proyectos programados resolverán estas problemáticas, o se requerirá algún refuerzo que propondrá y evaluará CENACE.



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

El proceso de ampliación de las RGD del MEM se lleva a cabo en conjunto entre el Distribuidor y el CENACE, donde éste último tiene la función de coordinador del proceso. En un primer paso, se crean grupos de trabajo conformados por personal de CENACE/CFE Distribución, en los cuales se revisan las propuestas de nuevos proyectos a considerar dentro del documento de Pronóstico de Demanda por Subestaciones, el cual rige la planeación de las RGD del MEM y en donde el CENACE define la fecha necesaria de cada uno de ellos de acuerdo con el crecimiento de la demanda pronosticado por Subestación Eléctrica. Por los tiempos constructivos, de autorización y gestiones administrativas por parte de CFE Distribución, los proyectos candidatos para ser incorporados al PAMRNT y posteriormente al PRODESEN, son aquellos que generalmente tienen una fecha necesaria de entrada en operación en el año $n+4$ o $n+5$, esto dependerá de la complejidad del proyecto propuesto.

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

8.3 PROCESO DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD DEL MEM

El proceso de modernización de la RNT y las RGD del MEM se lleva a cabo en conjunto con el Transportista, el Distribuidor y el CENACE, donde éste último tiene la función de coordinador del proceso. En un primer paso, se crean grupos de trabajo conformados por personal de CENACE/CFE Transmisión y CENACE/CFE Distribución, respetando la estricta separación legal, en los cuales se llevan a cabo estudios de Confiabilidad y análisis estadísticos para evaluar las condiciones actuales de los equipos y elementos que conforman el SEN. Posteriormente, se identifican las necesidades de requerimiento de inversión y se elaboran los documentos técnicos que dan el sustento de las propuestas para incorporarlas al Programa. Para elaborar dichas propuestas se toma en cuenta la definición de Modernización que se establece como “toda sustitución o modificación de equipos o Elementos existentes motivada por el término de su vida útil, imposibilidad para integrarse a nuevas tecnologías, incumplimiento de requerimientos mínimos de seguridad en su operación, escalar especificaciones de instalaciones no acordes a su entorno”⁵⁰.

Bajo esta premisa y tomando en cuenta las necesidades más comunes de modernización, de manera general se pueden identificar los siguientes casos:

⁵⁰ RESOLUCIÓN Núm. RES/550/2021 de la Comisión Reguladora de Energía por la que se expiden las Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen los criterios

de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red. C. Glosario.



a) Proyectos motivados por la violación de capacidades interruptivas en interruptores y/o equipamiento serie asociado. Se presenta cuando el nivel de cortocircuito de determinada zona o región supera la capacidad nominal de los equipos que operan dentro de la misma.

b) Equipo Obsoleto (por vida útil o refaccionamiento). Se considera obsoleto un equipo cuando existen complicaciones o imposibilidad de mantenimiento regular

por falta de proveedores o por discontinuación del equipo. Adicionalmente, se pueden incluir en este rubro los proyectos en los que en una comparación económica resulte que es más costoso dar mantenimiento al equipo que reemplazarlo. En caso de llegar al término de su vida útil, se respalda con estudios concretos que la remanencia de vida útil.

c) Equipo con Daño. Aplica cuando un equipo sufre daño y no puede ser reparado; o bien, que en el largo plazo su reparación resulte más costosa que la adquisición de un equipo nuevo.

d) Cambio de arreglo de la Subestación Eléctrica o reconfiguración de la topología. Procede cuando se observan beneficios en la Confiabilidad, ya sea ante fallas o para dar flexibilidad y reducir tiempos de mantenimientos.

e) Cambio de Equipo por imposibilidad tecnológica. Se establecen cambios de este tipo cuando la tecnología del equipo ya no es compatible con el resto de la Subestación Eléctrica o cuando el fabricante informa que ya no proveerá garantías y/o soporte.

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

8.4 PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER DE 2015 A 2021

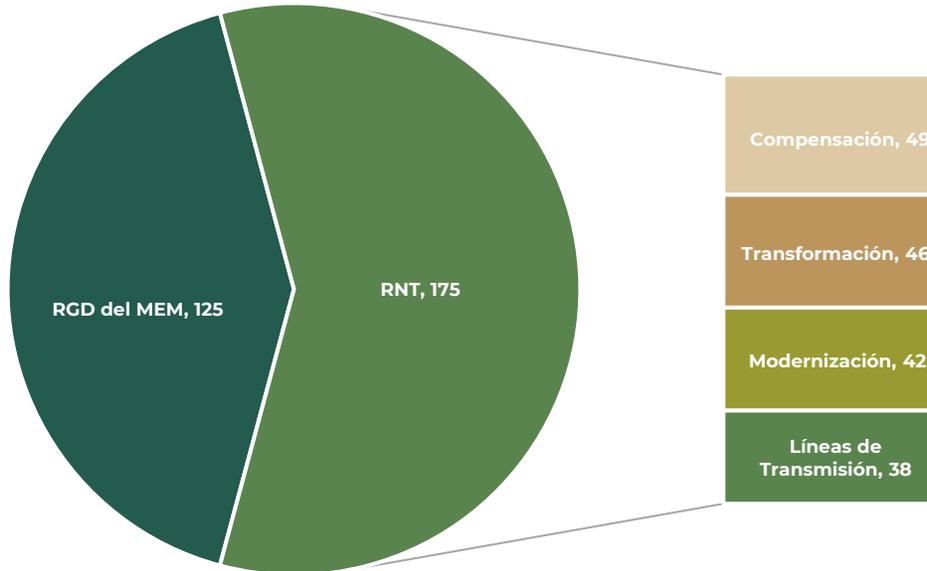
En el periodo 2015 a 2021, la SENER ha instruido a CFE Transmisión y CFE Distribución la construcción de 175 y 125 proyectos en proceso de infraestructura eléctrica para la ampliación y modernización de la RNT y las RGD del MEM, respectivamente (Ver Figura 8.1).

De los 184 proyectos instruidos a CFE Transmisión, 4 de ellos se encuentran cancelados y 5 proyectos están pausados o por cancelar. Del total de proyectos en proceso, en 38 de ellos la obra principal consiste en Líneas de Transmisión, en 46 la obra principal consiste en bancos de transformación de la RNT, en 49 la obra principal consiste en equipo de compensación de potencia reactiva y 42 proyectos de modernización de diferentes características.

A CFE Distribución se han instruido 126 proyectos en las RGD del MEM que corresponden a 125 bancos de transformación y un proyecto cancelado de compensación de potencia reactiva.



FIGURA 8.1. Obras Instruidas por SENER en la RNT y las RGD del MEM



FUENTE: SENER con información de CENACE

8.4.1 PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER EN OPERACIÓN

A la fecha, CFE Transmisión ha terminado la construcción de seis proyectos de ampliación de la RNT; los cuales se muestran en el Cuadro 8.1.

CUADRO 8.1 PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER A CFE TRANSMISIÓN EN OPERACIÓN

Proyecto	Gerencia de Control Regional / Sistema Interconectado Aislado	Estado	Fecha de Entrada en Operación
El Habal Banco 2 (traslado)	Noroeste	Sinaloa	dic-19
Ascensión II Banco 2	Norte	Chihuahua	feb-20
Mezquital MVAR (traslado)	Mulegé	Baja California Sur	feb-21
Santa Rosalía Banco 2	Mulegé	Baja California Sur	jun-21
El Carrizo MVAR (traslado)	Noroeste	Sinaloa	dic-21
Recreo MVAR	Baja California Sur	Baja California Sur	dic-21

FUENTE: SENER con información de CENACE



En cuanto a las RGD del MEM, CFE Distribución ha puesto en servicio once proyectos de ampliación; los cuales se presentan en el Cuadro 8.2.

CUADRO 8.2. PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER A CFE DISTRIBUCIÓN EN OPERACIÓN

Proyecto	Gerencia de Control Regional	Estado	Fecha de Entrada en Operación
Acahucan Bancos 1 y 2 (sustitución)	Oriental	Veracruz	dic-19
Fresnillo Sur Banco 1 (sustitución)	Occidental	Zacatecas	jun-20
Morelos Banco 2	Noreste	Coahuila	jun-20
Puebla I SF6 Banco 1 (sustitución)	Oriental	Puebla	oct-20
Mazatán Banco 1 (sustitución)	Oriental	Chiapas	nov-20
Lázaro Cárdenas Banco 1 (sustitución)	Peninsular	Quintana Roo	dic-20
Tapachula Aeropuerto Banco 2	Oriental	Chiapas	ene-21
Tuzania Banco 2	Occidental	Jalisco	feb-21
Tlajomulco Banco 2	Occidental	Jalisco	jun-21
Uxpanapa III Banco 2 (antes Sánchez Taboada)	Oriental	Veracruz	jul-21
Carranza Banco 2	Baja California	Baja California	feb-22

FUENTE: SENER con información de CENACE

8.4.2 PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER DE LA RNT

Se prevé que en el periodo del segundo semestre de 2022 hasta 2029 entren en operación 163 proyectos instruidos por SENER a CFE Transmisión y 114 proyectos instruidos a CFE Distribución, los cuales se encuentran en diferentes etapas de sus procesos autorización, gestión de recursos y construcción.

Los proyectos de ampliación de la RNT⁵¹ instruidos por SENER a CFE Transmisión constituyen un total de 4,239.6 km-c de Líneas de Transmisión, de los cuales la mayor aportación provendrá de los estados de Sinaloa, Hidalgo, Estado de México, Guanajuato y

Quintana Roo. Adicionalmente, dichos proyectos integrarán a las RGD del MEM 50.1 km-c de red en media tensión. En la Figura 8.2 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Para el estado de Sinaloa la principal contribución proviene del proyecto "I20-SIN1 Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GCR Occidental y Norte" donde se tiene un alcance de construcción de Líneas de Transmisión de 612 km-c, que permite reforzar la red troncal de 400 kV, además de que este proyecto contempla la adición de 170 km-c en el estado de Nayarit.

⁵¹No se incluyen metas físicas de proyectos cancelados o pausados tanto para Líneas de Transmisión, Transformación y Compensación de Potencia Reactiva, así como los proyectos

instruidos de refuerzo de la RNT para la interconexión de los proyectos de generación para el fortalecimiento de la política energética nacional.



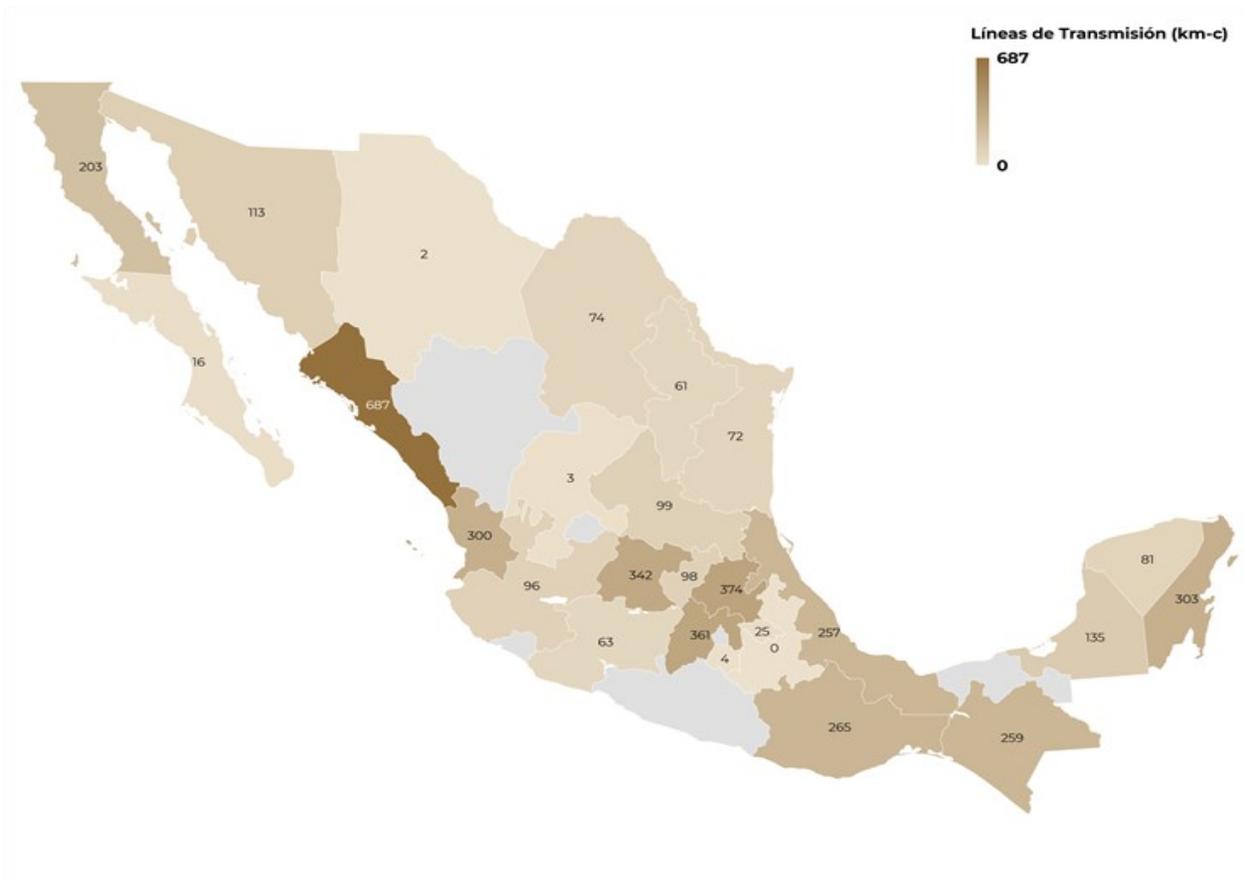
En cuanto a los estados de Hidalgo y Estado de México, el principal proyecto que contribuye a sus metas físicas es “I19-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País”, el cual permite reforzar la red de transmisión entre las regiones de Tamazunchale y el Valle de México.

El estado de Guanajuato tendrá un crecimiento importante en la longitud de sus Líneas de Transmisión motivado por un número amplio de proyectos, entre los que destacan “P19-OC3.

Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias – Querétaro”, “P19-OC2 San José Iturbide Banco 4” y “P18-OC5 León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III”.

Finalmente, el estado de Quintana Roo incorporará los proyectos “P18-PE2 y P20-PE3 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (Fases I y II)” y “P15-PE1 Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar - Chankanaab II”.

FIGURA 8.2. LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDAS POR SENER POR ENTIDAD FEDERATIVA⁵²



FUENTE: SENER con información de CENACE

⁵² Las distancias pueden variar una vez definida la Ficha de Información de Proyecto final por el CENACE con base a la Información de CFE de campo.



En la Figura 8.3 se detallan las adiciones a la RNT de Líneas de Transmisión por año y nivel de tensión. En 400 kV se agregará un total de 2,130.1 km-c, en 230 kV 811.0 km-c y de 161 a 69 kV 1,298.5 km-c. En 2024 se verán las mayores adiciones de Líneas de Transmisión, con un total de 2,024.2 km-c en ese año, sin embargo, en el nivel de tensión de 400 kV la

mayor adición será en 2024 motivada por los proyectos “I19-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País” y “I20-SIN1 Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GCR Occidental y Norte”⁵³.

FIGURA 8.3 LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDAS POR SENER POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN⁵⁴



FUENTE: SENER con información de CENACE

Los proyectos de ampliación de la RNT instruidos por SENER a CFE Transmisión constituyen un total de 15,504.4 MVA de capacidad de transformación, de los cuales la mayor contribución provendrá de los estados de Jalisco, Chihuahua, Quintana Roo, Baja California y Guanajuato. Adicionalmente, dichos proyectos integrarán a las RGD del MEM 70.5 MVA de capacidad en bancos de transformación de alta a media tensión. En la Figura 8.4 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Para el estado de Jalisco la contribución proviene de los proyectos “P16-OC1 Guadalajara Industrial”, “P20-OC3 Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (230/69 kV)”, “P20-OC1 Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (400/230 kV)”, “P20-OC2 Atención del suministro en las zonas Zapotlán y Costa” y “P21-OC2 Incremento de transformación en la zona Los Altos”, los cuales adicionan 1,625 MVA de capacidad de transformación.

⁵³ CFE Transmisión reporta terminación en 2024 a CENACE.

⁵⁴ Ibidem 52 y 53.



En cuanto al estado de Chihuahua, se tienen los proyectos “P15-NT1 Chihuahua Norte Banco 5”, “P17-NT2 Nuevo Casas Grandes Banco 3”, “P19-NT1 Terranova Banco 2”, “P17-NT5 Francisco Villa Banco 3” y “P20-NT2 Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma” y el proyecto terminado “P17-NT1 Ascensión II Banco 2” los cuales adicionan 1,400 MVA de capacidad de transformación.

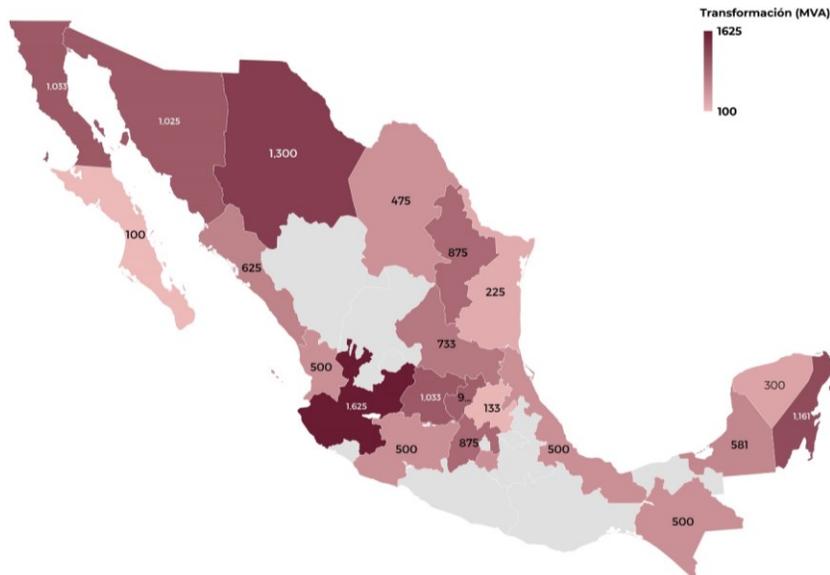
El estado de Quintana Roo incorporará los proyectos “P18-PE2 y P20-PE3 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (Fases I y II)”, “Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar – Chankanaab II”, los cuales adicionarán 1,160.5 MVA de capacidad de transmisión.

El estado de Baja California incluye los proyectos “P17-BC14 Panamericana Potencia Banco 3”, “P19-BC1 Tijuana I Banco 4”, “P17-BC11 El Arrajal Banco 1 y

Red Asociada” y “P21-CE1 Incremento de la capacidad de transformación con relación de transformación 230/115/69 kV en la zona Tijuana” los cuales agregan 1,033.3 MVA de capacidad de transformación. En el estado de Guanajuato se tienen instruidos los proyectos “P16-OC2 Potrerillos Banco 4”, “P16-OC3 Irapuato II Banco 3 (traslado)” y “P19-OC2 San José Iturbide Banco 4”, los cuales incrementan 1,033.3 MVA de capacidad de transformación.

En la Figura 8.5 se muestran las adiciones de Bancos de Transformación por año y nivel de tensión. Para bancos con relaciones de transformación de 400 kV hacia 230 kV y 115 kV se agregará un total de 7,825.0 MVA. Mientras que para bancos con relaciones de transformación de 230 kV hacia tensiones entre 161 kV y 69 kV se adicionarán 7583.2 MVA de capacidad. En 2023 se verán las mayores adiciones de Bancos de Transformación, con un total de 4,856.2 MVA, seguido por 2026 con 3,533.3 MVA.

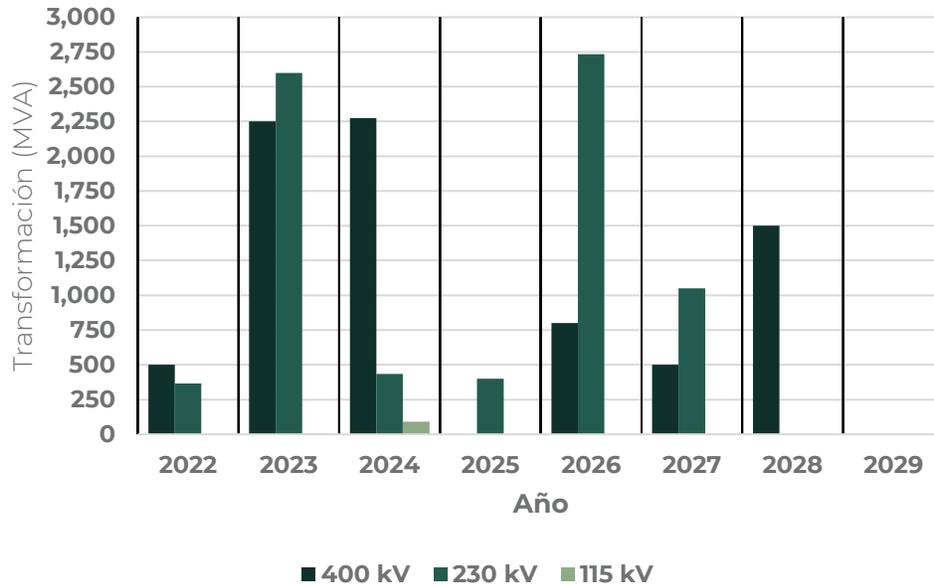
Figura 8.4 Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación de ampliación de la RNT instruidos por SENER por Entidad Federativa



FUENTE: SENER con información de CENACE



FIGURA 8.5 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR SENER POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN⁵⁵



FUENTE: SENER con información de CENACE

Los proyectos de ampliación de la RNT instruidos por SENER a CFE Transmisión constituyen un total de 9,921.3 MVAR de compensación de potencia reactiva dinámica (CEV y STATCOM) y fija en derivación (capacitores y reactores) o serie (capacitores), de los cuales la mayor contribución provendrá de los estados de Quintana Roo, Sinaloa, Oaxaca, Chihuahua y Veracruz. Adicionalmente, dichos proyectos integrarán a las RGD 77.4 MVAR de compensación en media tensión. En la Figura 8.6 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Para el estado de Quintana Roo la contribución proviene de los proyectos “P18-PE2 y P20-PE3 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (Fases I y II)” y “P15-PE1 Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar -

Chankanaab II”, los cuales adicionan 1,090.7 MVAR de compensación de potencia reactiva.

Recientemente, se ha programado la inclusión de equipo de compensación de un total de 2,450 MVAR, derivado del proyecto “I20-SINI Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GRC Occidental y Norte” que impactará con una aportación considerable a instalarse en la RNT en distintos estados, como son Sinaloa, Zacatecas, Sonora y Chihuahua con un monto de 850, 600, 400 y 600 MVAR.

En la Figura 8.7 se presentan las adiciones de Compensación de potencia reactiva por año y nivel de tensión. En 400 kV se adicionarán 4,775.4 MVAR, en 230 kV se agregan 1,808.0 MVAR y en 115 kV 2,835.5 MVAR.

⁵⁵ Ibidem 4

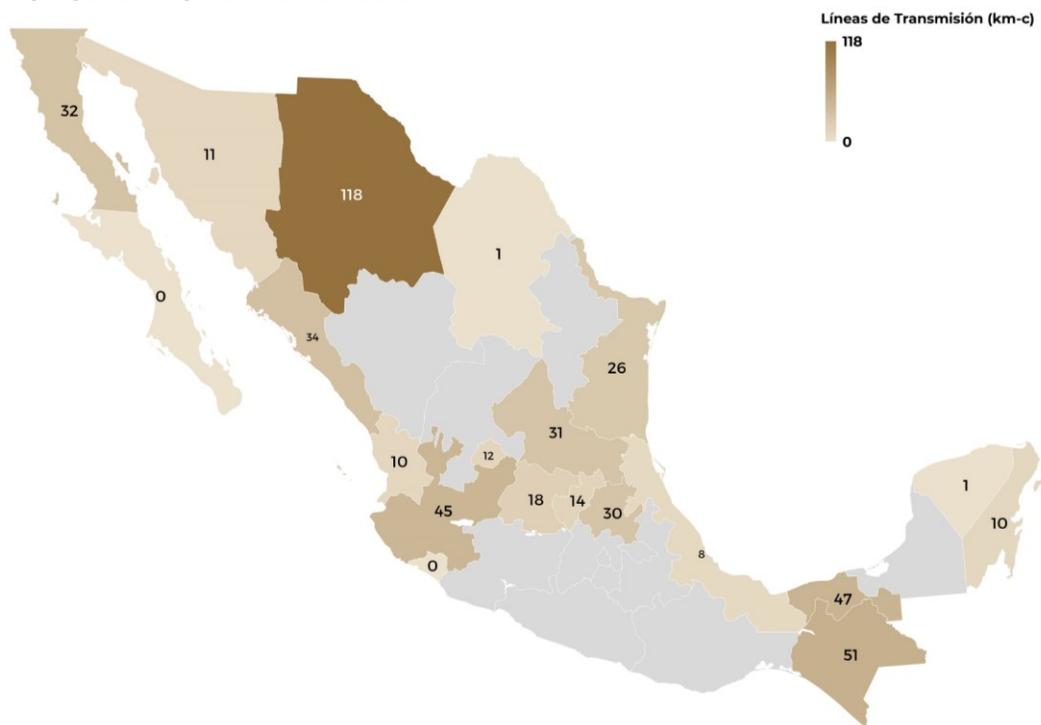


8.4.3 PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER DE LAS RGD DEL MEM

Los proyectos de ampliación de las RGD del MEM instruidos por SENER a CFE Distribución y que son compartidos con CFE Transmisión constituyen de un total de 500.4 km-c de Líneas de Transmisión (sin contar aquellos que ya fueron concluidos), los cuales son necesarios para conectar a la RNT las nuevas

Subestaciones Eléctricas que adicionarán capacidad de transformación de alta a media tensión. Los estados en donde se tendrán las mayores adiciones son Chihuahua, Chiapas, Tabasco, Jalisco y Sinaloa. La mayoría de las adiciones de Líneas de Transmisión serán en el nivel de tensión de 115 kV, con un total de 460.4 km-c. En las Figuras 8.8 y 8.9 se puede observar el detalle por Entidad Federativa, año de entrada en operación y nivel de tensión, respectivamente.

FIGURA 8.8 LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM INSTRUIDAS POR SENER POR ENTIDAD FEDERATIVA⁵⁶

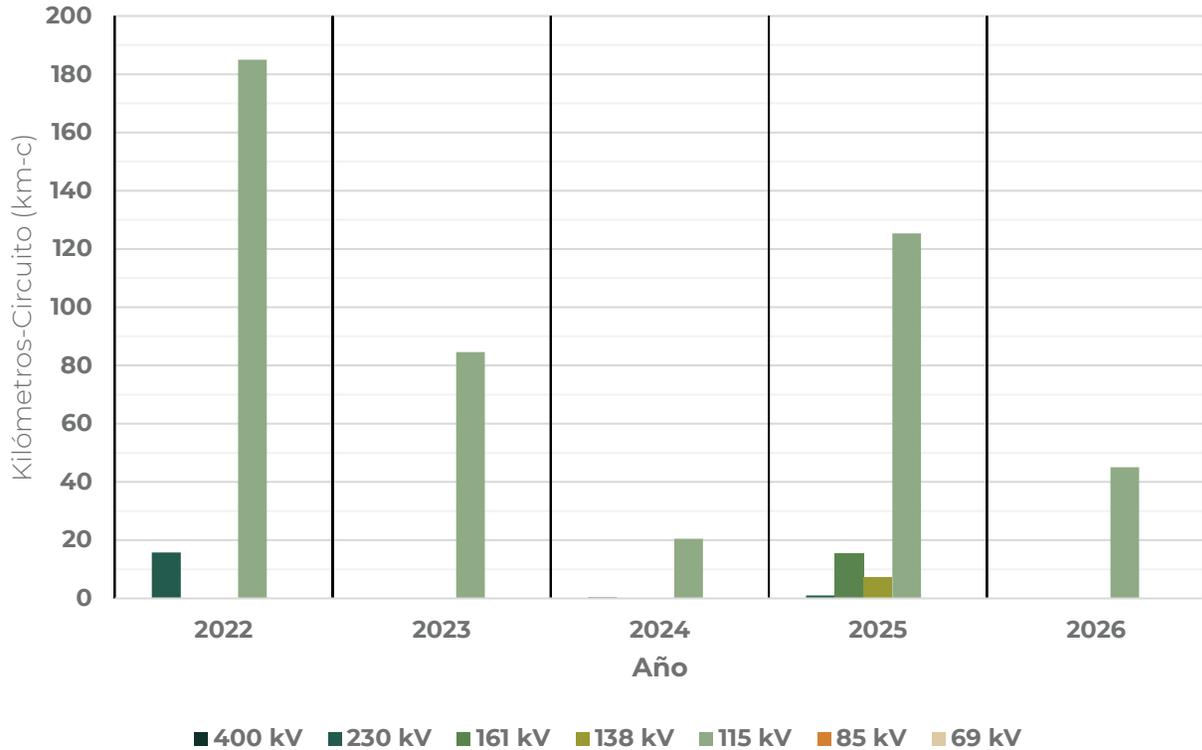


FUENTE: SENER con información de CENACE

⁵⁶ Ibidem 53



FIGURA 8.9 LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM INSTRUIDAS POR SENER POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



FUENTE: SENER con información de CENACE

Los proyectos de ampliación de las RGD del MEM instruidos por SENER a CFE Distribución, sin contar los que ya entraron en operación, constituyen un total de 3,203.8 MVA de capacidad de transformación, de los cuales la mayor contribución provendrá de los estados de Baja California, Sinaloa, San Luis Potosí, Sonora y Chihuahua. En la Figura 8.10 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

En el estado de Baja California se tienen instruidos un total de 14 proyectos, 10 en San Luis Potosí y 8 en cada uno de los estados de: Sinaloa, Sonora, Chihuahua.

En la Figura 8.11 se muestran las adiciones de bancos de transformación por año y nivel de tensión. La mayoría de los bancos tienen relaciones de transformación de 115 kV hacia niveles inferiores a 69 kV, con un total de 2,783.8 MVA. Le siguen los bancos de transformación de 230 kV, con 260.0 MVA, luego los de 161 kV con 130.0 MVA y finalmente los de 138 kV con solo 30 MVA.

En 2022 se verán las mayores adiciones de bancos de transformación, con un total de 1,281.9 MVA, seguido por 2025 con 1,082.5 MVA.

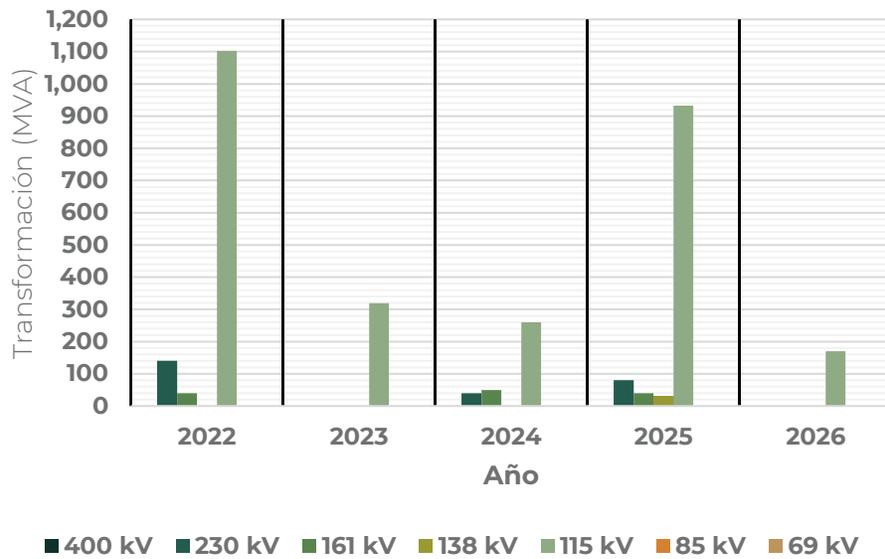


FIGURA 8.10 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM INSTRUIDOS POR SENER POR ENTIDAD FEDERATIVA



FUENTE: SENER con información de CENACE

FIGURA 8.11 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM INSTRUIDOS POR SENER POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN⁵⁷



FUENTE: SENER con información de CENACE

⁵⁷ Con información de CFE Distribución a CENACE



8.4.4 PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER DE REFUERZO DE LA RNT PARA LA INTERCONEXIÓN DE LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN PARA EL FORTALECIMIENTO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL

Los proyectos del plan de fortalecimiento de la política energética nacional con base al PND 2019-2024 y al artículo 33 fracciones I, V y XXIX de la LOAPF, instruidos por SENER constituyen un total de 182.2 km-c de Líneas de Transmisión, de los cuales

172 km-c serán construidos en el estado de Baja California y 10 km-c en el estado de Yucatán. En la Figura 8.12 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Para el estado de Baja California las contribuciones estarán dadas por los proyectos “CFE20-GCC Obras de Refuerzo C.C.C. González Ortega” y “CFE20-ESL Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado”. Por otro lado, la aportación en el estado de Yucatán está asociada al proyecto “CFE20-MDC Obras de Refuerzo C.C.C. Mérida”. En la Figura 8.13 se detallan las adiciones de Líneas de Transmisión por año de entrada en operación y nivel de tensión.

FIGURA 8.12 LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT ASOCIADAS AL PLAN DE FORTALECIMIENTO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA POR ENTIDAD FEDERATIVA



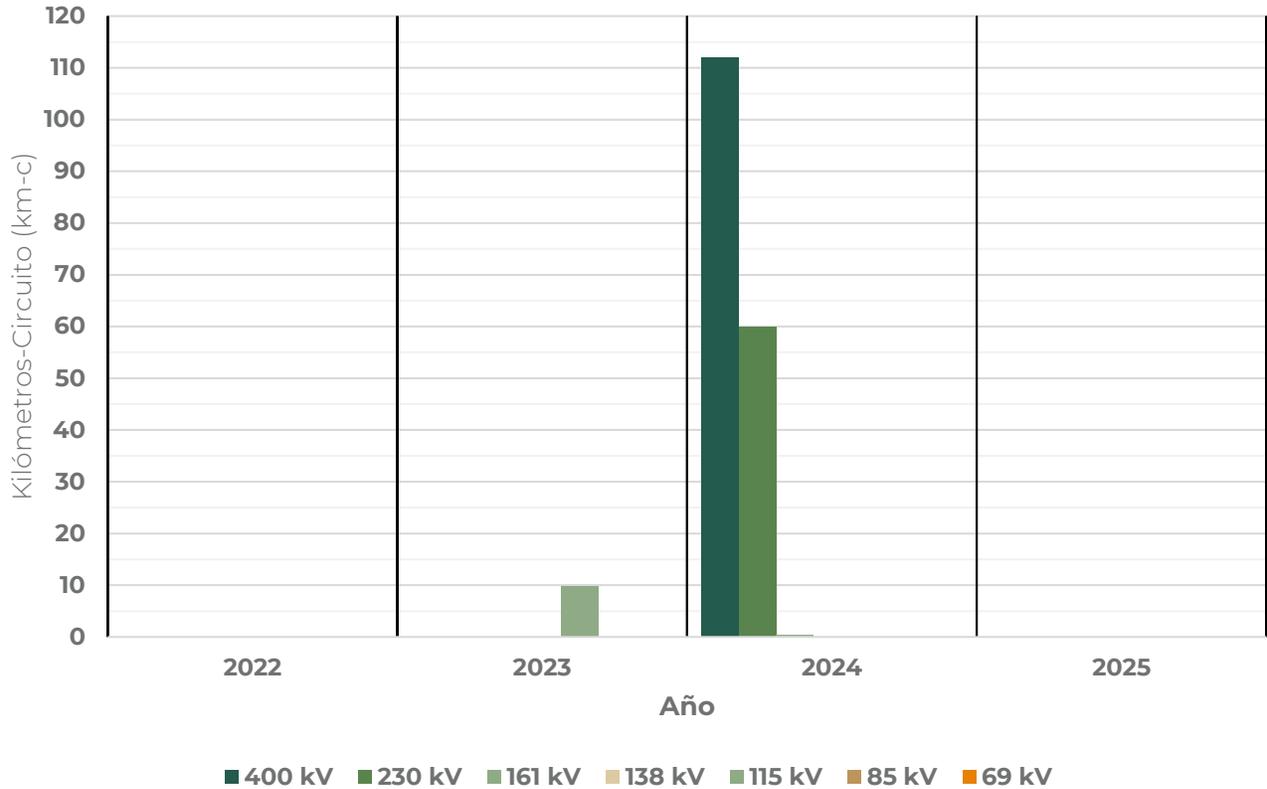
FUENTE: SENER

Las adiciones de red de transmisión asociados a los Proyectos del Plan de Fortalecimiento de la Industria Eléctrica se dan en los años 2023 y 2024 siendo el 2024 el año en donde se tiene el mayor incremento, con un total de 172.4 km-c en los niveles

de 400, 230 y 161 kV motivado por los proyectos “CFE20-GCC Obras de Refuerzo C.C.C. González Ortega” y “CFE20-ESL Obras de Refuerzo C.C.C San Luis Río Colorado”.



FIGURA 8.13 LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT ASOCIADAS AL PLAN DE FORTALECIMIENTO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



FUENTE: SENER

Los proyectos del Plan de Fortalecimiento de la política energética nacional con base al PND 2019-2024 y al artículo 33 fracciones I, V y XXIX de la LOAPF contemplan el incremento de 665 MVA de capacidad de transformación, de los cuales 565 MVA se encuentran en el estado de Baja California, motivados por el proyecto “CFE20-ESL Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado” y 100 MVA en Baja California Sur derivados del proyecto “CFE20-PCC Obras de Refuerzo C.C.C. Baja California Sur”. En

la figura 8.14 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

En la Figura 8.15 se muestran las adiciones de capacidad de transformación por año y nivel de tensión. Los 665 MVA de incremento de transformación serán en el nivel de 230 kV hacia niveles inferiores de tensión y todos ellos están previstos para el año 2024.

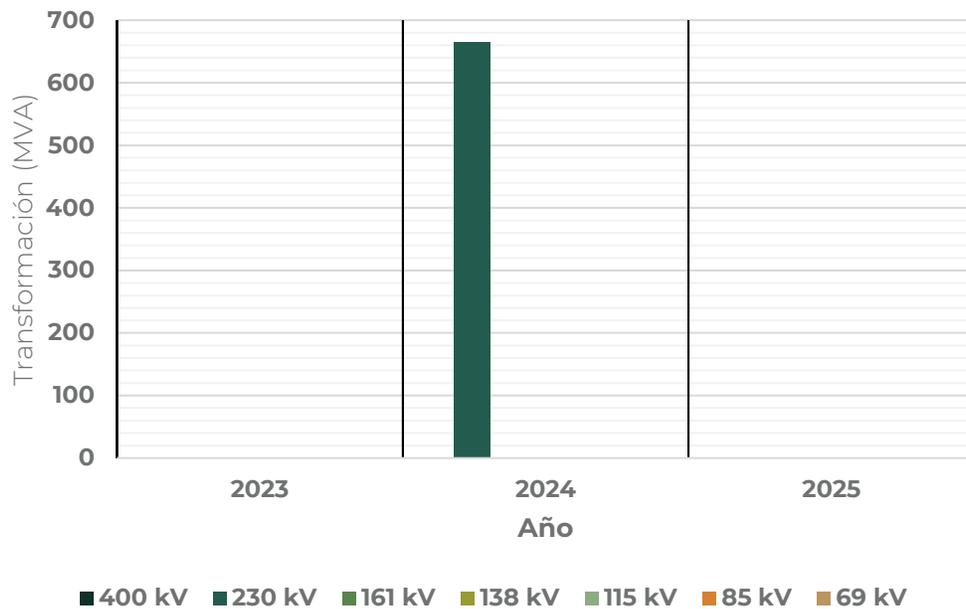


FIGURA 8.14 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE LA RNT ASOCIADAS AL PLAN DE FORTALECIMIENTO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL POR ENTIDAD FEDERATIVA



FUENTE: SENER

FIGURA 8.15 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT ASOCIADAS AL PLAN DE FORTALECIMIENTO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



FUENTE: SENER



Los proyectos del Plan de Fortalecimiento de la política energética nacional con base al PND 2019-2024 y al artículo 33 fracciones I, V y XXIX de la LOAPF constituyen un total de 196.0 MVar de compensación dinámica (STATCOM) y fija en derivación (capacitores y reactores), los cuales se ubicarán en los estados de Campeche, Yucatán y Baja California. En la Figura 8.16 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Para el estado de Campeche las contribuciones corresponden al proyecto “P20-VAC Obras de Refuerzo C.C.C. Valladolid” con un monto de 100

MVar. Para Yucatán se contempla la adición de 75 MVar derivados del proyecto “CFE20-MDC Obras de Refuerzo C.C.C. Mérida” y para el estado de Baja California se adicionan 21 MVar del proyecto “CFE20-ESL Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado”.

En la Figura 8.17 se presentan las adiciones de Compensación de potencia reactiva por año y nivel de tensión. En 2023 se tiene la mayor adición de Compensación de potencia reactiva con 175 MVar en los niveles de 400 y 115 kV y en 2024 se incorporarán 21 MVar en 161 kV.

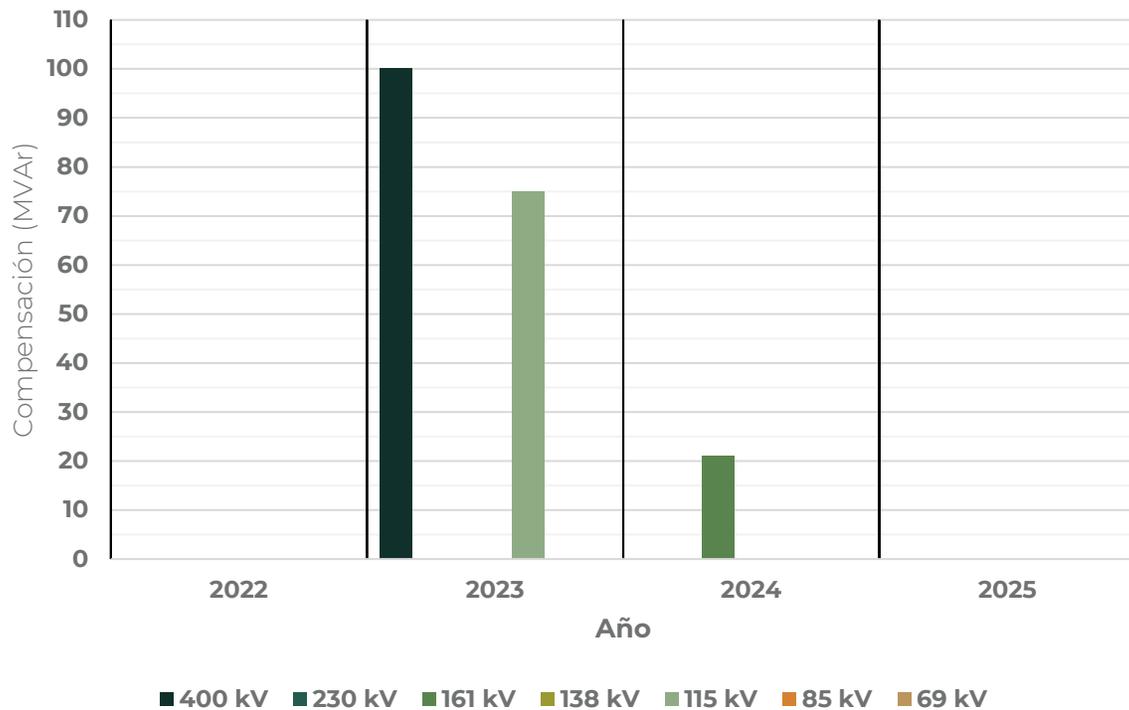
FIGURA 8.16 CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA (MVAR) DE AMPLIACIÓN DE LA RNT ASOCIADOS AL PLAN DE FORTALECIMIENTO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL POR ENTIDAD FEDERATIVA



FUENTE: SENER



FIGURA 8.17 CAPACIDAD (MVAR) DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA DE AMPLIACIÓN DE LA RNT ASOCIADOS AL PLAN DE FORTALECIMIENTO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



FUENTE: SENER

8.5 PROPUESTA DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN Y LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Para el ejercicio de planeación del PAMRNT 2022 – 2036 se han identificado diversos proyectos con el objetivo de satisfacer el suministro de la demanda de energía eléctrica, preservar y mejorar la Confiabilidad del SEN, reducir los costos del Suministro Eléctrico, contribuir al cumplimiento de

las metas de producción de Energía Limpia, asegurando la Confiabilidad en condiciones de viabilidad económica, operar con eficiencia energética, minimizando las congestiones en la red de transmisión y las pérdidas de energía eléctrica e incorporar tecnologías de Redes Eléctricas Inteligentes; objetivos descritos en la sección 8.1.

8.5.1 PROYECTOS IDENTIFICADOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT

CENACE ha identificado 15 proyectos de ampliación de la Red Nacional de Transmisión, los cuales se muestran en el Cuadro 8.3.



CUADRO 8.3 PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS EN EL PAMRNT 2022 – 2036

GCR	PEM	Proyecto	Fecha Necesaria	Ejercicio de Planeación en el que se identifica	Atiende problemáticas de suministro de energía eléctrica en Zona de Distribución / Estado
Oriental	P22-OR1	Suministro de energía eléctrica en la zona los Ríos	abr-21	2022	Los Ríos/ Chiapas y Tabasco
	P22-OR2	Compensación capacitiva en la zona Villahermosa	abr-25	2022	Villahermosa / Tabasco
	P22-OR3	Compensación capacitiva en el Suroriente de Puebla	abr-21	2022	Tehuacán / Puebla
Occidental	P22-OC1	Atención al suministro en la zona Vallarta	abr-25	2022	Vallarta / Nayarit y Jalisco
	P22-OC2	Atención al suministro de la zona Irapuato	abr-26	2022	Irapuato / Guanajuato
	P22-OC3	Compensación reactiva para la zona Santiago	abr-26	2022	Santiago / Nayarit
Noroeste	P22-NO1	Incremento en la capacidad de Transformación entre la zona Guasave y Los Mochis	abr-27	2022	Guasave y Los Mochis / Sinaloa y Sonora
	P22-NO2	Compensación capacitiva al poniente de la ciudad de Culiacán	abr-27	2022	Culiacán / Sinaloa
	P22-NO3	Compensación capacitiva en el corredor de 115 kV entre las zonas Hermosillo y Santa Ana	abr-26	2022	Hermosillo y Santa Ana / Sonora
Norte	P22-NT1	Paso del Norte Banco 2	abr-26	2022	Juárez / Chihuahua
	P22-NT2	Soporte de tensión en la zona Chihuahua	abr-24	2022	Chihuahua / Chihuahua
	P22-NT3	Soporte de tensión en la zona Camargo	abr-25	2022	Camargo / Chihuahua
Noreste	P22-NE1	Refuerzo de transformación en la zona Piedras Negras	abr-22	2022	Piedras Negras / Coahuila
Baja California	P22-BC1	Compensación capacitiva en la red de 69 kV de la zona Tijuana	abr-24	2022	Tijuana/Baja California
	P22-BC2	Compensación capacitiva en la red de 115 kV de la zona Tijuana	abr-24	2022	Tijuana/Baja California

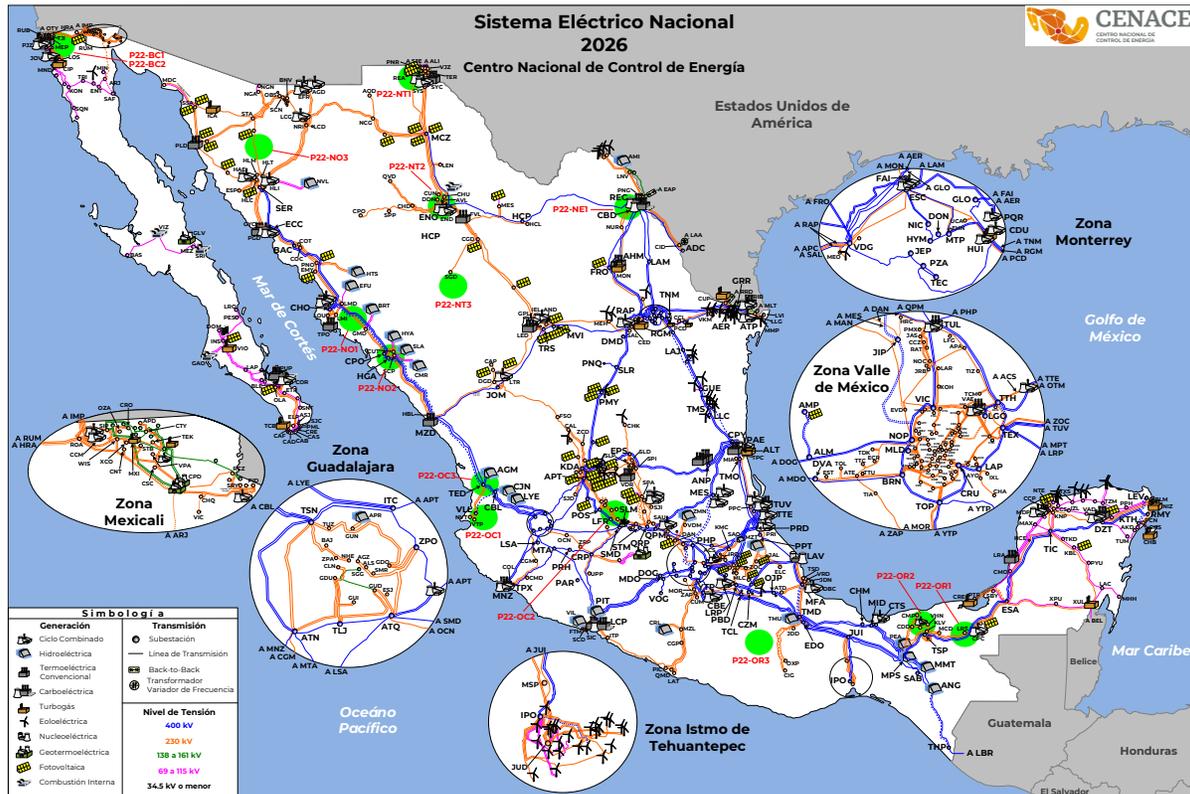
FUENTE: SENER con información de CENACE

En la Figura 8.18. se presenta el área de influencia de cada uno de los proyectos de ampliación de la RNT, en donde los círculos verdes hacen alusión a las

obras de ampliación. Los textos en rojo indican el PEM, definido para cada uno en el Cuadro 8.3.



FIGURA 8.18. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS en PAMRNT 2022 – 2036



La figura es un diagrama unifilar, No describen información de coordenadas geoespaciales o georreferenciadas, es decir, no son formato shapefile o vectorial

FUENTE: CENACE

Los proyectos de ampliación de la RNT identificados en el ejercicio de planeación del PAMRNT 2022 – 2036 constituyen un total de 78.9 km-c de líneas de transmisión, de los cuales la mayor aportación provendrá de los estados de Sinaloa y Guanajuato. En la Figura 8.19 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Para Sinaloa la contribución en la adición de líneas de transmisión corresponde al proyecto identificado “P22-NO1 Incremento en la capacidad de Transformación entre la zona Guasave y Los Mochis” con 44.0 km-c. Para el estado de Guanajuato es

debida al proyecto identificado “P22-OC2 Atención al suministro de la zona Irapuato”.

En la Figura 8.20 se detallan las adiciones de líneas de transmisión por año de entrada en operación y nivel de tensión.

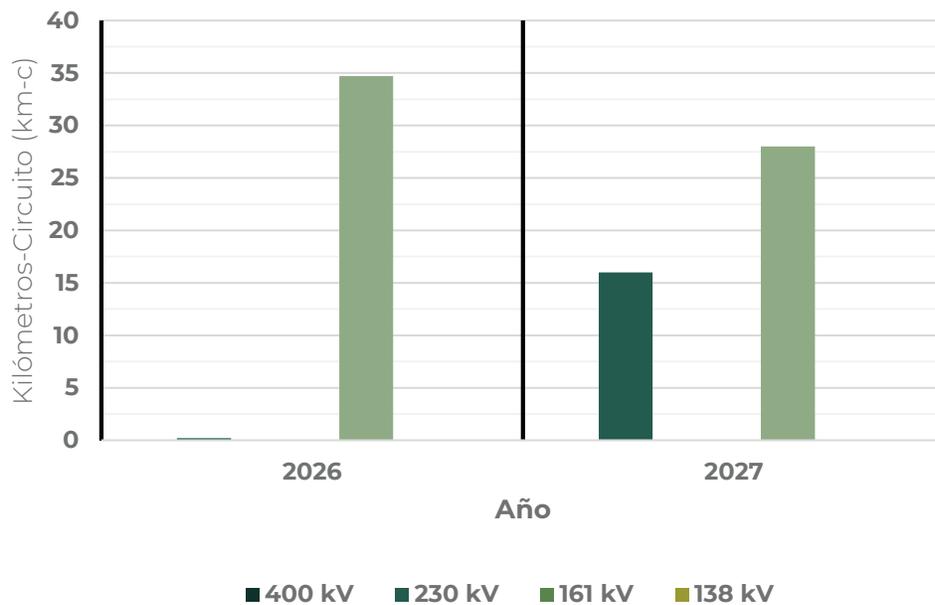
Solo se adiciona red de transmisión en 230 y 115 kV, siendo el mayor incremento en el año 2027 con 16.0 km-c en 230 kV y 28.0 km-c en 115 kV motivados por el proyecto “P22-NO1 Incremento en la capacidad de Transformación entre la zona Guasave y Los Mochis”.

FIGURA 8.19 LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADAS POR ENTIDAD FEDERATIVA



FUENTE: SENER con información del CENACE

FIGURA 8.20 LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADAS POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



FUENTE: SENER con información del CENACE



Los proyectos de ampliación de la RNT identificados en el ejercicio de planeación del PAMRNT 2022 – 2036, constituyen de un total de 1,525.0 MVA de capacidad de transformación, de los cuales la mayor contribución provendrá de los estados de Guanajuato, Sinaloa y Chihuahua con 375, 300 y 300 MVA respectivamente. En la Figura 8.21 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Respeto al estado de Guanajuato se tiene el proyecto “P22-OC2 Atención al suministro de la zona Irapuato”, en el estado de Sinaloa el proyecto “P22-NO2 Incremento en la capacidad de Transformación entre la zona Guasave y Los Mochis” y para el estado

de Chihuahua el proyecto “P22-NO1 Incremento en la capacidad de Transformación entre la zona Guasave y Los Mochis”. En la Figura 8.22 se muestran las adiciones de Bancos de Transformación por año y nivel de tensión. Para bancos con relaciones de transformación de 400 kV hacia 230 kV y 115 kV se agregará un total de 375 MVA. Mientras que para bancos con relaciones de transformación de 230 kV hacia tensiones entre 161 kV y 69 kV se adicionarán 1,150 MVA de capacidad. En 2026 se verán las mayores adiciones de Bancos de Transformación, con un total de 1,225 MVA, seguido por 2027 con 300 MVA.

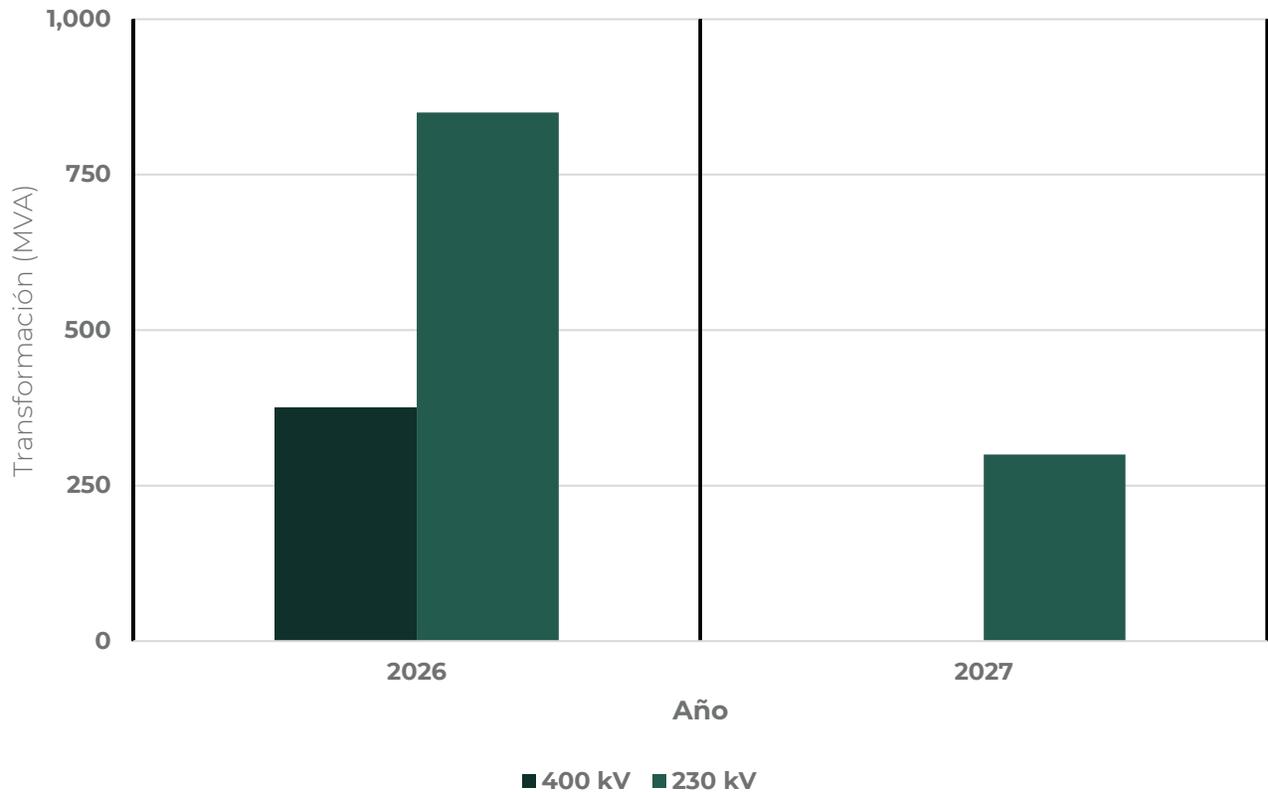
FIGURA 8.21 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS POR ENTIDAD FEDERATIVA



FUENTE: SENER con información del CENACE



FIGURA 8.22 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



FUENTE: SENER con información del CENACE

Los proyectos de ampliación de la RNT identificados en el ejercicio de planeación del PAMRNT 2021 – 2035 constituyen un total de 636.8 MVar de compensación de potencia reactiva dinámica (STATCOM) y fija en derivación (capacitores y reactores), de los cuales la mayor contribución provendrá de los estados de Chihuahua y Baja California. En la Figura 8.23 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Para el estado de Chihuahua las contribuciones corresponden a los proyectos “P22-NT2 Soporte de Tensión en la zona Chihuahua”, “P22-NT1 Paso del Norte Banco 2” y P22-NT3 Soporte de tensión en la zona Camargo” con un monto total de 385 MVar.

Para Baja California se tiene el proyecto identificado “P22-BC2 Compensación Capacitiva en la red de 115 kV de la zona Tijuana” aportando 52.5 MVar a la RNT.

En la Figura 8.24 se presentan las adiciones de Compensación de potencia reactiva por año y nivel de tensión. En 115 kV se adicionarán 531.5 MVar y en 69 kV un monto de 105.3 MVar.

En 2026 se verán las mayores adiciones de Compensación de potencia reactiva, con un total de 516.8 MVar.

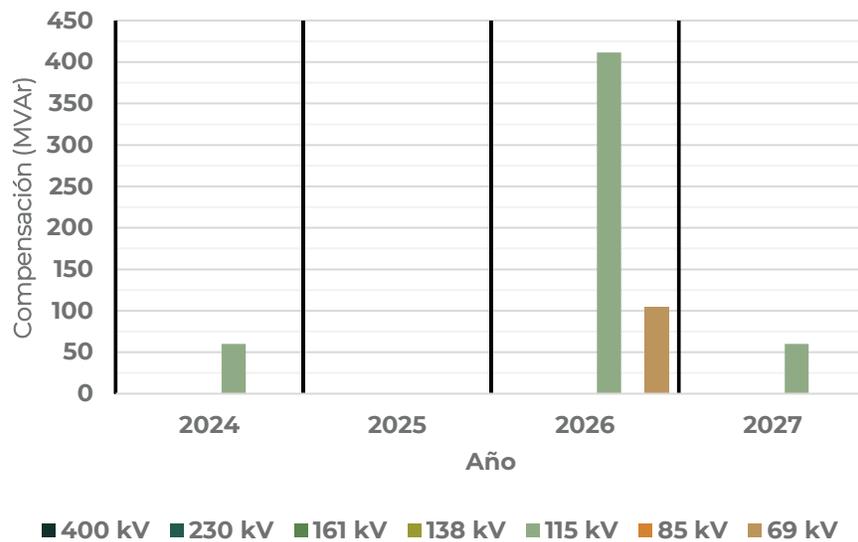


FIGURA 8.23 CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA (MVAR) DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS POR ENTIDAD FEDERATIVA



FUENTE: SENER con información del CENACE

FIGURA 8.24 CAPACIDAD (MVAR) DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



FUENTE: SENER con información del CENACE



8.5.2 PROYECTOS IDENTIFICADOS DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM

Con el fin de atender el requerimiento de energía eléctrica hasta 2027, en común acuerdo entre el CENACE y CFE Distribución, los requerimientos existentes y futuros del suministro de energía eléctrica en las RGD del MEM se requiere la entrada en operación de nuevas Subestaciones Eléctricas a lo largo del país o el incremento en la capacidad de transformación de las existentes.

Los proyectos propuestos de ampliación de las RGD del MEM resuelven los problemas de saturación esperados en los bancos de transformación alta/media tensión de acuerdo con el Pronóstico de la demanda del Mercado Eléctrico elaborado por el CENACE. En el Cuadro 8.4 y en la Figura 8.25 se muestran los 17 proyectos identificados de ampliación de las RGD del MEM, para atender el crecimiento de la demanda pronosticado en el corto plazo y mediano plazo.

CUADRO 8.4 PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM IDENTIFICADOS EN EL PAMRNT 2022 – 2036

GCR	PEM	Nombre del Proyecto	Fecha Necesaria	Atiende problemáticas de suministro de energía eléctrica en Zona de Distribución / Estado
Oriental	D22-OR1	Tejalpa Banco 2	mar-27	Morelos / Morelos
	D22-OR2	Hueyapan de Ocampo Banco 1 (sustitución)	may-27	Los Tuxtlas / Veracruz
	D22-OR3	Soledad de Doblado Banco 2	may-27	Veracruz / Veracruz
	D22-OR4	San Lorenzo Cacaotepec Banco 1	dic-26	Oaxaca / Oaxaca
	D22-OR5	Periférico Sur Banco 1	may-26	Villa Hermosa / Tabasco
	D22-OR6	Cuauhtémoc Banco 1	may-26	Villa Hermosa / Tabasco
	D22-OR7	Malpaso III Banco 1 (sustitución)	dic-26	Chontalpa / Chiapas
Occidental	D22-OC1	Fluvial Banco 2	ago-26	Vallarta / Jalisco
	D22-OC2	Valle Dorado Banco 1	may-26	Nuevo Vallarta / Nayarit
	D22-OC3	Matamoros Banco 1	jun-26	Aguascalientes / Aguascalientes
	D22-OC4	Las Flores Banco 1	ago-27	San Luis Potosí / San Luis Potosí
Noroeste	D22-NO1	Campo Gobierno Banco 1	abr-26	Culiacán / Sinaloa
	D22-NO2	Naranja Banco 1	abr-26	Guasave / Sinaloa
Noreste	D22-NE1	Concordia Banco 1	ago-27	Monterrey / Nuevo León
	D22-NE2	Lermas Banco 1	ago-26	Monterrey / Nuevo León
Baja California	D22-BC1	Mexicali Oriente Banco 3	abr-27	Mexicali / Baja California
	D22-BS1	Punta Prieta Banco 1 (sustitución)	abr-26	La Paz / Baja California Sur

FUENTE: SENER con información del CENACE



FIGURA 8.25 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM EN PAMRNT 2022 – 2036



Los proyectos de ampliación de las RGD del MEM identificados en el ejercicio de planeación del PAMRNT 2022 – 2036 constituyen de un total de 57.1 km-c de líneas de transmisión, los cuales son necesarios para conectar a la RNT las nuevas Subestaciones Eléctricas que adicionarán capacidad de transformación de alta a media tensión. Los

estados en donde se tendrán adiciones son Sinaloa, Tabasco, San Luis Potosí, Nuevo León, Nayarit y Oaxaca. Todas las adiciones de líneas de transmisión serán en el nivel de tensión de 115 kV, con un total de 57.1 km-c. En las Figuras 8.26 y 8.27 se puede observar el detalle por Entidad Federativa y año y nivel de tensión, respectivamente.

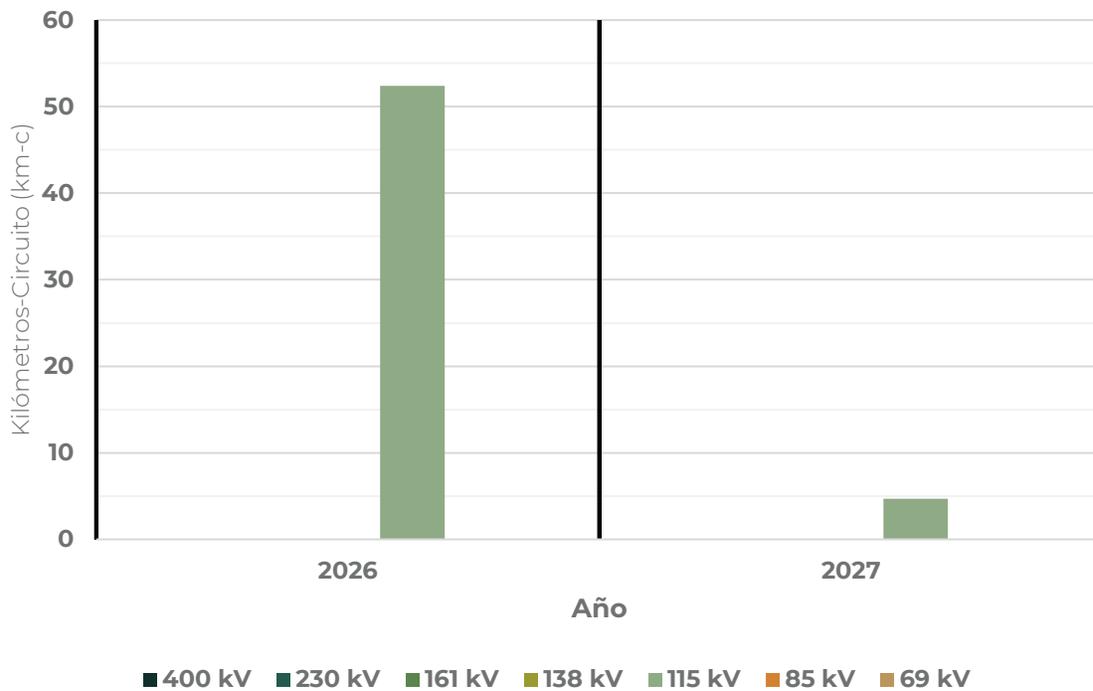


FIGURA 8.26 LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADAS POR ENTIDAD FEDERATIVA, ASOCIADAS A PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RGD DEL MEM



FUENTE: SENER con información del CENACE

FIGURA 8.27 LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADAS POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN, ASOCIADAS A PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RGD DEL MEM



FUENTE: SENER con información del CENACE



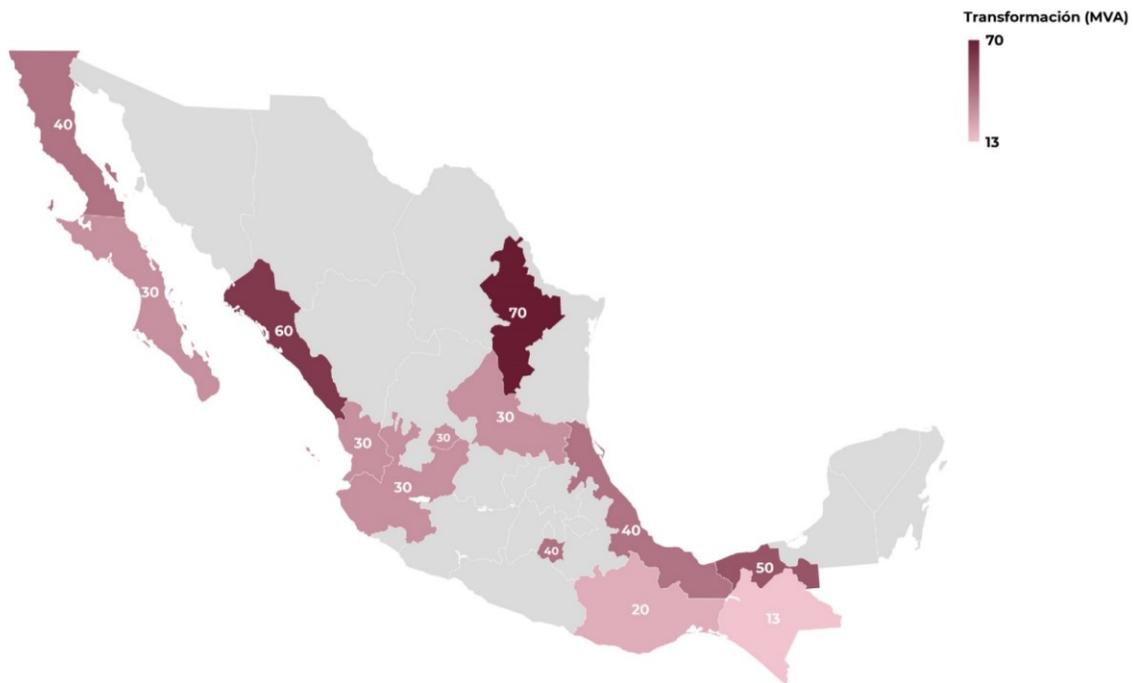
Los proyectos de ampliación de las RGD del MEM identificados en el ejercicio de planeación del PAMRNT 2022 – 2036 constituyen de un total de 482.5 MVA de capacidad de transformación, de los cuales la mayor contribución provendrá de los estados de Nuevo León, Sinaloa, y Tabasco. En la Figura 8.28 se puede observar el detalle por Entidad Federativa.

Se identificaron 2 proyectos en cada uno de los estados de Nuevo León, Sinaloa, Tabasco y Veracruz. Para el resto de los estados (Aguascalientes, Baja California, Baja California Sur, Chiapas, Jalisco,

Morelos, Nayarit, Oaxaca y San Luis Potosí) solo se identifica 1 proyecto para cada uno de ellos.

En la Figura 8.29 se muestran las adiciones de bancos de transformación por año y nivel de tensión. Del total de proyectos identificados (17) solo uno de ellos es en el nivel de tensión de 161 kV, con un banco de 40 MVA. El resto de los proyectos se ubican en el nivel de 115 kV hacia niveles inferiores a 69 kV, con un total de 442.5 MVA. En 2026 se verán las mayores adiciones de bancos de transformación, con un total de 302.5 MVA, seguido por 2027 con 180.0 MVA.

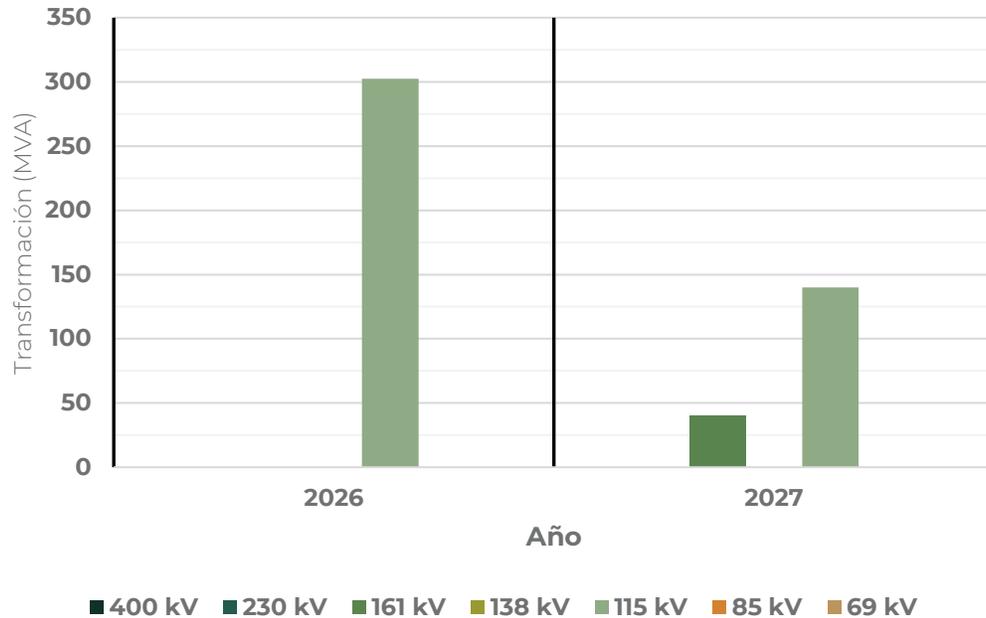
FIGURA 8.28 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM IDENTIFICADOS POR ENTIDAD FEDERATIVA



FUENTE: SENER con información del CENACE



FIGURA 8.29 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM IDENTIFICADOS POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



FUENTE: SENER con información del CENACE

8.5.3 PROYECTOS IDENTIFICADOS DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT

CENACE identificó dos proyectos de modernización de la RNT, de los cuales, el primero permitirá solventar problemáticas en el suministro de energía eléctrica de la región sobre la costa del Océano Pacífico, al noroeste de la ciudad de Mazatlán, y el segundo permitirá incrementar la Confiabilidad

para la ciudad de Tijuana considerando la antigüedad del equipo existente, estos proyectos cumplen con los criterios de planeación e información técnica y económica, y se presentan en el Cuadro 8.5 y en la Figura 8.30.

CUADRO 8.5 PROYECTOS DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT DEL PAMRNT 2022 – 2036

GCR	PEM	Nombre del Proyecto	Fecha Necesaria	Criterio Aplicable
Noroeste	M22-NO1	Solución a la problemática de suministro de la carga en la SE Piaxtla	abr-26	d
Baja California	M22-BC1	Modernización de la transformación en la SE Tijuana I (Sustitución de AT)	abr-21	b, c y d

Categorías aplicables

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

FUENTE: SENER con información del CENACE



FIGURA 8.30 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS PROYECTOS DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT DEL PAMRNT 2022 – 2036



FUENTE: SENER con información del CENACE

8.6 Información Básica de Proyectos Identificados

A continuación, se hace una breve reseña de cada uno de los proyectos identificados de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD del MEM, incluyendo las metas físicas de la infraestructura⁵⁸, los beneficios esperados del proyecto, su fecha estimada de entrada en operación y su área de

influencia. Las metas físicas de la infraestructura pudieran modificarse debido a la factibilidad constructiva, así como de la viabilidad de la obtención de los derechos de vía e inmobiliarios, permisos ambientales y arqueológicos, entre otros.

Aunque pudiesen presentarse ajustes en los mismos, siempre se busca lograr el objetivo planteado para cada uno de ellos.

⁵⁸ Las metas físicas podrán variar con respecto a la Ficha de Información de Proyecto final definida por el CENACE con base a la información de campo de CFE.



P22-ORI
Suministro de energía eléctrica en la zona los Ríos
Beneficios del Proyecto

Con la entrada en operación del proyecto se atenderá la problemática de Confiabilidad para el Suministro Eléctrico de la zona Los Ríos en condiciones de Red Eléctrica completa y ante la contingencia sencilla de algún elemento de transmisión o ante la eventual salida de operación del banco de transformación de la SE Los Ríos.

Adicionalmente, el proyecto de refuerzo permitirá evitar la necesidad de realizar posibles cortes de carga, ante la contingencia sencilla de algún circuito en 230 y 115 kV, considerando que durante 2021 se superó el límite de capacidad de suministro en el área de influencia durante 184 horas y se estima que en 2024 se podrá superar el límite durante 18% del año.

Finalmente, se podrá atender el crecimiento esperado de la demanda eléctrica en el sur del estado de Tabasco y Norte del estado de Chiapas en el mediano y largo plazo, permitiendo su crecimiento económico.

Infraestructura del proyecto

- LT de doble circuito con longitud estimada de 0.1 km y un conductor por fase de calibre 900 kcmil tipo Cable de Aluminio Desnudo con Alma de Acero (ACSR) en 230 kV para el entronque de la LT Macuspana Dos – 93810 – Santa Lucía en la SE Los Ríos.
- Un banco de transformación compuesto de tres unidades monofásicas de 33.3 MVA cada una (no incluye fase de reserva) y relación de transformación 230/115 kV en la SE Los Ríos.
- Un banco de capacitores de 7.5 MVar de capacidad en 115 kV en la SE Lacanjá.
- Dos alimentadores en 230 kV en la SE Los Ríos para la conexión con el entronque de la LT Macuspana Dos – 93810 – Santa Lucía en la SE Los Ríos.

Resumen de metas físicas del proyecto

Tipo de Obra	kV	Km-c	MVA	MVar	Alimentadores
Transmisión	230	0.2	-	-	-
Transformación	230/115	-	100.0	-	-
Compensación	115	-	-	7.5	-
Equipo en Subestación Eléctrica	400	-	-	-	2
Total		0.2	100.0	7.5	2

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2026

Área de Influencia del Proyecto

Zona Los Ríos, estados de Chiapas y Tabasco



P22-OR2
Compensación capacitiva en la zona Villahermosa
Beneficios del Proyecto

Con la entrada en operación del proyecto se atenderá la problemática de Confiabilidad para el Suministro Eléctrico en la zona Villahermosa en condiciones de Red Eléctrica completa y ante la contingencia sencilla de algún elemento de transmisión, en específico para las SE que atienden la zona norte de Tabasco, como son las SE Macultepec, Tabasquillo y Frontera conectadas en forma radial desde la SE Villahermosa Norte, que presentan la problemática de control de voltaje ante contingencia sencilla de red de 230 o 115 kV de la zona Villahermosa.

Adicionalmente, el proyecto de refuerzo permitirá resolver la eventual saturación en bus de la SE Parrilla ante contingencia sencilla del enlace Villahermosa II a Kilómetro Veinte en 115 kV, evitando la disminución de capacidad de transmisión en el corredor de transmisión.

Se podrá atender el crecimiento esperado de la demanda eléctrica en la ciudad de Villahermosa, capital del estado de Tabasco en el mediano plazo, permitiendo el crecimiento económico.

Infraestructura del proyecto

- Un banco de capacitores de 7.5 MVar de capacidad en 115 kV en la SE Frontera.
- Un banco de capacitores de 7.5 MVar de capacidad en 115 kV en la SE Tabasquillo.
- Recalibración de bus y puentes en la SE Parrilla con un calibre de 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV.

Resumen de metas físicas del proyecto

Tipo de Obra	kV	MVar	Bus
Compensación	115	15.0	-
Equipo en Subestación Eléctrica	115	-	1
Total		15.0	1

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2027

Área de Influencia del Proyecto

Zona Villahermosa, estado de Tabasco



P22-OR3
Compensación capacitiva en el Suroriente de Puebla
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá aumentar la Confiabilidad del Suministro Eléctrico en las Subestaciones Eléctricas de las zonas Tehuacán y Huajuapán, específicamente las asociadas al corredor de transmisión radial en 115 y 69 kV desde la SE Coapan hasta la SE Huautla de Jiménez con una longitud aproximada de 95 km. Lo anterior en condición de Red Eléctrica completa y ante contingencia sencilla en la red de 115 kV de la zona.

Adicionalmente, se evitará la necesidad de realizar posibles cortes de carga, ante contingencia sencilla de algún circuito en 115 kV.

Por último, la construcción del proyecto de refuerzo de transmisión incrementará la capacidad de suministro en las zonas Tehuacán y Huajuapán, permitiendo el desarrollo económico local.

Infraestructura del proyecto

Un banco de capacitores de 7.5 MVar de capacidad en 115 kV en la SE Coapan.

Un banco de capacitores de 15.0 MVar de capacidad en 115 kV en la SE Zinacatepec.

Cambio de Transformador de Corriente (TC) en 115 kV en la SE Tehuacán asociado a la LT Tehuacán – 73280 – Coapan, de relación de transformación normalizada para alcanzar una capacidad de transmisión de al menos 120 MVA.

Resumen de metas físicas del proyecto

Tipo de Obra	kV	MVar	TC
Compensación	115	22.5	-
Equipo en Subestación Eléctrica	115	-	1
Total		22.5	1

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2027

Área de Influencia del Proyecto

Zonas Tehuacán y Huajuapán, estados de Puebla y Oaxaca



P22-OC1
Atención al suministro en la zona Vallarta
Beneficios del Proyecto

La construcción de este proyecto incrementará la capacidad de transformación en la red de 115 kV de la Zona Vallarta, mejorando la Calidad, Confiabilidad y Continuidad del Suministro Eléctrico a los Usuarios Finales. También, facilitará la incorporación de nuevos Centros de Carga y permitirá cumplir con el suministro de la demanda y consumo a largo plazo en una de las zonas de mayor crecimiento económico del estado de Jalisco y de la República Mexicana.

Con la incorporación de este proyecto se evitarán cortes de suministro y posibles disparos en cascada por alguna contingencia sencilla de alguno de los elementos de transformación de la Zona Vallarta.

Infraestructura del proyecto

- Un banco de transformación compuesto de tres unidades monofásicas de 75 MVA cada una (no se incluye fase de reserva) y relación de transformación 230/115 kV en la SE Nuevo Vallarta.
- Recalibración de Bus de 115 kV en la SE Vallarta I para que la LT Vallarta I – 73610 – Vallarta Potencia alcance una cargabilidad mínima de 131 MVA.
- Recalibración de Bus de 115 kV en la SE Pitillal para que la LT Pitillal – 73630 – Vallarta Potencia alcance una cargabilidad mínima de 180 MVA.
- Cambio de TC en 115 kV en ambos extremos de la LT Vallarta I – 73610 – Vallarta Potencia para alcanzar una cargabilidad mínima de 131 MVA.
- Cambio de TC en 115 kV en ambos extremos de la LT Pitillal – 73630 – Vallarta Potencia para alcanzar una cargabilidad mínima de 180 MVA.
- Cambio de TC en 115 kV en la SE Vallarta Potencia para que la LT Cuadro de Maniobras Vidanta – 73670 – Vallarta Potencia alcance una cargabilidad mínima de 129.6 MVA.
- Cambio de TC en 115 kV en la SE San Vicente para que la LT San Vicente – 73660 – Nuevo Vallarta alcance una cargabilidad mínima de 180 MVA.

Resumen de metas físicas del proyecto

Tipo de Obra	kV	MVA	TC	Bus
Transformación	230/115	225	-	-
Equipo en Subestación Eléctrica	115	-	6	2
Total	-	225	6	2

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2026

Área de Influencia del Proyecto

Zona Vallarta, estado de Jalisco



P22-OC2
Atención al suministro en la zona Irapuato
Beneficios del Proyecto

La construcción de este proyecto incrementará la capacidad de transformación en la red de 115 kV de la Zona Irapuato, mejorando la Calidad, Confiabilidad y Continuidad del Suministro Eléctrico a los Usuarios Finales. También, facilitará la incorporación de nuevos Centros de Carga y permitirá cumplir con el suministro de la demanda y consumo a largo plazo en una de las zonas de mayor crecimiento económico del estado de Guanajuato y de la República Mexicana.

Con la incorporación de este proyecto se evitarán cortes de suministro y posibles disparos en cascada por alguna contingencia sencilla de alguno de los elementos de transformación de la Zona Irapuato.

Infraestructura del proyecto

- Un banco de transformación compuesto de tres unidades monofásicas de 125 MVA cada una (no se incluye fase de reserva) y relación de transformación 400/115 kV en la SE Las Fresas.
- LT de doble circuito tendido del primero, con una longitud estimada de 30.3 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR en 115 kV entre las SE Las Fresas – Castro del Río II.
- LT de doble circuito, con una longitud estimada de 2.2 km y un conductor por fase de calibre 477 kcmil tipo ACSR en 115 kV para entroncar la LT Abasolo – 73510 – Marabis en la SE Abasolo II.
- Un alimentador en 115 kV en la SE Las Fresas para la conexión de la nueva LT Las Fresas – Castro del Río II.
- Un alimentador en 115 kV en la SE Castro del Río II para la conexión de la nueva LT Las Fresas – Castro del Río II.
- Dos alimentadores en 115 kV en la SE Abasolo II para el entronque de la LT Abasolo – 73510 – Marabis
- Sustitución de tres interruptores en 230 kV en la SE Silao Potencia por una capacidad interruptiva de 40 kA.
- Sustitución de ocho interruptores en 115 kV en la SE Irapuato II por una capacidad interruptiva de 40 kA.
- Sustitución de tres juegos de cuchillas en 115 kV en la SE Irapuato I de la LT Las Fresas – 73F10 – Irapuato I, con una capacidad para alcanzar una capacidad de al menos de 120 MVA.
- Sustitución de cuatro juegos de cuchillas en 230 kV en la SE Irapuato II con una capacidad interruptiva de 40 kA.

Resumen de metas físicas del proyecto

Tipo de Obra	kV	km-c	MVA	Alimentadores	Cuchillas	Interruptores
Transmisión	115	34.7	-	-	-	-
Transformación	400/115	-	375.0	-	-	-
Equipo en Subestación Eléctrica	230	-	-	-	4	3
	115	-	-	4	3	8
Total	-	34.7	375.0	4	7	11

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2026

Área de Influencia del Proyecto

Zona Irapuato, estado de Guanajuato



P22-OC3
Compensación reactiva para la zona Santiago
Beneficios del Proyecto

Con la entrada en operación del proyecto de compensación reactiva se logrará satisfacer la demanda de energía eléctrica en la Zona Santiago manteniendo un perfil de voltaje dentro de los límites de operación establecidos, tanto en estado estable y ante contingencias sencillas de acuerdo con los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN.

Adicionalmente, se estará en posibilidad de incrementar el suministro de la carga y el crecimiento natural de la demanda de la Zona Santiago, así como motivar a la incorporación de nuevos proyectos de inversión que requieran de un Suministro Eléctrico que incremente el desarrollo económico de la zona de influencia, obteniendo beneficios para la población.

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

Infraestructura del proyecto

- Ampliación del banco de capacitores de 7.5 a 15 MVar de capacidad en 115 kV en la SE Peñitas, incluye modernización de alimentador.
- Ampliación del banco de capacitores de 5 a 9 MVar de capacidad en 115 kV en la SE Acaponeta, incluye modernización de alimentador.
- Cambio de TC en 115 kV en la SE Santiago de la LT Tepic II – 73750 – Santiago, para alcanzar una capacidad de al menos 159 MVA.
- Cambio de TC en 115 kV en la SE Santiago de la LT Tepic II – 73840 – Santiago, para alcanzar el límite térmico del conductor de 133 MVA.
- Cambio de TC en 115 kV en ambos extremos de las LT Santiago – Peñitas (73850 y 73920), para alcanzar una capacidad de al menos de 120 MVA.

Resumen de metas físicas del proyecto

Tipo de Obra	kV	MVar	TC	Alimentadores
Compensación	115	24	-	
Equipo en Subestación Eléctrica	115	-	18	2
Total		24	18	2

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2026

Área de Influencia del Proyecto

Zona Santiago, estado de Nayarit



P22-NO1
Incremento en la capacidad de Transformación entre la zona Guasave y Los Mochis
Beneficios del Proyecto

Con la entrada en operación del proyecto se logrará satisfacer la demanda y consumo de energía eléctrica de los municipios de Guasave y los Mochis, ubicados al noroeste del estado de Sinaloa, no se tendrán problemas de Suministro Eléctrico ante el incremento de demanda y consumo de energía esperados en el área de influencia en escenarios con Red Eléctrica completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de acuerdo con los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en el ámbito de la GCR Noroeste.

Adicionalmente, se estará en posibilidad de abastecer el crecimiento natural de la demanda del área de influencia, así como motivar a la incorporación de nuevos proyectos de inversión que requieran de Suministro Eléctrico que impulse el desarrollo económico de las zonas Guasave y Los Mochis obteniendo beneficios para la población.

Infraestructura del proyecto

- Construcción de una nueva SE denominada Caimanero (colindante a la futura SE Naranja), mediante la instalación de un Autotransformador de 225 MVA de capacidad y relación de transformación 230/115 kV. Se considera una fase de reserva de 75 MVA
- Línea de Transmisión de doble circuito en 230 kV, con una longitud estimada de 16.0 km-circuito y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT Los Mochis Dos – Guamúchil Dos en la SE Caimanero.
- Línea de Transmisión de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 6.0 km-circuito y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT Guasave – Santa María (futura), actualmente se interconecta a la SE Hernando de Villafañe.
- Línea de Transmisión un circuito sencillo en 115 kV, con una longitud estimada de 22 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR entre la SE Caimanero y la SE Bamoa.
- Tres alimentadores aislados y operados en 230 kV en la SE Caimanero, una de ellas es una bahía de amarre.
- Cuatro alimentadores aislados y operados en 115 kV, uno en la SE Caimanero y tres en la SE Bamoa, uno de ellos es una bahía de amarre.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	km-c	MVA	MVAr	Alimentadores / Bahías
Red Nacional de Transmisión	230	16.0	-	-	3
	115	28.0	-	-	4
	230/115	-	300.0	-	-
Total		44.0	300.0	-	7

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2027

Área de Influencia del Proyecto

Municipios de Guasave y los Mochis, estado de Sinaloa



P22-NO2
Compensación capacitiva al poniente de la ciudad de Culiacán
Beneficios del Proyecto

Con la entrada en operación del proyecto se logrará satisfacer la demanda y consumo de energía eléctrica del municipio de Culiacán, ubicado al poniente del estado de Sinaloa, manteniendo el perfil de voltaje dentro de los límites de operación establecidos, tanto en estado estable y ante contingencias sencillas de acuerdo con los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en el ámbito de la GCR Noroeste.

Adicionalmente, se estará en posibilidad de abastecer el crecimiento natural de la demanda del área de influencia, así como motivar la incorporación de nuevos proyectos de inversión que requieran de Suministro Eléctrico que incentive el desarrollo económico de la zona Culiacán obteniendo beneficios para la población.

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

Infraestructura del proyecto

- Un banco de capacitores de 22.5 MVAR en 115 kV ubicado en la SE Navolato.

Resumen de metas físicas del proyecto

Tipo de Obra	kV	MVAR
Compensación	115	22.5
Total		22.5

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2027

Área de Influencia del Proyecto

Culiacán, estado de Sinaloa



P22-NO3
Compensación capacitiva en el corredor de 115 kV entre las zonas Hermosillo y Santa Ana
Beneficios del Proyecto

Con la entrada en operación del proyecto se logrará satisfacer la demanda y consumo de energía eléctrica entre los municipios de Santa Ana y Hermosillo, ubicados al noreste del estado de Sonora, manteniendo el perfil de voltaje dentro de los límites de operación establecidos, tanto en estado estable y ante contingencias sencillas de acuerdo con los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en el ámbito de la GCR Noroeste.

Adicionalmente, se estará en posibilidad de abastecer el crecimiento natural de la demanda del área de influencia, así como motivar la incorporación de nuevos proyectos de inversión que requieran de Suministro Eléctrico que incentive el desarrollo económico de la zona Hermosillo y Santa Ana obteniendo beneficios para la población.

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

Infraestructura del proyecto

- Un banco de capacitores de 15.0 MVar en 115 kV ubicado en la SE Oasis.

Resumen de metas físicas del proyecto

Tipo de Obra	kV	MVar
Compensación	115	15.0
Total		15.0

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2026

Área de Influencia del Proyecto

Santa Ana y Hermosillo, estado de Sonora



P22-NTI
Paso del Norte Banco 2
Beneficios del Proyecto

La construcción de este proyecto permitirá aumentar la capacidad y Confiabilidad de Suministro Eléctrico a los Usuarios Finales ubicados en la zona Juárez. También, facilitará la incorporación de nuevos Centros de Carga y permitirá cumplir con el suministro de la demanda y consumo a largo plazo en una de las zonas de mayor crecimiento económico del estado de Chihuahua.

Con la incorporación de este proyecto se reducirán las sobrecargas al presentarse alguna contingencia sencilla, principalmente ante la salida de alguno de los elementos de transformación de la zona Juárez, minimizando las interrupciones en el Suministro Eléctrico ante contingencia o salidas de equipos por mantenimiento.

Infraestructura del proyecto

- Un banco de transformación compuesto de tres unidades monofásicas de 100 MVA cada una (no se incluye fase de reserva) y relación de transformación 230/115 kV en la SE Paso del Norte.
- Un banco de capacitores de 30 MVAR de capacidad en 115 kV en la SE Paso del Norte.
- Un banco de capacitores de 30 MVAR de capacidad en 115 kV en la SE Reforma.
- Un banco de capacitores de 15 MVAR de capacidad en 115 kV en la SE Cuatro Siglos.
- Un banco de capacitores de 15 MVAR de capacidad en 115 kV en la SE Libertad.
- Un banco de capacitores de 15 MVAR de capacidad en 115 kV en la SE Médanos.

Resumen de metas físicas del proyecto

Tipo de Obra	kV	MVA	MVAR
Transformación	230/115	300	-
Compensación	115	-	105
Total		300	105

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2026

Área de Influencia del Proyecto

Zona Juárez, estado de Chihuahua



P22-NT2
Soporte de tensión en la zona Chihuahua
Beneficios del Proyecto

La zona Chihuahua atiende el suministro de energía eléctrica a la Ciudad de Chihuahua, así como a la Ciudad de Cuauhtémoc y su zona conurbada. El proyecto permitirá atender el crecimiento de la demanda y consumo de la zona Chihuahua brindando el suministro de energía eléctrica a los Centros de Carga industriales nuevos y actuales.

Con esta obra se logra incrementar la Confiabilidad ante estado estable y ante contingencia sencilla de algún elemento de la red de transmisión, minimizando así las interrupciones en el Suministro Eléctrico y mejora el perfil de voltaje de la zona al considerar la instalación de compensación reactiva.

Finalmente, ya no se tendrá el riesgo de inestabilidad de voltaje en la zona, que actualmente puede suceder en condiciones de alta demanda y ante la indisponibilidad de algún elemento de transmisión.

Infraestructura del proyecto

- Un banco de capacitores de 45 MVar de capacidad en 115 kV en la SE Chihuahua Norte.
- Un banco de capacitores de 30 MVar de capacidad en 115 kV en la SE Avalos.
- Un banco de capacitores de 30 MVar de capacidad en 115 kV en la SE División del Norte.
- Un banco de capacitores de 30 MVar de capacidad en 115 kV en la SE Chuvíscar.
- Un banco de capacitores de 15 MVar de capacidad en 115 kV en la SE Chihuahua Planta.
- Traslado de un banco de capacitores de 10 MVar de capacidad en 115 kV de la SE Chihuahua Norte a la SE El Sauz.
- Un banco de capacitores de 15 MVar de capacidad en 115 kV en la SE Menonitas.
- Un banco de capacitores de 15 MVar de capacidad en 115 kV en la SE Maniobras Treinta y Cuatro.
- Un banco de capacitores de 15 MVar de capacidad en 115 kV en la SE Manitoba.
- Un banco de capacitores de 10 MVar de capacidad en 115 kV en la SE Campo Setenta y Tres.

Resumen de metas físicas del proyecto

Tipo de Obra	kV	MVar
Compensación	115	215.0
Total		215.0

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2024

Área de Influencia del Proyecto

Zona Chihuahua, estado de Chihuahua



P22-NT3
Soporte de tensión en la zona Camargo
Beneficios del Proyecto

La zona Camargo se ubica en el estado de Chihuahua y suministra energía eléctrica principalmente a campos agrícolas y minas por medio de las SE Francisco Villa, Mesteñas, Camargo II y Santiago II. El proyecto permitirá atender el crecimiento de la demanda y consumo de la zona mejorando el perfil de voltaje al considerar la instalación de compensación reactiva en 115 kV.

Con esta obra se garantiza el suministro de energía eléctrica en la región, en los escenarios de Red Eléctrica completa y ante contingencia se minimiza el riesgo de que una contingencia sencilla evolucione en desconexión en cascada de elementos y tensiones fuera de Límites Operativos permisibles.

Finalmente, ya no se tendrá el riesgo de inestabilidad de voltaje en la zona, que actualmente puede suceder en condiciones de alta demanda y ante la indisponibilidad de algún elemento de transmisión.

Infraestructura del proyecto

- Un banco de capacitores de 15 MVar de capacidad en 115 kV en la SE Jiménez.
- Un banco de capacitores de 15 MVar de capacidad en 115 kV en la SE Río Florido.
- Un banco de capacitores de 15 MVar de capacidad en 115 kV en la SE Abraham González.
- Un banco de capacitores de 15 MVar de capacidad en 115 kV en la SE Puerto Justo.
- Un banco de capacitores de 10 MVar de capacidad en 115 kV en la SE Maniobras Bolívar.
- Un banco de capacitores de 10 MVar de capacidad en 115 kV en la SE Santa María del Oro.

Resumen de metas físicas del proyecto

Tipo de Obra	kV	MVar
Compensación	115	80
Total		80

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2024

Área de Influencia del Proyecto

Zona Camargo, estado de Chihuahua



P22-NE1
Refuerzo de la red de la zona Piedras Negras
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá dar un mayor soporte ante diferentes contingencias (n-1) en la red de la Zona Piedras Negras, ante el crecimiento de la demanda y de la inyección de generación renovable de las Centrales Eléctricas interconectadas en la SE Los Novillos. Con ello, se podrán solventar problemáticas de sobrecarga en la transformación de 230/138 kV y en la red de transmisión, así como abatimiento de voltaje en 138 kV de la zona de influencia.

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

Infraestructura del proyecto

- Un banco de transformación compuesto de tres unidades monofásicas de 75 MVA cada una (no incluye fase de reserva) y relación de transformación 230/138 kV en la SE Los Novillos.
- Reemplazo de TC en 138 kV con una relación de 800/5 A. en ambos extremos de la LT Piedras Negras Potencia – Acuña para alcanzar una capacidad de transmisión de 181.2 MVA.

Resumen de metas físicas del proyecto

Tipo de Obra	kV	MVAr	TC
Transformación	230/138	225.0	-
Equipo en Subestación Eléctrica	138	-	2
Total		225.0	2

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2026

Área de Influencia del Proyecto

Zona Piedras Negras, estado de Coahuila



P22-BC1
Compensación Capacitiva en la red de 69 kV de la zona Tijuana
Beneficios del Proyecto

Con la entrada en operación del proyecto de compensación se logrará satisfacer la demanda en la red de 69 kV de la zona Tijuana, manteniendo el perfil de voltaje dentro de los límites de operación establecidos, tanto en estado estable y ante contingencias sencillas de acuerdo con los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en el ámbito del Sistema Interconectado Baja California.

Adicionalmente, se estará en posibilidad de incrementar el suministro de la carga y el crecimiento natural de la demanda del área de influencia, así como motivar a la incorporación de nuevos proyectos de inversión que requieran de Suministro Eléctrico que incremente el desarrollo económico de las zonas Tijuana y Tecate, obteniendo beneficios para la población.

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

Infraestructura del proyecto

- Sustitución del banco de capacitores de 8.1 MVar ubicado en la SE Tijuana Uno en 69 kV por uno de 24.3 MVar.
- Sustitución del banco de capacitores de 8.1 MVar ubicado en la SE Lago en 69 kV por uno de 24.3 MVar.
- Un banco de capacitores de 16.2 MVar en 69 kV ubicado en la SE Seminario.
- Un banco de capacitores de 24.3 MVar en 69 kV ubicado en la SE Francisco Villa.
- Un banco de capacitores de 16.2 MVar en 69 kV ubicado en la SE Durazno.

Resumen de metas físicas del proyecto

Tipo de Obra	kV	MVar
Compensación	115 ¹⁾	24.3
		24.3
		16.2
		24.3
		16.2
Total		105.3

¹⁾ Operación Inicial en 69 kV.

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2026

Área de Influencia del Proyecto

Tijuana, estado de Baja California



P22-BC2
Compensación Capacitiva en la red de 115 kV de la zona Tijuana
Beneficios del Proyecto

Con la entrada en operación del proyecto de compensación se logrará satisfacer la demanda en la red de 115 kV de la zona Tijuana, manteniendo el perfil de voltaje dentro de los límites de operación establecidos, tanto en estado estable y ante contingencias sencillas de acuerdo con los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en el ámbito del Sistema Interconectado Baja California.

Adicionalmente, se estará en posibilidad de incrementar el suministro de la carga y el crecimiento natural de la demanda del área de influencia, así como motivar a la incorporación de nuevos proyectos de inversión que requieran de Suministro Eléctrico que permitirá el desarrollo económico de la zona Tijuana, obteniendo beneficios para la población.

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

Infraestructura del proyecto

- Un banco de capacitores de 22.5 MVar en 115 kV ubicado en la SE Panamericana Fraccionamiento.
- Un banco de capacitores de 22.5 MVar en 115 kV ubicado en la SE La Joya.
- Un banco de capacitores de 7.5 MVar en 115 kV ubicado en la SE Popotla.

Resumen de metas físicas del proyecto

Tipo de Obra	kV	MVar
Compensación	115	22.5
		22.5
		7.5
Total		52.5

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2026

Área de Influencia del Proyecto

Tijuana, estado de Baja California



D22-ORI
Tejalpa Banco 2 (sustitución)
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá aumentar la capacidad de suministro en la parte norte de la ciudad de Jiutepec, en el estado de Morelos. Con esto se incrementará de capacidad de transformación del banco 2 de la SE Tejalpa con su red de distribución asociada, ante el crecimiento esperado de la demanda de energía eléctrica en esta zona. Lo anterior ante Red Eléctrica completa o contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual manera se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación (pérdidas eléctricas por efecto joule I^2R).

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

Infraestructura del proyecto

- Sustitución del banco 2 existente en la SE Tejalpa de 30 MVA, por un banco de transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 115/23.0 kV.
- Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 2.4 MVar de capacidad aislado y operado en 23.0 kV.
- Instalación de equipos de medición y comunicación para el MEM.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra pertenece a	kV	MVA	MVar
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico mayorista	115/23.0	40.0	-
Redes Generales de Distribución	23.0	-	2.4
Total		30.0	1.8

Fecha Factible de Entrada en Operación

Marzo de 2027

Área de Influencia del Proyecto

Municipio de Jiutepec, estado de Morelos



D22-OR2
Hueyapan de Ocampo Banco 1 (sustitución)
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá aumentar la capacidad de suministro en el municipio de Hueyapan de Ocampo y poblaciones aledañas como Juan Díaz Covarrubias, en el estado de Veracruz. Con esto se incrementará la capacidad de transformación en la SE Hueyapan de Ocampo, ante el crecimiento esperado de la demanda de energía eléctrica en la zona de Distribución Los Tuxtlas. Lo anterior ante Red Eléctrica completa o contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

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

Infraestructura del proyecto

- Sustitución del banco de transformación de 9.375 MVA en la SE Hueyapan de Ocampo por un banco de transformación de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 1.2 MVAR de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.
- Un alimentador en media tensión en 13.8 kV para la conexión y reconfiguración para la optimización de las redes de distribución.
- Instalación de equipos de medición y comunicación para el MEM.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	MVA	MVAR	Alimentadores
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	20.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	1.2	1
Total		20.0	1.2	1

Fecha Factible de Entrada en Operación

Diciembre de 2027

Área de Influencia del Proyecto

Municipio de Hueyapan de Ocampo y poblaciones aledañas, estado de Veracruz



D22-OR3
Soledad de Doblado Banco 2
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá aumentar la capacidad de suministro en los municipios Soledad de Doblado, Camarón de Tejeda, Manlio Fabio Altamirano y Jamapa, en el estado de Veracruz, al ampliar la capacidad de transformación con el segundo banco de transformación en la SE Soledad de Doblado, ante el crecimiento esperado de la demanda de energía eléctrica en la zona de Distribución Veracruz. Lo anterior ante Red Eléctrica completa o contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

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

Infraestructura del proyecto

- Ampliación de la SE Soledad de Doblado con un banco de transformación de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 1.2 MVAR de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.
- Cuatro alimentadores en media tensión de 13.8 kV para la conexión de los circuitos de distribución.
- Construcción de 2.0 km circuitos en media tensión en 13.8 kV y reconfiguración para la optimización de las redes de distribución.
- Instalación de equipos de medición y comunicación para el MEM.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	km-c	MVA	MVAR	Alimentadores
Red Nacional de Transmisión	115	-	-	-	-
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	-	20.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	2.0	-	1.2	4
Total		2.0	20.0	1.2	4

Fecha Factible de Entrada en Operación

Diciembre de 2027

Área de Influencia del Proyecto

Municipios de Soledad de Doblado, Camarón de Tejeda, Manlio Fabio Altamirano y Jamapa, estado de Veracruz



D22-OR4
San Lorenzo Cacaotepec Banco 1
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá aumentar la capacidad de Suministro Eléctrico en la región norte de la ciudad de Oaxaca. Se resolverá la problemática de saturación del banco 2 de transformación de la SE Oaxaca Poniente mediante la construcción de una nueva SE denominada San Lorenzo Cacaotepec. Con ello se podrá satisfacer el Suministro Eléctrico en la red eléctrica compuesta por Centros de Carga de tipo residencial, comercial e industrial, ante el crecimiento esperado en la zona de Distribución Oaxaca. Lo anterior ante Red Eléctrica completa o contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

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

Infraestructura del proyecto

- Construcción de una nueva SE denominada San Lorenzo Cacaotepec mediante la instalación de un banco de transformación de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Construcción de una LT aérea de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 0.25 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT Oaxaca Potencia – 73330 – Oaxaca Dos en la nueva SE San Lorenzo Cacaotepec.
- Dos alimentadores aislados y operados en 115 kV en la nueva SE San Lorenzo Cacaotepec.
- Cuatro alimentadores en media tensión en 13.8 kV para la conexión de los circuitos de distribución.
- Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 1.2 MVar de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.
- Construcción de circuitos en media tensión en 13.8 kV y reconfiguración para la optimización de las redes de distribución.
- Instalación de equipos de medición y comunicación para el MEM.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	km-c	MVA	MVar	Alimentadores
Red Nacional de Transmisión	115	0.5	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	-	20.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	-	1.2	4
Total		0.5	20.0	1.2	6

Fecha Factible de Entrada en Operación

Diciembre de 2026

Área de Influencia del Proyecto

Norte de la Ciudad de Oaxaca, estado de Oaxaca



D22-OR5
Periférico Sur Banco 1
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá aumentar la capacidad de Suministro Eléctrico en la región sur poniente de la ciudad de Villahermosa. Se resolverá la problemática de saturación del banco 1 de transformación de la SE Villahermosa Poniente mediante la construcción de una nueva SE denominada Periférico Sur. Con ello se podrá satisfacer el Suministro Eléctrico en la red eléctrica compuesta por Centros de Carga de tipo residencial, comercial e industrial, ante el crecimiento esperado en la zona de Distribución Villahermosa. Lo anterior ante Red Eléctrica completa o contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

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

Infraestructura del proyecto

- Construcción de una nueva SE denominada Periférico Sur mediante la instalación de un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Construcción de una LT aérea de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 2.1 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT Kilómetro Veinte – 73850 – Villahermosa Poniente en la nueva SE Periférico Sur.
- Dos alimentadores aislados y operados en 115 kV en la nueva SE Periférico Sur.
- Seis alimentadores en media tensión en 13.8 kV para la conexión de los circuitos de distribución.
- Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 1.8 MVAR de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.
- Construcción de circuitos en media tensión en 13.8 kV y reconfiguración para la optimización de las redes de distribución.
- Instalación de equipos de medición y comunicación para el MEM.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	km-c	MVA	MVAR	Alimentadores
Red Nacional de Transmisión	115	4.2	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	-	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	-	1.8	6
Total		4.2	30.0	1.8	8

Fecha Factible de Entrada en Operación

Diciembre de 2026

Área de Influencia del Proyecto

Sur Poniente de la Ciudad de Villahermosa, estado de Tabasco



D22-OR6
Cauhtémoc Banco 1
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá aumentar la capacidad de Suministro Eléctrico en la zona poniente del municipio de Centla, estado de Tabasco. Se resolverá la problemática de saturación del banco 1 de transformación de la SE Tabasquillo mediante la construcción de una nueva SE denominada Cauhtémoc. Con ello se podrá satisfacer el Suministro Eléctrico en la red eléctrica compuesta por Centros de Carga de tipo residencial y comercial, ante el crecimiento esperado en el norte de la zona de Distribución Villahermosa. Lo anterior ante Red Eléctrica completa o contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

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

Infraestructura del proyecto

- Construcción de una nueva SE denominada Cauhtémoc mediante la instalación de un banco de transformación de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Construcción de una LT aérea de un circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 16 km y un conductor por fase de calibre 477 kcmil tipo AAC, para conectar la nueva SE Cauhtémoc con la SE Tabasquillo.
- Un alimentador aislado y operado en 115 kV en la nueva SE Cauhtémoc.
- Un alimentador aislado y operado en 115 kV en la SE Tabasquillo.
- Cuatro alimentadores en media tensión en 13.8 kV para la conexión de los circuitos de distribución.
- Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 1.2 MVar de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.
- Construcción de circuitos en media tensión en 13.8 kV y reconfiguración para la optimización de las redes de distribución.
- Instalación de equipos de medición y comunicación para el MEM.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	km-c	MVA	MVar	Alimentadores
Red Nacional de Transmisión	115	16.0	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	-	20.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	-	1.2	4
Total		16.0	30.0	1.8	6

Fecha Factible de Entrada en Operación

Diciembre de 2026

Área de Influencia del Proyecto

Poniente del municipio de Centla, estado de Tabasco



D22-OR7
Malpaso III Banco 1 (sustitución)
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá aumentar la capacidad de suministro en el municipio de Mezcalapa, en la región norte del estado de Chiapas. Con esto se evitarán problemas de Suministro Eléctrico mediante el incremento de capacidad de transformación del banco 1 de la SE Malpaso III con su red de distribución asociada, ante el crecimiento esperado de la demanda de energía eléctrica en esta zona. Lo anterior ante Red Eléctrica completa o contingencia sencilla de algún elemento de transformación. De igual manera se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de los costos de operación (pérdidas eléctricas por efecto joule I²R).

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

Infraestructura del proyecto

- Sustitución del banco 1 existente en la SE Malpaso III de 6.25 MVA, por un banco de transformación de 12.5 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 1.2 MVAR de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.
- Instalación de equipos de medición y comunicación para el MEM.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	MVA	MVAR
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	12.5	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	1.2
Total		12.5	1.2

Fecha Factible de Entrada en Operación

Diciembre de 2026

Área de Influencia del Proyecto

Municipio de Mezcalapa, norte del estado de Chiapas



D22-OC1
Fluvial Banco 2
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá aumentar la capacidad de suministro en la región centro de la ciudad de Puerto Vallarta, Jalisco, atendiendo la demanda incremental de servicios residenciales y turísticos. Se resolverá la problemática de saturación en el banco de transformación de la SE Fluvial con la ampliación del banco 2. El proyecto de ampliación de la SE Fluvial permitirá contar con capacidad suficiente para atender el crecimiento de la demanda natural y nuevas solicitudes que presentará la región centro de Puerto Vallarta. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Finalmente, con la entrada en operación del proyecto se logrará: atender el incremento de demanda esperado en la zona, cumplir con el suministro de la demanda, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SIN.

Infraestructura del proyecto

- Instalación de un segundo banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV, además de la instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAR en 13.8 kV. El proyecto contempla 5 alimentadores para la conexión a redes y equipos en la Subestación Eléctrica existente en 13.8 kV.

Resumen de metas físicas del proyecto

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

Fecha Factible de Entrada en Operación

Agosto de 2026

Área de Influencia del Proyecto

Puerto Vallarta, estado de Jalisco



D22-OC2
Valle Dorado Banco 1
Beneficios del Proyecto

Con el objetivo de atender la creciente demanda del área se proyecta la subestación Valle Dorado Banco 1 con el fin de proporcionar el servicio de energía eléctrica con la Calidad y Confiabilidad a los clientes actuales que se encuentran en el sur del Municipio de Bahía de Banderas, en el Estado de Nayarit, así como al desarrollo normal que se presenta en la región. Con esta nueva instalación se atenderá uno de los objetivos estratégicos de satisfacer la oferta y la demanda de energía eléctrica en las RGD, además de apegarse a la línea de acción de atender la demanda de usuarios actuales y nuevos usuarios.

Con la SE Valle Dorado Banco 1 se contará con infraestructura en el centro de la carga con mayor densidad del Municipio de Bahía de Banderas, Nayarit, y con esto se estará reconfigurando los circuitos de distribución existentes, por lo que se reducirán las pérdidas de energía por efecto joule I^2R y mejorará la regulación de voltaje en los puntos de entrega de los usuarios involucrados, además se tendrá la capacidad suficiente para atender la demanda esperada para esta región.

Infraestructura del proyecto

- Entronque de la SE Valle Dorado a la LT San Vicente – 73V10 – Jarretaderas, con una longitud de 0.3 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR.
- Nueva SE denominada Valle Dorado con la instalación de un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Dos alimentadores aislados y operados en 115 kV en la nueva SE Valle Dorado.
- Cuatro alimentadores en media tensión (13.8 kV), con sus respectivas salidas subterráneas para conexión de nuevas líneas y equipo de la Subestación Eléctrica.
- Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVar de capacidad en 13.8 kV.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	km-c	MVA	MVar	Alimentadores
Red Nacional de Transmisión	115	0.6	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	-	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	-	1.8	4
Total	-	0.6	30.0	1.8	6

Fecha Factible de Entrada en Operación

Mayo de 2026

Área de Influencia del Proyecto

Nuevo Vallarta, estado de Nayarit



D22-OC3
Matamoros Banco 1
Beneficios del Proyecto

El proyecto de la SE Matamoros permitirá contar con capacidad suficiente para atender el crecimiento de la demanda del tipo rural y agrícola que presentará en la región sureste de la ciudad de Aguascalientes.

Con la SE Matamoros se contará con infraestructura en el centro de la carga con mayor densidad del sureste de la ciudad de Aguascalientes y con esto se estará reconfigurando los circuitos de distribución existentes, por lo que se reducirán las pérdidas de energía por efecto Joule y mejorará la regulación de voltaje en los puntos de entrega de los usuarios involucrados, además se tendrá la capacidad suficiente para atender la demanda esperada para esta región.

Con la nueva infraestructura se atenderán distintos objetivos del proceso de planeación como son: cumplir con el suministro de la demanda incremental, mejorar los indicadores operativos en función del órgano regulador, así como preservar y mejorar la Confiabilidad del SIN.

Infraestructura del proyecto

- Entronque de la SE Matamoros en la LT Tecuán – 73080 – Palo Alto, en 115 kV, doble circuito, de aproximadamente 1.0 km de longitud, con conductor calibre 795 kcmil tipo ACSR.
- Un banco de transformación de 30 MVA en la nueva SE Matamoros con relación de transformación 115/13.8 kV.
- Dos alimentadores aislados y operados en 115 kV en la nueva SE Matamoros.
- Cuatro alimentadores en media tensión (13.8 kV) para conexión de nuevas líneas y equipo de la Subestación.
- Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVar de capacidad en 13.8 kV.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	km-c	MVA	MVar	Alimentadores
Red Nacional de Transmisión	115	2.0	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	-	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	-	1.8	4
Total	-	2.0	30.0	1.8	6

Fecha Factible de Entrada en Operación

Junio de 2026

Área de Influencia del Proyecto

Aguascalientes, estado de Aguascalientes



D22-OC4
Las Flores Banco 1
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá atender el crecimiento de la demanda de la ciudad de San Luis Potosí, será posible resolver la problemática de saturación de la transformación de la SE Tres Naciones que se presentará en el corto plazo, haciendo más confiable el Suministro Eléctrico de la zona que se compone por Centros de Carga de tipo industrial, desarrolladores inmobiliarios y residencial.

Con la incorporación de este proyecto se reducirán las sobrecargas al presentarse alguna contingencia sencilla, principalmente ante la salida de alguno de los elementos de transformación de la zona, minimizando las interrupciones en el Suministro Eléctrico ante contingencia o salidas de equipos por mantenimiento. De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas por efecto Joule y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

Infraestructura del proyecto

- Construcción de una línea de transmisión de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 2 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT San Luis Potosí – 73860 – Barracuda en la SE Las Flores.
- Construcción de una nueva SE denominada Las Flores mediante la instalación de un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Instalación de un banco de capacitores de 1.8 MVAR de capacidad en 13.8 kV.
- Dos alimentadores en 115 kV y seis alimentadores con sus respectivas salidas aéreas/subterráneas en 13.8 kV para la conexión de nuevas líneas y equipos en la SE.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	km-c	MVA	MVAR	Alimentadores
Red Nacional de Transmisión	115	4	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	-	30.0	-	
Redes Generales de Distribución	13.8	-	-	1.8	6
Total		4	30.0	1.8	8

Fecha Factible de Entrada en Operación

Agosto de 2027

Área de Influencia del Proyecto

Municipio de San Luis Potosí, estado de San Luis Potosí



D22-NO1
Campo Gobierno Banco 1
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá atender la demanda y consumo de energía eléctrica al sureste del municipio de Culiacán, estado de Sinaloa. Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de Suministro Eléctrico en la Red Eléctrica de 34.5 kV, ante el incremento de demanda esperado en el área de influencia en los municipios de Culiacán y Navolato, esto en condiciones de Red Eléctrica completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

De igual forma, se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas por efecto Joule I^2R y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

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

Infraestructura del proyecto

- Construcción de una nueva subestación eléctrica denominada Campo Gobierno mediante la instalación de un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV.
- Línea de Transmisión de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 4.5 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT La Higuera – Costa Rica en la SE Campo Gobierno.
- Dos alimentadores aislados y operados en 115 kV en la nueva SE Campo Gobierno.
- Cuatro alimentadores en media tensión en 34.5 kV para la conexión de los circuitos de distribución.
- Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 1.8 MVar de capacidad aislado y operado en 34.5 kV.
- Construcción de circuitos en media tensión en 34.5 kV y reconfiguración para la optimización de las redes de distribución.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	km-c	MVA	MVar	Alimentadores
Red Nacional de Transmisión	115	9.0	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/34.5	-	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	34.5	-	-	1.8	4
Total		9.0	30.0	1.8	6

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2026

Área de Influencia del Proyecto

Culiacán, estado de Sinaloa



D22-NO2
Naranja Banco 1
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá atender la demanda y consumo de energía eléctrica al norte del municipio de Guasave, estado de Sinaloa. Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de Suministro Eléctrico en la red eléctrica de 34.5 kV, ante el incremento de demanda esperado en el área de influencia en el municipio de Guasave, esto en condiciones de Red Eléctrica completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

De igual forma, se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas por efecto Joule I^2R y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

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

Infraestructura del proyecto

- Construcción de una nueva SE denominada Naranja mediante la instalación de un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV.
- Línea de Transmisión de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 19.1 km y un conductor por fase de calibre 795 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT Guasave – Ruiz Cortines en la SE Naranja.
- Dos alimentadores aislados y operados en 115 kV en la nueva SE Naranja.
- Tres alimentadores en media tensión en 34.5 kV para la conexión de los circuitos de distribución.
- Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 1.8 MVAR de capacidad aislado y operado en 34.5 kV.
- Construcción de circuitos en media tensión en 34.5 kV y reconfiguración para la optimización de las redes de distribución.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	km-c	MVA	MVAR	Alimentadores
Red Nacional de Transmisión	115	38.2	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/34.5	-	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	34.5	-	-	1.8	3
Total		38.2	30.0	1.8	5

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2026

Área de Influencia del Proyecto

Guasave, estado de Sinaloa



D22-NE1
Concordia Banco 1
Beneficios del Proyecto

El objetivo del proyecto es desarrollar la infraestructura necesaria en el sur del municipio de Escobedo perteneciente al estado de Nuevo León para garantizar en el corto y mediano plazo, el Suministro Eléctrico en la zona de influencia correspondiente al área de Distribución Monterrey tanto en estado normal como bajo contingencias sencillas, con la Calidad, Confiabilidad y seguridad requeridas.

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

Infraestructura del proyecto

- Construcción de la SE Concordia con un banco de transformación de 30 MVA con relación de transformación 115/13.8KV.
- Línea de Transmisión de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 0.7 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT San Nicolás – 73L80 – Girasoles en la SE Concordia.
- Dos alimentadores aislados y operados en 115 kV en la nueva SE Concordia.
- Cinco alimentadores en media tensión en (13.8 kV) para la conexión de los circuitos de distribución.
- Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 1.8 MVar de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	km-c	MVA	MVar	Alimentadores
Red Nacional de Transmisión	115	0.7	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	-	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	-	1.8	5
Total		0.7	30.0	1.8	7

Fecha Factible de Entrada en Operación

Agosto de 2027

Área de Influencia del Proyecto

Municipio de Escobedo, estado de Nuevo León



D22-NE2
Lermas Banco 1
Beneficios del Proyecto

El objetivo del proyecto es desarrollar la infraestructura necesaria en la Zona metropolitana de Monterrey, Nuevo León para garantizar en el corto y mediano plazo, el Suministro Eléctrico en el área de influencia correspondiente a la Gerencia de Distribución Noreste, tanto en estado normal como bajo contingencias sencillas, con la Calidad, Confiabilidad y seguridad requeridas.

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

Infraestructura del proyecto

- Construcción de la SE Lermas con un banco de transformación de 40 MVA con relación de transformación 115/13.8KV.
- Línea de Transmisión de doble circuito en 115 kV, con una longitud estimada de 1.0 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT La Silla – 73B40 – San Roque en la SE Lermas.
- Dos alimentadores aislados y operados en 115 kV en la nueva SE Lermas.
- Ocho alimentadores en media tensión en (13.8 kV) para la conexión de los circuitos de distribución.
- Equipo de compensación fijo capacitivo en derivación de 2.4 MVar de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	km-c	MVA	MVar	Alimentadores
Red Nacional de Transmisión	115	1.0	-	-	2
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	-	40.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	-	2.4	8
Total		2.0	40.0	2.4	10

Fecha Factible de Entrada en Operación

Agosto de 2026

Área de Influencia del Proyecto

Municipio de Monterrey, estado de Nuevo León.



D22-BC1
Mexicali Oriente Banco 3
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá atender la demanda y consumo de energía eléctrica en la región oriente de la ciudad de Mexicali, Baja California. Con la entrada en operación del banco 3 en la SE Mexicali Oriente se descargarán los bancos de transformación en la SE Packard y la SE Carranza, asimismo, no se tendrán problemas de Suministro Eléctrico en la infraestructura de 13.8 kV ante el incremento de demanda y consumo de energía esperados en el área de influencia en escenarios con Red Eléctrica completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas por efecto Joule I^2R y mejorará la regulación de tensión en dichos circuitos.

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

Infraestructura del proyecto

- Ampliación de la SE Mexicali Oriente con un Banco de Transformación de 40 MVA de capacidad y relación de transformación 161/13.8 kV
- Equipo de compensación capacitiva en derivación de 2.4 MVar de capacidad aislado y operado en 13.8 kV.
- Cinco alimentadores en media tensión (13.8 kV) para la conexión de los circuitos de distribución.
- Construcción de circuitos en media tensión en 13.8 kV y reconfiguración para la optimización de las redes de distribución.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	MVA	MVar	Alimentadores
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	161/13.8	40.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	2.4	5
Total		40.0	2.4	5

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2027

Área de Influencia del Proyecto

Mexicali, estado de Baja California



D22-BS1
Punta Prieta Banco 1 (Sustitución)
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá satisfacer el crecimiento de la demanda y el consumo de energía eléctrica en la región norte de la ciudad de La Paz, Baja California Sur. Con la sustitución del banco 1 en la SE Punta Prieta se descargará el banco de transformación de la SE Palmira, asimismo, no se tendrán problemas de Suministro Eléctrico en la infraestructura de 13.8 kV ante el incremento de demanda y consumo de energía esperados en el área de influencia en escenarios con Red Eléctrica completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas por efecto Joule I^2R y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

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

Infraestructura del proyecto

- Sustitución del banco de transformación de 12.5 MVA en la SE Punta Prieta por un banco de transformación de 30 MVA de capacidad y relación de transformación 115/13.8 kV.
- Equipo de compensación capacitiva en derivación de 1.8 MVAR de capacidad, aislado y operado en 13.8 kV.
- Dos nuevos alimentadores en media tensión (13.8 kV) para la conexión de los circuitos de distribución.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	MVA	MVAR	Alimentadores
Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista	115/13.8	30.0	-	-
Redes Generales de Distribución	13.8	-	1.8	2
Total		30.0	1.8	2

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2026

Área de Influencia del Proyecto

La Paz, estado de Baja California Sur



M22-BC1
Modernización de la transformación en la SE Tijuana I (Sustitución de AT)
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá satisfacer el crecimiento de la demanda y el consumo de energía eléctrica en la región este de la ciudad de Tijuana, Baja California. Con la sustitución del banco AT10 en la SE Tijuana I se incrementará la Confiabilidad y la seguridad en el Suministro Eléctrico, así como una redistribución del flujo de potencia que descargará los bancos de transformación que se encuentran en la misma Subestación Eléctrica, asimismo, no se tendrán problemas de Suministro Eléctrico ante el incremento de demanda y consumo de energía esperados en el área de influencia en escenarios con Red Eléctrica completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas por efecto Joule I^2R y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

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

Infraestructura del proyecto

- Sustitución del banco de transformación de 100 MVA en la SE Tijuana I por un banco de transformación de 225 MVA de capacidad y relación de transformación 230/115/69 kV.
- Normalización de la conexión del banco TJI-T40 a la barra de 230 kV.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	MVA	MVAr	Alimentadores
Red nacional de Transmisión	230/115/69	225.0	-	-
Equipo en Subestación Eléctrica	230	-	-	1
Total		225.0	-	1

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2025

Área de Influencia del Proyecto

Tijuana, estado de Baja California



M22-NO1
Solución a la problemática de suministro de la carga en la SE Piaxtla
Beneficios del Proyecto

El proyecto permitirá satisfacer el crecimiento de la demanda y el consumo de energía eléctrica en el municipio de Mazatlán ubicado al sur del estado de Sinaloa. Con la modernización que incluye instalar equipo de transformación 230/115 kV en la SE Piaxtla se descargarán los bancos de transformación que se encuentran en la SE El Habal y se eliminará la condición de suministro en forma radial de esta importante región, asimismo, no se tendrán problemas de suministro eléctrico ante el incremento de demanda y consumo de energía esperados en el área de influencia en escenarios con red completa y ante contingencia sencilla de algún elemento de transformación.

De igual forma se optimizarán los circuitos de media tensión permitiendo la reducción de pérdidas eléctricas por efecto Joule I²R y mejorando la regulación de tensión en dichos circuitos.

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

Infraestructura del proyecto

- Traslado del banco de transformación de 100 MVA (Adicionalmente, considera trasladar una fase de reserva de 33.3 MVA) y relación de transformación 230/115 kV desde la SE Mazatlán Dos a la SE Piaxtla (Condicionado a que se concluya el proyecto instruido con el PEM P20-NO6 que liberará los autotransformadores).
- Línea de Transmisión de doble circuito en 230 kV, con una longitud estimada de 1.0 km y un conductor por fase de calibre 1113 kcmil tipo ACSR, para entroncar la LT Culiacán Potencia – El Habal en la SE Piaxtla.
- Tres alimentadores aislados y operados en 230 kV en la SE Piaxtla, uno de ellos bahía de amarre.
- Dos alimentadores aislado y operado en 115 kV en la SE Piaxtla, uno de ellos para formar la bahía de amarre.

Resumen de metas físicas del proyecto

Obra que pertenece a	kV	km-c	MVA	MVAr	Alimentadores/Bahías
Red Nacional de Transmisión	230	2	-	-	3
Red Nacional de Transmisión	115	-	-	-	2
Red Nacional de Transmisión	230/115 /1	-	133	-	-
Total		2	133		5

1/ Traslado

Fecha Factible de Entrada en Operación

Abril de 2026

Área de Influencia del Proyecto

Mazatlán, estado de Sinaloa



8.7.1 PROYECTOS EN ESTUDIO DE MODERNIZACIÓN DE CFE

Con el objetivo de solventar las problemáticas establecidas en la sección 8.3, CFE Transmisión ha identificado 11 proyectos de modernización de la

RNT que se encuentran en proceso de revisión; los cuales se catalogan como proyectos de modernización en estudio, los cuales tienen pendiente completar la información técnica y económica para la revisión del CENACE, estos se presentan en el Cuadro 8.6 y en la Figura 8.31.

CUADRO 8.6 PROYECTOS EN ESTUDIO DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT PROPUESTOS POR CFE TRANSMISIÓN DEL PAMRNT 2022 – 2036

GCR	PEM	Nombre del Proyecto	Fecha Necesaria	Criterio Aplicable
Central	M22-OR1	Modernización parcial del CEV Pie de la Cuesta (+150/-50 MVar): Controlador, Protecciones, Válvula de Tiristores y Sistema de Enfriamiento	jul-26	b
Oriental	M22-OR2	Modernización de Línea de Transmisión subterránea Playa Norte – 73730 – Pages	dic-21	b
Norte	M22-NT1	Modificación de Arreglo de Buses 115 kV, Zona de Operación de Transmisión Camargo y Laguna	nov-23	d
	M22-NT2	Recalibración Buses 115 kV, Zona de Operación de Transmisión Chihuahua y Laguna.	dic-22	b
Noreste	M22-NE1	Proyecto de mejora para completar el esquema de construcción en anillo entre las SE Laredo Poniente y Narciso Mendoza	abr-22	d
	M22-NE2	Modernización de Cable de Guarda Convencional por Cable de Fibra Óptica en la LT Carbón Dos - A3840 - Lampazos y Lampazos - A3890 - Escobedo.	sep-22	f
	M22-NE3	Cambio de Arreglo de la SE Saltillo en 115kV y modernización de equipo de Protección, Control y Medición.	sep-23	d
	M22-NE4	Sustitución de cable conductor de las líneas de transmisión en enlaces Río Bravo – Matamoros y Falcón Mexicano – Reynosa.	nov-22	c y d
Baja California	M22-BC2	Modernización de arreglo de barras en la SE González Ortega en 161 kV	abr-23	d
	M22-BC3	Modernización de arreglo de barras en la SE Ruiz Cortines en 161 kV	abr-23	d
Baja California Sur	M22-BS1	Modernización de arreglo de barras en la SE Cabo San Lucas Dos en 115 kV	abr-23	d

Categorías aplicables

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

FUENTE: SENER con información de CENACE



FIGURA 8.31 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS PROYECTOS EN ESTUDIO DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT PROPUESTOS POR CFE TRANSMISIÓN DEL PAMRNT 2022 – 2036



FUENTE: SENER con información de CENACE

8.7.2 PROYECTOS INDICATIVOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT 2027-2036

Se realizaron los estudios de energía entre las regiones del SIN y como resultado de la optimización de los recursos de generación se definieron refuerzos de transmisión entre distintas regiones del país.

Entre las más relevantes se tiene el reforzamiento de Cancún y Playa del Carmen en la Península de Yucatán, el incremento en la capacidad de transmisión hacia la zona Los Cabos, un nuevo enlace de transmisión en 400 kV entre la zona Hermosillo y Caborca que permitirá importar y/o

exportar excedentes de energía desde el noroeste al resto del país.

Además, se han identificado los reforzamientos entre las zonas Morelos y Toluca, Veracruz y Poza Rica y finalmente una nueva Compuerta para proporcionar el suministro de energía eléctrica hacia la zona Acapulco.

A continuación, se presenta un listado de los proyectos indicativos para la ampliación de la RNT en el periodo 2027 a 2036, en el cuadro 8.7, en donde se indica el resumen de las metas físicas de cada uno de los proyectos indicativos de ampliación de la RNT 2027-2036.



CUADRO 8.7 PROYECTOS INDICATIVOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT 2027-2036 DEL PAMRNT 2022 – 2036, CON METAS FÍSICAS

Nombre del Proyecto	km-c	MVA	MVA _r
Expansión de la Transmisión entre las regiones Morelos y Toluca.	65.0	-	-
Expansión de la Transmisión entre las regiones Valladolid y Playa del Carmen y de la Transformación en la Zona Cancún.	392.5	375	116.6
Expansión de la Transmisión entre Valladolid y Playa del Carmen.	120.0	21.0	-
Expansión de la Transmisión entre las zonas La Paz y Los Cabos.	190.0	-	-
Expansión de la Transmisión entre las zonas Juchitán y Oaxaca.	287.0	875.0	175.3
Refuerzo de Transmisión entre Morelos y Toluca.	65.0	-	-
Expansión de la Transmisión entre las regiones Oaxaca y Acapulco.	400.0	-	175.3
Expansión de la Transmisión entre las regiones La Laguna y Saltillo.	260.0	-	-
Expansión de la Transmisión entre las regiones Veracruz y Poza Rica.	150.0	-	50.0
Expansión de la Transmisión entre las regiones Hermosillo y Seis de Abril.	600.0	1325.0	250.0
Refuerzo de la Transmisión entre Valladolid y Playa del Carmen.	120.0	-	21.0

FUENTE: SENER con información de CENACE





Torres de transmisión, Tula, Hidalgo.
Comisión Federal de Electricidad.

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



Torre eléctrica, Villahermosa, Tabasco. Maniobras de mantenimiento. Controles de la central nucleoelectrica, Alto Lucero, Veracruz.
Comisión Federal de Electricidad.

Los programas de ampliación y modernización de las Redes Generales de Distribución que corresponden al MEM (PAMRGD) considera el crecimiento ordenado y armónico de las RGD, y es el resultado de analizar el comportamiento del sistema de distribución y de los estudios de planeación, para satisfacer la demanda incremental, mejorar la eficiencia en la distribución de la energía eléctrica, mejorar la calidad y la confiabilidad del suministro de energía eléctrica, e identificar aquellas comunidades rurales y zonas urbanas marginadas que no cuentan con este servicio.

La planeación de las RGD corresponde a un horizonte de cinco años, incluye el estudio de variables como la evolución geoespacial de la demanda, aleatoriedad en la GD, disponibilidad de los diferentes elementos que conforman las RGD, entre otros, para determinar los proyectos, obras e inversiones requeridas en el periodo 2022-2026⁵⁹.

El objetivo principal del PAMRGD es abastecer de energía eléctrica a los Usuarios Finales, bajo los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad, a precios competitivos, considerando además la apertura y acceso abierto y no indebidamente discriminatorio para la integración, gradual y ordenada de la Generación Distribuida. En este sentido, el PAMRGD

contempla objetivos, líneas de acción y proyectos, que se llevarán a cabo en el periodo 2022-2026.

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

Los requerimientos de ampliación y modernización de la infraestructura eléctrica de las RGD se soportan en el diagnóstico de su condición actual, en términos de sus indicadores de Confiabilidad, Calidad y Eficiencia, el pronóstico de demanda máxima en Subestaciones Eléctricas 2022-2036 de acuerdo con el CENACE y los supuestos económicos establecidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y la SENER utilizados para la evaluación económica de los proyectos para la selección de las opciones de costo mínimo. Y se enfoca a los objetivos siguientes:

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

⁵⁹ De conformidad con las Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad del Sistema

Eléctrico Nacional: Código de Red (DOF 31/12/2021) y los principios que establece el Artículo 14 de la Ley de la Industria Eléctrica, y los Artículos 5 y 9 de su Reglamento.



OBJETIVO 1. SATISFACER LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS RGD

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

Fuente: CFE Distribución

OBJETIVO 2. INCREMENTAR LA EFICIENCIA EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

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

Fuente: CFE Distribución

OBJETIVO 3. INCREMENTAR LA CALIDAD, CONFIABILIDAD Y SEGURIDAD EN LAS RGD Y EN EL SUMINISTRO ELÉCTRICO

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

Fuente: CFE Distribución

OBJETIVO 4. CUMPLIR CON LOS REQUISITOS DEL MERCADO ELÉCTRICO PARA LAS RGD

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

Fuente: CFE Distribución

OBJETIVO 5. TRANSITAR HACIA UNA RED ELÉCTRICA INTELIGENTE (REI) A FIN DE OPTIMIZAR LA OPERACIÓN DE LAS RGD

Línea de acción	5.1 Desarrollar e incorporar sistemas y equipos que permitan una transición a una REI.
Proyectos	Escalamiento de la medición a AMI. Calidad de la energía de las Redes Generales de Distribución. Modernización de equipo de control supervisorio y redes de comunicación operativas para subestaciones y centros de control de Distribución

Fuente: CFE Distribución



9.1 SATISFACER LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN

9.1.1 ATENDER LA DEMANDA DE USUARIOS ACTUALES Y NUEVOS USUARIOS

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

Instalación de acometidas y medidores

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

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

El proyecto incluye, entre otras, las siguientes actividades:

- Conexiones: instalar medidor, conductor y accesorios a Centros de Carga que incrementen su demanda y carga contratada o el número de hilos del suministro, así como a nuevos usuarios;

- Modificaciones: cambio de medidores y conductores de acometida dañados o que han llegado al final de su vida útil, de los Centros de Carga actuales, y
- Desconexiones: retiro del medidor y del conductor de la acometida cuando se da por terminado el contrato de suministro del servicio a solicitud del usuario o por falta de pago.
- En el horizonte 2022-2026, se requerirán 320,895 kilómetros de conductor para acometidas y 13.645 millones de medidores, con una inversión de 22,289 millones de pesos.

Interconectar la Isla de Holbox

La Isla de Holbox se encuentra ubicada en el extremo norte del estado de Quintana Roo, en el municipio de Lázaro Cárdenas. Las actividades en la isla demandan 3.06 MW que se abastecen por medio de una central eléctrica con capacidad de 3.2 MW, conformada por cuatro unidades de combustión interna a diésel en 440 V y dos plantas móviles adicional de 1.8 MW utilizadas como respaldo. Además, se cuenta con dos circuitos de distribución, 2,323 Centros de Carga.

Los costos de generación, operación y mantenimiento de la central eléctrica en el último año fueron de 119.9 millones de pesos, se estima que la demanda de energía eléctrica alcance 4.3 MW en 2023, debido al desarrollo de infraestructura turística en la isla.

El proyecto considera la construcción de un circuito aéreo de 58.9 km en 34.5 kV incluyendo fibra óptica de la Subestación Eléctrica Popolnah hasta la población de Chiquilá y continuará con un circuito submarino de 10.5 km hasta la futura Subestación Eléctrica Holbox. Asimismo, se adecuará y modernizará la red de distribución de la isla. Por lo que se tiene estimada una inversión de 474.00 millones de pesos.



9.1.2 GARANTIZAR EL ACCESO ABIERTO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

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

- Límites térmicos en transformadores y conductores;
- Calidad de la energía;
- Ajustes de los sistemas de protección y control, y
- Confiabilidad y Seguridad del Sistema.

Capacidad de alojamiento de GD de las RGD

La capacidad en los 12,114 en operación a nivel nacional es única para cada circuito de acuerdo con criterios operativos y debe revisarse periódicamente. De acuerdo con la tendencia de crecimiento observada (Figura 9.1), para el año 2027 se espera una capacidad instalada de 6,836 MW a través de Contratos de Interconexión en pequeña y mediana escala. Ante la incertidumbre en la ubicación, magnitud y tipo de generación que podría interconectarse, el bajo nivel de penetración esperado durante el período 2022- 2026, y la capacidad de alojamiento actual de las RGD que garantiza el acceso abierto a la GD, a fin de evitar inversiones innecesarias que incrementen el costo de la tarifa de distribución, por lo que para dicho período no son necesarios refuerzos para este propósito.

FIGURA 9.1 CAPACIDAD INTEGRADA DE CENTRALES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA POR DIVISIÓN DE DISTRIBUCIÓN



Fuente: CFE Distribución



9.1.3 ELECTRIFICACIÓN DE COMUNIDADES RURALES Y ZONAS URBANAS MARGINADAS

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

Fondo de Servicio Universal Eléctrico

México cuenta actualmente con una cobertura eléctrica al cierre de 2021 del 99.21% de la población, con un servicio confiable, continuo y de calidad, sin embargo, aún están pendientes de electrificar 1.015 millones de habitantes.

Para el desarrollo de proyectos en Comunidades Rurales o Zonas Urbanas Marginadas que se encuentren cerca de la red eléctrica de distribución, la acción de electrificación se deberá realizar preferentemente mediante la extensión de dicha red, lo cual se lleva a cabo a través de los Distribuidores. En caso de que la comunidad no se encuentre cerca de la Red Eléctrica de distribución se deberá implementar la solución técnica más económica, dando prioridad a aquella basada en fuentes de Energías Limpias y entre estas, las que generen un menor costo para los involucrados.

En 2021 se autorizaron 3,735 obras de electrificación en 31 estados del país para beneficiar a más de 160 mil habitantes.

9.2 INCREMENTAR LA EFICIENCIA EN LA DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

La reducción de pérdidas de energía eléctrica es la acción prioritaria para lograr mejoras en la eficiencia

del proceso de distribución de energía eléctrica. Durante el año 2021 la pérdida de energía eléctrica en las RGD ascendió a 33,385 GWh que representó el 13.78% de la energía recibida en media tensión, de los cuales el 4.77% corresponde a pérdidas técnicas (efecto joule I²R) y el 9.02% a pérdidas no técnicas.

9.2.1 REDUCIR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS

De 2012 a 2020, la pérdida de energía eléctrica en las RGD disminuyó debido a la aplicación de diferentes estrategias que permitieron disminuir consumos irregulares e invertir en proyectos de modernización de las RGD. Dichas acciones se llevan a cabo para alcanzar la meta establecida de un nivel de pérdidas equiparable con estándares internacionales de 8%.

Incremento de la eficiencia operativa de las Redes Generales de Distribución mediante la reducción de pérdidas técnicas

Las principales actividades para abatir y controlar las pérdidas técnicas son las siguientes y requiere de una inversión de 4,889 millones de pesos en el período 2022-2026.

- Construir nuevas troncales de alimentadores en la Red de Distribución de Media Tensión;
- Instalar equipos de compensación de potencia reactiva (fijos y controlados);
- Reconfigurar la Red Eléctrica de media tensión;
- Recalibrar los conductores de circuitos;
- Dar seguimiento al programa de monitoreo de transformadores de distribución, y
- Crear nuevas áreas de distribución y mejorar las existentes.



TABLA 1 INCREMENTO DE LA EFICIENCIA OPERATIVA DE LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS

DIVISIÓN	TIPO	2022	2023	2024	2025	2026	TOTAL
Baja California	Urbano	21.1	19.6	19.5	20.5	20.5	101.2
	Rural	18.8	17.4	17.3	18.2	18.2	89.9
Bajío	Urbano	6.2	5.7	5.7	6	6	29.6
	Rural	50.1	46.4	46.3	48.6	48.6	240
Centro Occidente	Urbano	11.4	10.6	10.6	11.1	11.1	54.8
	Rural	48.8	45.1	45	47.3	47.3	233.5
Centro Oriente	Urbano	12.8	11.9	11.8	12.4	12.4	61.3
	Rural	38.5	35.6	35.5	37.3	37.3	184.2
Centro Sur	Urbano	36.2	33.5	33.4	35.1	35.1	173.3
	Rural	121.2	112.2	111.9	117.5	117.5	580.3
Golfo Centro	Urbano	11.4	10.5	10.5	11	11	54.4
	Rural	48.4	44.8	44.7	47	47	231.9
Golfo Norte	Urbano	8	7.4	7.4	7.7	7.7	38.2
	Rural	9	8.3	8.3	8.7	8.7	43
Jalisco	Urbano	22.5	20.9	20.8	21.9	21.9	108
	Rural	27.6	25.5	25.5	26.7	26.7	132
Noroeste	Urbano	15.3	14.2	14.1	14.9	14.9	73.4
	Rural	25	23.1	23.1	24.2	24.2	119.6
Norte	Urbano	6.2	5.8	5.7	6	6	29.7
	Rural	24.9	23	23	24.1	24.1	119.1
Oriente	Urbano	18	16.7	16.6	17.5	17.5	86.3
	Rural	102	94.4	94.2	98.9	98.9	488.4
Peninsular	Urbano	12.6	11.7	11.6	12.2	12.2	60.3
	Rural	28	25.9	25.9	27.2	27.2	134.2
Sureste	Urbano	20.7	19.2	19.2	20.1	20.1	99.3
	Rural	167.9	155.4	155	162.8	162.8	803.9
Valle de México Centro	Urbano	36.7	34	33.9	35.6	35.6	175.8
	Rural	0	0	0	0	0	0
Valle de México Norte	Urbano	20.6	19.1	19	20	20	98.7
	Rural	10.6	9.8	9.8	10.3	10.3	50.8
Valle de México Sur	Urbano	28.7	26.6	26.5	27.8	27.8	137.4
	Rural	11.7	10.8	10.8	11.4	11.4	56.1
Nacional	Urbano	288.4	267.4	266.3	279.8	279.8	1381.7
	Rural	732.5	677.7	676.3	710.2	710.2	3506.9
TOTAL		1020.9	945.1	942.6	990	990	4888.6



Regularizar colonias populares

El proyecto comprende la regularización de 65,365 Usuarios Finales con una inversión 948 millones de pesos en el periodo 2022-2026. De esta forma, se pretende incorporar a los consumidores que no

cuentan con contrato de suministro eléctrico y que tienen regularizado el uso de suelo, por lo que se considera la ampliación de la red de distribución en estas colonias que carecen de infraestructura eléctrica, y hacen uso de energía eléctrica de forma irregular.

TABLA 2 REGULARIZAR COLONIAS POPULARES

DIVISIÓN	2022	2023	2024	2025	2026	TOTAL
Baja California	0.0	2.9	23.7	23.8	23.8	74.3
Bajío	10.2	10.3	10.1	10.4	10.4	51.6
Centro Occidente	10.9	10.1	7.4	13.1	13.1	54.6
Centro Oriente	32.1	20.3	25.6	14.7	14.7	107.5
Centro Sur	16.0	8.9	2.3	2.0	2.0	31.3
Golfo Centro	6.7	9.7	10.2	7.7	7.7	42.0
Golfo Norte	4.5	7.5	11.4	11.7	11.7	46.9
Jalisco	9.9	9.4	10.2	8.7	8.7	46.8
Noroeste	8.1	8.2	7.9	8.1	8.1	40.4
Norte	4.5	12.1	3.0	5.0	5.0	29.6
Oriente	13.3	16.3	14.2	13.9	13.9	71.7
Peninsular	10.7	11.2	10.4	13.9	13.9	60.0
Sureste	10.6	10.7	10.5	10.8	10.8	53.6
Valle de México Sur	13.5	13.3	13.6	15.3	15.3	71.1
Valle de México Centro	11.2	11.3	11.0	11.5	11.5	56.5
Valle de México Norte	21.8	21.8	22.2	22.2	22.2	110.2
TOTAL	184.0	184.0	194.0	193.0	193.0	948.0



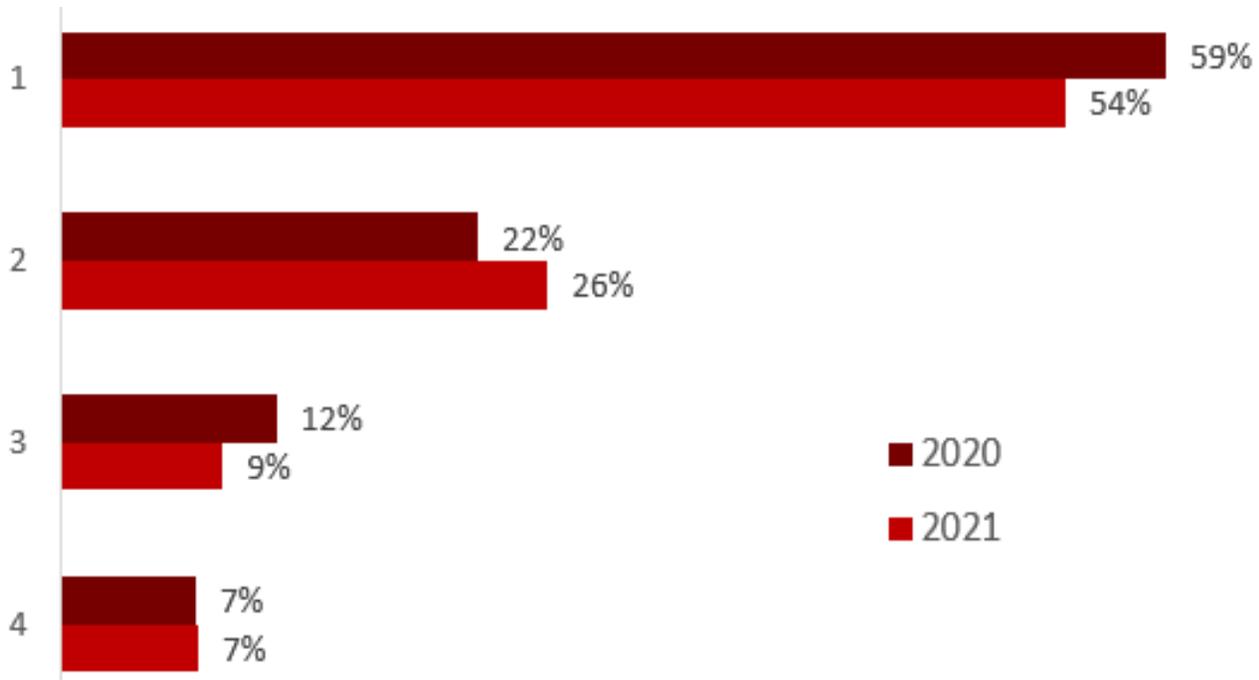
9.3 INCREMENTAR LA CALIDAD, CONFIABILIDAD Y SEGURIDAD EN LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN Y EN EL SUMINISTRO ELÉCTRICO

Las principales causas que afectan la Confiabilidad del suministro de energía eléctrica en las RGD son: la presencia de objetos sobre las líneas de los circuitos de distribución (árboles, ramas, animales, otros) y fallas en dispositivos y equipos, entre otros (ver Figura 7.2).

9.3.1 MODERNIZAR Y AMPLIAR LA INFRAESTRUCTURA DE LAS RGD

Las Unidades de Negocio que integran a la CFE Distribución utilizaron como meta los indicadores de desempeño establecidos en las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Acceso Abierto y Prestación de los Servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica, para evaluar la confiabilidad y la calidad del suministro eléctrico e identificar los requerimientos de equipos y sistemas para incrementar la confiabilidad de la red.

FIGURA 9.2 CAUSAS PRINCIPALES QUE AFECTAN LOS INDICADORES DE CONFIABILIDAD DE LAS RGD



Nota: 1. Animales, árbol o rama sobre línea, corrosión o falso contacto.

² Falla de equipo (Apartarrayos o aislador), descargas atmosféricas, tormenta. 3. Choque o golpe, objetos ajenos sobre línea.

⁴ Propagación de falla ajena a CFE, vandalismo, vientos fuertes, cortocircuito.

Fuente: CFE Distribución. Incremento de la confiabilidad de las RGD



El proyecto considera una inversión de 889 millones de pesos, en el periodo 2022-2026, y consiste principalmente, entre otros de lo siguiente:

- Instalación y/o reemplazo de 127 restauradores, 213 mil aisladores, 36 mil cortacircuitos fusibles, 73 mil apartarrayos.
- Refuerzo de 8,370 estructuras

TABLA 3 MODERNIZAR Y AMPLIAR LA INFRAESTRUCTURA DE LAS RGD

DIVISIÓN	Tipo	2022	2023	2024	2025	2026	TOTAL
Baja California	Urbano	0	0	0	0	0	0
	Rural	0	0	0	0	0	0
Bajío	Urbano	1.9	1.8	1.8	1.8	1.8	9.1
	Rural	15.5	14.5	14.8	14.3	14.3	73.4
Centro Occidente	Urbano	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.5
	Rural	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	3
Centro Oriente	Urbano	2.9	2.7	2.8	2.7	2.7	13.8
	Rural	8.7	8.2	8.4	8.1	8.1	41.5
Centro Sur	Urbano	2.7	2.6	2.7	2.6	2.6	13.2
	Rural	9.2	8.7	8.9	8.6	8.6	44
Golfo Centro	Urbano	1	1	1	1	1	5
	Rural	4.5	4.2	4.3	4.2	4.2	21.4
Golfo Norte	Urbano	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	4.5
	Rural	1	1	1	1	1	5
Jalisco	Urbano	0	0	0	0	0	0
	Rural	0	0	0	0	0	0
Noroeste	Urbano	3.5	3.3	3.4	3.3	3.3	16.8
	Rural	5.7	5.4	5.6	5.4	5.4	27.5
Norte	Urbano	4.7	4.4	4.6	4.4	4.4	22.5
	Rural	18.7	17.8	18.2	17.6	17.6	89.9
Oriente	Urbano	3.2	3	3.1	3	3	15.3
	Rural	18	17.1	17.5	16.9	16.9	86.4



Peninsular	Urbano	4	3.8	3.9	3.8	3.8	19.3
	Rural	8.9	8.5	8.7	8.4	8.4	42.9
Sureste	Urbano	5.3	5.1	5.2	5	5	25.6
	Rural	43	40.9	41.8	40.3	40.3	206.3
Valle de México Centro	Urbano	11.8	11.2	11.5	11.1	11.1	56.7
	Rural	0	0	0	0	0	0
Valle de México Norte	Urbano	0	0	0	0	0	0
	Rural	0	0	0	0	0	0
Valle de México Sur	Urbano	6.7	6.4	6.5	6.3	6.3	32.2
	Rural	2.7	2.6	2.7	2.6	2.6	13.2
Nacional	Urbano	48.7	46.3	47.5	46	46	234.5
	Rural	136.5	129.5	132.5	128	128	654.5
TOTAL		185.2	175.8	180	174	174	889

Modernización de transformadores de potencia en Subestaciones Eléctricas de distribución

Los transformadores de potencia con más de 30 años en operación presentan una alta incidencia de falla y su antigüedad incrementa los tiempos de reparación. Este proyecto considera el reemplazo,

en el periodo 2022-2026, de 99 elementos de transformación de alta a media tensión en Subestaciones Eléctricas de distribución para mantener la Confiabilidad del suministro de energía eléctrica y satisfacer la demanda. La inversión requerida para este proyecto es de 1,094 millones de pesos.



TABLA 4 MODERNIZACIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

DIVISIÓN	TIPO	2022	2023	2024	2025	2026	TOTAL
Baja California	Urbano	5.8	7.3	6.7	6.4	5.9	32.1
	Rural	5.1	6.5	6	5.7	5.2	28.5
Bajío	Urbano	0.7	0.9	0.8	0.8	0.7	3.9
	Rural	5.9	7.5	6.9	6.5	6	32.8
Centro Occidente	Urbano	2.5	3.2	3	2.8	2.6	14.1
	Rural	10.9	13.7	12.6	12	11.1	60.3
Centro Oriente	Urbano	4.6	5.8	5.3	5	4.6	25.3
	Rural	13.7	17.3	15.9	15.1	13.9	75.9
Centro Sur	Urbano	2.5	3.2	2.9	2.8	2.6	14
	Rural	8.4	10.6	9.8	9.3	8.6	46.7
Golfo Centro	Urbano	2.1	2.6	2.4	2.3	2.1	11.5
	Rural	8.8	11.2	10.3	9.8	9	49.1
Golfo Norte	Urbano	5.6	7.1	6.5	6.2	5.7	31.1
	Rural	6.3	8	7.4	7	6.5	35.2
Jalisco	Urbano	4.9	6.2	5.7	5.4	5	27.2
	Rural	6	7.6	7	6.6	6.1	33.3
Noroeste	Urbano	4.2	5.2	4.8	4.6	4.2	23
	Rural	6.8	8.6	7.9	7.5	6.9	37.7
Norte	Urbano	2.2	2.8	2.5	2.4	2.2	12.1
	Rural	8.7	11	10.2	9.7	8.9	48.5
Oriente	Urbano	2.3	3	2.7	2.6	2.4	13
	Rural	13.2	16.7	15.4	14.7	13.5	73.5
Peninsular	Urbano	3.4	4.3	3.9	3.7	3.5	18.8
	Rural	7.5	9.5	8.8	8.3	7.7	41.8



Sureste	Urbano	1.7	2.2	2	1.9	1.8	9.6
	Rural	14	17.7	16.3	15.5	14.3	77.8
Valle de México Centro	Urbano	11	13.9	12.8	12.1	11.2	61
	Rural	0	0	0	0	0	0
Valle de México Norte	Urbano	14.1	17.9	16.4	15.7	14.4	78.5
	Rural	7.3	9.2	8.5	8.1	7.4	40.5
Valle de México Sur	Urbano	4.7	6	5.5	5.2	4.8	26.2
	Rural	1.9	2.4	2.2	2.1	2	10.6
Nacional	Urbano	72.3	91.6	83.9	79.9	73.7	401.4
	Rural	124.5	157.5	145.2	137.9	127.1	692.2
Total		196.8	249.1	229.1	217.8	200.8	1093.6

Modernización de interruptores de media tensión en Subestaciones Eléctricas de distribución

Los interruptores de potencia instalados en Subestaciones Eléctricas de distribución de alta a media tensión con más de 30 años están sujetos a una mayor incidencia de fallas debido a los

esfuerzos mecánicos y eléctricos a los que se han visto sometidos durante su vida útil. Su antigüedad incrementa considerablemente sus tiempos de reparación. Este proyecto considera el reemplazo, en el período 2022-2026, de 1,524 interruptores de media tensión en Subestaciones Eléctricas, con una inversión de 1,402 millones de pesos.

TABLA 5 MODERNIZACIÓN DE INTERRUPTORES DE MEDIA TENSIÓN EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

TOTAL	Tipo	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
Baja California	Urbano	12.7	12.7	12.7	12.7	13.7	64.5
	Rural	11.3	11.3	11.3	11.3	12.2	57.4
Bajío	Urbano	2.1	2.1	2.1	2.1	2.3	10.7
	Rural	16.9	16.9	16.9	16.9	18.3	85.9
Centro Occidente	Urbano	1.3	1.3	1.3	1.3	1.4	6.6
	Rural	5.7	5.7	5.7	5.7	6.1	28.9
Centro Oriente	Urbano	4.3	4.3	4.3	4.3	4.6	21.8
	Rural	12.8	12.8	12.8	12.8	13.8	65



Centro Sur	Urbano	3.7	3.7	3.7	3.7	4	18.8
	Rural	12.3	12.3	12.3	12.3	13.3	62.5
Golfo Centro	Urbano	3.6	3.6	3.6	3.6	3.9	18.3
	Rural	15.4	15.4	15.4	15.4	16.6	78.2
Golfo Norte	Urbano	8.5	8.5	8.5	8.5	9.1	43.1
	Rural	9.5	9.5	9.5	9.5	10.3	48.3
Jalisco	Urbano	5.9	5.9	5.9	5.9	6.3	29.9
	Rural	7.2	7.2	7.2	7.2	7.7	36.5
Noroeste	Urbano	10.6	10.6	10.6	10.6	11.5	53.9
	Rural	17.4	17.4	17.4	17.4	18.7	88.3
Norte	Urbano	2.2	2.2	2.2	2.2	2.4	11.2
	Rural	8.8	8.8	8.8	8.8	9.5	44.7
Oriente	Urbano	1.8	1.8	1.8	1.8	1.9	9.1
	Rural	10.2	10.2	10.2	10.2	11	51.8
Peninsular	Urbano	3.1	3.1	3.1	3.1	3.3	15.7
	Rural	6.9	6.9	6.9	6.9	7.5	35.1
Sureste	Urbano	2	2	2	2	2.1	10.1
	Rural	16	16	16	16	17.3	81.3
Valle de México Centro	Urbano	40	40	40	40	43.2	203.2
	Rural	0	0	0	0	0	0
Valle de México Norte	Urbano	5.3	5.3	5.3	5.3	5.7	26.9
	Rural	2.7	2.7	2.7	2.7	2.9	13.7
Valle de México Sur	Urbano	11.4	11.4	11.4	11.4	12.3	57.9
	Rural	4.6	4.6	4.6	4.6	5	23.4
Nacional	Urbano	118.5	118.5	118.5	118.5	127.7	601.7
	Rural	157.7	157.7	157.7	157.7	170.2	801
TOTAL		276.2	276.2	276.2	276.2	297.9	1402.7



Modernización de transformadores de distribución de media tensión a baja tensión en las RGD

Los transformadores de distribución de media a baja tensión con más de 30 años están sujetos a una mayor incidencia de fallas debido a los esfuerzos electromagnéticos a los que se han visto sometidos

durante su vida útil. Su antigüedad incrementa considerablemente su tiempo y costo de reparación.

Este proyecto considera el reemplazo en el período 2022-2026, de 27,751 transformadores de distribución de media a baja tensión, con una inversión de 990 millones de pesos.

TABLA 6 MODERNIZACIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN A BAJA TENSIÓN EN LAS RGD

DIVISIÓN	Tipo	2022	2023	2024	2025	2026	TOTAL
Baja California	Urbano	1.1	0.9	0.9	0.9	0.9	4.7
	Rural	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8	4.1
Bajío	Urbano	2.9	2.4	2.5	2.5	2.5	12.8
	Rural	23.1	19.6	20.5	20.1	20.3	103.6
Centro Occidente	Urbano	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	2.6
	Rural	2.4	2.1	2.2	2.1	2.1	10.9
Centro Oriente	Urbano	1.5	1.3	1.3	1.3	1.3	6.7
	Rural	4.5	3.8	4	3.9	4	20.2
Centro Sur	Urbano	1.6	1.4	1.4	1.4	1.4	7.2
	Rural	5.4	4.6	4.8	4.7	4.7	24.2
Golfo Centro	Urbano	2.9	2.4	2.5	2.5	2.5	12.8
	Rural	12.2	10.3	10.8	10.6	10.7	54.6
Golfo Norte	Urbano	10.3	8.7	9.2	9	9.1	46.3
	Rural	11.7	9.9	10.3	10.1	10.2	52.2
Jalisco	Urbano	18.9	16	16.8	16.4	16.6	84.7
	Rural	23.1	19.5	20.5	20.1	20.3	103.5
Noroeste	Urbano	9.9	8.4	8.8	8.6	8.7	44.4
	Rural	16.1	13.6	14.3	14	14.2	72.2
Norte	Urbano	3.2	2.7	2.8	2.8	2.8	14.3
	Rural	12.8	10.8	11.4	11.1	11.2	57.3



Oriente	Urbano	3.5	2.9	3.1	3	3	15.5
	Rural	19.6	16.5	17.3	17	17.2	87.6
Peninsular	Urbano	3.7	3.1	3.3	3.2	3.3	16.6
	Rural	8.3	7	7.3	7.2	7.3	37.1
Sureste	Urbano	1.8	1.5	1.6	1.5	1.5	7.9
	Rural	14.2	12	12.6	12.4	12.5	63.7
Valle de México Centro	Urbano	2	1.7	1.8	1.7	1.8	9
	Rural	0	0	0	0	0	0
Valle de México Norte	Urbano	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	3.1
	Rural	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	1.5
Valle de México Sur	Urbano	1.4	1.2	1.3	1.2	1.2	6.3
	Rural	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	2.6
Nacional	Urbano	66	55.7	58.4	57.1	57.7	294.9
	Rural	155.2	131.3	137.6	134.9	136.3	695.3
TOTAL		221.2	187	196	192	194	990.2

Reemplazo del cable submarino para Isla Mujeres

Es proyecto considera la sustitución del conductor submarino que suministra energía eléctrica al lado insular del municipio de Isla Mujeres. Con 30 años en operación desde el año 1989 ha concluido su vida útil y está limitado en su capacidad de transmisión debido al daño estructural provocado por las embarcaciones. Con este proyecto se incrementará la capacidad de transmisión del conductor submarino de Isla Mujeres a fin de satisfacer el crecimiento de la demanda en esta área de influencia. Además, se mejorará la Calidad, Confiabilidad y seguridad del suministro de energía eléctrica a la Isla, tanto en condiciones normales de operación como en contingencias.

Se requiere una inversión total de 278 millones para el período 2021-2022.

Operación Remota y Automatismo en redes de Distribución

Este proyecto tiene como objetivo la instalación de 4,912 equipos de protección y seccionamiento telecontrolados (EPROSEC), en el período 2022-2026, para reducir el tiempo promedio en el restablecimiento del suministro de energía eléctrica y el número de servicios afectados durante una interrupción. Con este proyecto se fortalece, asimismo, el programa de desarrollo de redes inteligentes de distribución. La inversión requerida en el período 2022-2026 es de 1,714 millones de pesos.



TABLA 7 OPERACIÓN REMOTA Y AUTOMATISMO EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

DIVISIÓN	Tipo	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
Baja California	Urbano	10.6	10.9	11.1	11.3	11.5	55.4
	Rural	9.4	9.6	9.8	10	10.2	49
Bajío	Urbano	2.3	2.4	2.4	2.5	2.5	12.1
	Rural	18.7	19.1	19.5	19.9	20.3	97.5
Centro Occidente	Urbano	2.9	2.9	3	3	3.1	14.9
	Rural	12.2	12.4	12.7	13	13.2	63.5
Centro Oriente	Urbano	3.8	3.8	3.9	4	4.1	19.6
	Rural	11.3	11.5	11.8	12	12.2	58.8
Centro Sur	Urbano	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	23
	Rural	14.6	15	15.3	15.6	15.9	76.4
Golfo Centro	Urbano	4.6	4.7	4.8	4.9	5	24
	Rural	19.4	19.9	20.3	20.7	21.2	101.5
Golfo Norte	Urbano	8	8.2	8.4	8.5	8.7	41.8
	Rural	9	9.2	9.4	9.6	9.8	47
Jalisco	Urbano	9	9.2	9.4	9.6	9.8	47
	Rural	11	11.3	11.5	11.7	12	57.5
Noroeste	Urbano	8	8.2	8.3	8.5	8.7	41.7
	Rural	13	13.3	13.6	13.9	14.2	68
Norte	Urbano	3.2	3.3	3.3	3.4	3.5	16.7
	Rural	12.8	13.1	13.4	13.7	13.9	66.9
Oriente	Urbano	2.7	2.8	2.8	2.9	2.9	14.1
	Rural	15.3	15.7	16	16.3	16.7	80
Peninsular	Urbano	5	5.1	5.2	5.3	5.4	26
	Rural	11	11.3	11.5	11.8	12	57.6



Sureste	Urbano	3.6	3.7	3.8	3.9	4	19
	Rural	29.4	30.1	30.7	31.3	32	153.5
Valle de México Centro	Urbano	23	23.6	24.1	24.5	25	120.2
	Rural	0	0	0	0	0	0
Valle de México Norte	Urbano	15.8	16.2	16.6	16.9	17.2	82.7
	Rural	8.2	8.4	8.5	8.7	8.9	42.7
Valle de México Sur	Urbano	18.5	18.9	19.3	19.7	20.1	96.5
	Rural	7.5	7.7	7.9	8	8.2	39.3
Nacional	Urbano	125.4	128.4	131	133.6	136.3	654.7
	Rural	202.8	207.6	211.9	216.2	220.7	1059.2
TOTAL		328.2	336	342.9	349.8	357	1713.9

9.4 CUMPLIR CON LOS REQUISITOS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA PARA LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN

Las condiciones establecidas en el artículo 37 de la LIE y en la base 16 de las Bases del Mercado Eléctrico Mayorista, hacen necesario obtener el balance de energía en los puntos de intercambio de las denominadas Zonas de Carga e intercambio de energía entre zonas.

9.4.1 CONSTRUIR LA INFRAESTRUCTURA PARA PARTICIPAR EN EL MERCADO ELÉCTRICO

Gestión del Balance de Energía de las RGD para el MEM

El proyecto consiste en el desarrollo de la infraestructura de medición necesaria para el proceso de liquidación de todos los Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista, mediante la instalación

de 1,207 sistemas de medición en puntos de intercambio de energía sobre la trayectoria de los circuitos de distribución. Se requiere una inversión de 540.54 millones de pesos en el período 2022-2026.

9.5 TRANSITAR HACIA UNA RED ELÉCTRICA INTELIGENTE

De acuerdo con la LIE el despliegue de las REI debe contribuir a mejorar la eficiencia, Confiabilidad, Calidad y seguridad del SEN con la incorporación de tecnologías avanzadas de medición, monitoreo, comunicación y operación, entre otras, que facilite el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la RNT y a las RGD, y permitir la integración de las fuentes de energías limpias y renovables.

De conformidad con el Artículo 37 de la LTE, la implementación de las REI tiene como objetivo apoyar la modernización de la RNT y de las RGD, para mantener una infraestructura confiable y segura que satisfaga la demanda eléctrica de manera económicamente eficiente y sustentable y que facilite la incorporación de nuevas tecnologías



que promuevan la reducción de costos del sector eléctrico.

La LTE indica además que el Programa de REI deberá identificar, evaluar, diseñar, establecer e instrumentar estrategias, acciones y proyectos en materia de redes eléctricas, entre las que se podrán considerar las siguientes:

- El uso de información digital y de tecnologías de control para mejorar la confiabilidad, estabilidad, seguridad y eficiencia de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución;
- La optimización dinámica de la operación de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución, y sus recursos;
- El desarrollo e integración de proyectos de Generación Distribuida, incluidos los de generación a partir de fuentes de Energía Renovables;
- El desarrollo y la incorporación de la demanda controlable y de los recursos derivados de la Eficiencia Energética;
- El despliegue de tecnologías inteligentes para la medición y comunicación en las REI;
- La integración de equipos y aparatos inteligentes a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución;
- El desarrollo de estándares de comunicación e interoperabilidad de los aparatos y equipos conectados a la Red Nacional de transmisión y a las Redes Generales de Distribución, incluyendo la infraestructura que le da servicio a dichas Redes;
- La información hacia los consumidores y opciones para el control oportuno de sus recursos;
- El desarrollo e integración de tecnologías avanzadas para el almacenamiento de electricidad y de tecnologías para satisfacer la demanda en horas pico;

- La identificación y utilización de capacidad de generación eléctrica subutilizada para la sustitución de combustibles fósiles por energía eléctrica
- en los sistemas de transporte, incluyendo la recarga de vehículos eléctricos;
- La promoción de protocolos de interconexión para facilitar que los Suministradores puedan acceder a la electricidad almacenada en vehículos eléctricos para satisfacer la demanda en horas pico;
- La identificación y reducción de barreras para la adopción de REI, y
- La investigación sobre la viabilidad de transitar hacia un esquema de precios de la electricidad en tiempo real o por periodos de uso.

9.5.1 DESARROLLAR E INCORPORAR SISTEMAS Y EQUIPOS QUE PERMITAN UNA TRANSICIÓN A UNA REI

El Programa de Redes Inteligentes 2017-2019, vigente, incluye tres proyectos en desarrollo y dos proyectos candidatos a ser desarrollados por CFE Distribución.

Adicionalmente en este PMARNT se incluye un proyecto complementario en el que participa la EPS CFE Suministrador de Servicios Básicos.

El proyecto denominado “Sistema de Administración de Distribución Avanzado”, se encuentra en revisión, considerando nuevos alcances tomando en cuenta desarrollos propios de CFE Distribución que permitan reducir costos de implementación ya que originalmente se tenía considerada la adquisición de un sistema completo “llave en mano”.

El proyecto denominado “Sistema de información geográfica de las RGD” concluyó en 2019 sus etapas



de implementación básicas; sin embargo, es necesario replantear su desarrollo con una plataforma tecnológica de licenciamiento abierto que permita reducir los costos de implementación y mantenimiento, por lo que se propone cancelar

este proyecto, e incluirlo dentro de los alcances de un proyecto propuesto para el CEMIE REDES. Por lo que estos dos proyectos se excluyen del PAM de las RGD y se continuará su revisión para considerar su eventual inclusión en subsiguientes programas.

PROYECTOS DE REI	ALINEACIÓN	NOMBRE DEL PROYECTO
En desarrollo (PREI 2017-2019)	<p>Uso de información digital y de tecnologías de control para mejorar la confiabilidad y seguridad de las RGD.</p> <p>Integración de proyectos de generación distribuida.</p>	<p>Operación remota y automatismo en redes de distribución.</p> <p>Sistema de información geográfica de las RGD. Infraestructura de medición avanzada.</p>
Candidatos a desarrollar (PREI 2017-2019)	Despliegue de tecnologías inteligentes para la medición y comunicación en las REI.	Gestión del balance de energía de las RGD para el MEM.
	Optimización dinámica de la operación de las RGD.	Sistema de Administración de Distribución Avanzado.
Otros proyectos (CFE SSB)	Desarrollo de estándares de comunicación e interoperabilidad de los aparatos y equipos conectados a las Redes Generales de Distribución, incluyendo la infraestructura que le da servicio a dichas Redes	<p>Nuevo sistema de gestión empresarial de distribución-Suministro básico.</p> <p>Escalamiento de la medición a AMI.</p>

Operación remota y automatismo en las Redes Generales de Distribución

Este proyecto tiene como objetivo mejorar la Confiabilidad de las RGD mediante la reducción del tiempo de restablecimiento ante falla en las RGD, afectando al menor número de servicios de forma permanente. Consiste en la instalación de EPROSEC para su operación remota y lograr el automatismo de las RGD. Para el período de 2022 a 2026 se tiene considerado la instalación de 4,912 EPROSEC telecontrolados, para tensiones de operación de 13.8 kV, 23 kV y 34.5 kV, para lo que se requiere una inversión total de 1,714 millones de pesos.

Gestión del balance de energía de las Redes Generales de Distribución para el Mercado Eléctrico Mayorista

Este proyecto comprende la instalación de un total de 1,207 puntos medición sobre la trayectoria de los circuitos de media tensión. Incluye el suministro de equipos y sistemas de medición, sistemas de

comunicaciones y sistemas para el análisis de datos, así como la puesta en servicio, mantenimiento. Se requiere una inversión total de 540.54 millones de pesos.

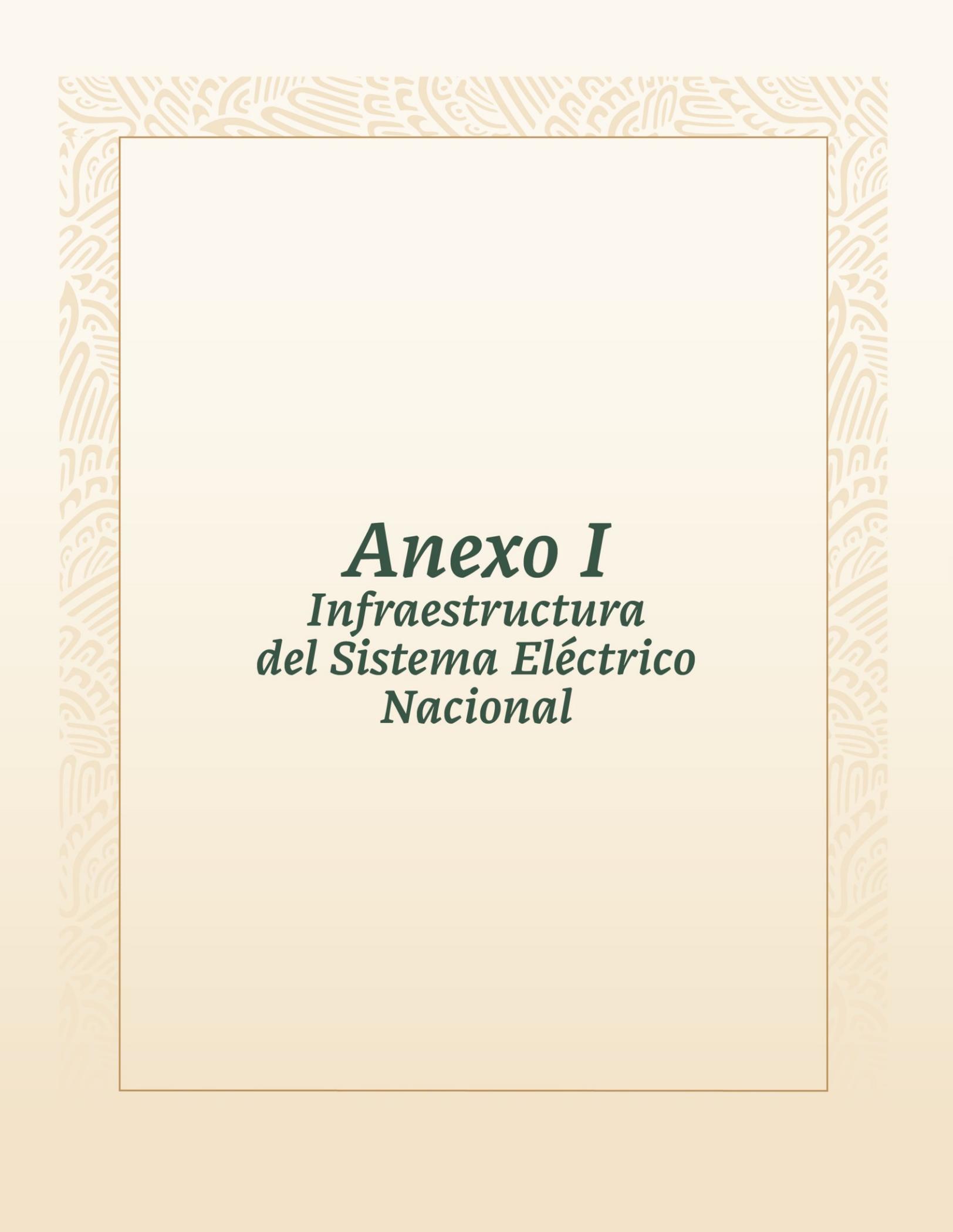
Escalamiento de la medición a AMI

En el periodo 2022-2026, se planea modernizar 5.77 millones de medidores con una inversión de 8,413 millones de pesos. Para ello se escalarán 2.77 millones de medidores electrónicos de autogestión para alcanzar algunas características de AMI, y se adquirirán e instalarán 3 millones de medidores con tarjeta de radiofrecuencia, los cuales tienen entre otras aplicaciones, la comunicación remota por radiofrecuencia, lo que permitirá ejecutar programas especiales de revisión y detección de anomalías en la facturación y cobranza, encaminados a la recuperación del costo de energía perdida mediante ajustes a la facturación.





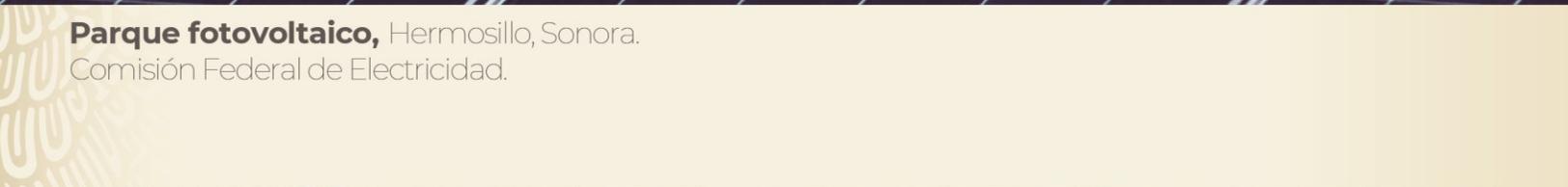
Torres de transmisión, Manzanillo, Colima.
Comisión Federal de Electricidad.



Anexo I
Infraestructura
del Sistema Eléctrico
Nacional



Parque fotovoltaico, Hermosillo, Sonora.
Comisión Federal de Electricidad.



ANEXO 5.1 ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021

REGIÓN CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		NO. DE CIRCUITO	TENSIÓN (KV)
01-CENTRAL			
QUERÉTARO (38)	CENTRO (40)		230
El Sauz	Valle de México	93020/93110	230
QUERÉTARO (38)	JILOTEPEC (44)		230
Dañu	Jilotepec	93N20	230
QUERÉTARO (38)	TULA - PACHUCA (42)		400 / 230
Querétaro Potencia Maniobras	Tula	A3020	400
Querétaro Potencia Maniobras	Tula	A3290	400
Dañu	Tula	93030/93290	230
POZA RICA (45)	CENTRO (40)		400
Tuxpan	Texcoco	A3380	400
Tuxpan	Texcoco	A3680	400
Tuxpan	Texcoco	A3780	400
POZA RICA (45)	TULA - PACHUCA (42)		400
Poza Rica	Pachuca Potencia	A3370	400
Tres Estrellas	Teotihuacan/Valle Mex Maniobras	A3070	400
Tres Estrellas	Teotihuacan/Valle Mex Maniobras	A3080	400
PUEBLA (47)	CENTRO (40)		400 / 230
San Martín Potencia	Texcoco	A3860	400
San Lorenzo Potencia	Texcoco	A3960	400
Yautepec Potencia	Topilejo	A3640	400
Yautepec Potencia	Topilejo	A3U50	400
Yautepec Potencia	Topilejo	A3U60	400
Zocac	Texcoco	93600	230
Zocac	Texcoco	93620	230
MORELOS (49)	TOLUCA (43)		230
Zapata	Tianguistenco	93040	230
LÁZARO CÁRDENAS (39)	DONATO GUERRA (41)		400
Pitirera	Donato Guerra	A3210	400
Pitirera	Donato Guerra	A3220	400
Lázaro Cárdenas	Donato Guerra	A3010	400
DONATO GUERRA (41)	CENTRO (40)		400
Donato Guerra	Nopala	A3620	400
Almoleya	Nopala	A3X10	400
DONATO GUERRA (41)	TOLUCA (43)		400
Agustín Millan II	Deportiva	A3W60	400
LÁZARO CÁRDENAS (39)	ACAPULCO (48)		400 ^{II} / 230 / 115
Lázaro Cárdenas Potencia	Ixtapa Potencia	93070	230
Lázaro Cárdenas Potencia	Ixtapa Potencia	93080	400 ^{II}
Lázaro Cárdenas Potencia	Ixtapa Potencia	73510/73550	115
TULA - PACHUCA (42)	CENTRO (40)		400 / 230
Tula	Victoria	A3180	400
Tula	Victoria	A3660	400
Teotihuacán	Texcoco	A3W10	400
Teotihuacán	Texcoco	A3W20	400
Teotihuacán	Texcoco	93120	230
Jorobas	El Vidrio	93F20	230



ANEXO 5.1 ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021

REGIÓN CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		NO. DE CIRCUITO	TENSIÓN (KV)
Acolman	Cerro Gordo	93N20	230
TULA - PACHUCA (42)	JILOTEPEC (44)		115
Nochistongo	Parque Industrial	73320	115
CENTRO (40)	TOLUCA (43)		230 / 400
San Bernabé	Atenco	93490	230
San Bernabé	Estadio	93560	230
Remedios	Toluca 2000	93G50	230
San Bernabé	Deportiva	A3290	400
JILOTEPEC (44)	DONATO GUERRA (41)		115
Jilotepec	San Sebastián	73680	115
02-ORIENTAL			
VERACRUZ (46)	POZA RICA (45)		400 / 115
Laguna Verde	Papantla	A3390	400
El Castillo	Jalapa Dos	73840	115
El Castillo	La Reina	73260	115
GRIJALVA (55)	JUILE (52)		400
Malpaso	Juile	A3140	400
Manuel Moreno Torres	Juile	A3040	400
Manuel Moreno Torres	Juile	A3T90	400
GRIJALVA (55)	COATZACOALCOS (53)		400
Malpaso II	Minatitlán II	A3060	400
Malpaso II	Minatitlán II	A3160	400
Malpaso II	Coatzacoalcos II	A3250	400
COATZACOALCOS (53)	TEMASCAL (51)		400
Minatitlán II	Temascal II	A3360	400
Chinameca Potencia	Temascal II	A3260	400
POZA RICA (45)	PUEBLA (47)		230
Mazatepec	Zocac	93020/93120	230
Jalacingo	Zocac	93420	230
TEMASCAL (51)	PUEBLA (47)		400
Temascal II	Ojo de Agua Potencia/Puebla II	A3560/A3920	400
Temascal II	Ojo de Agua Potencia/Puebla II	A3460/A3910	400
Temascal II	Tecali	A3540	400
Cerro de Oro	Tecali	A3U20	400
Cerro de Oro	Tecali	A3U30	400
MATÍAS ROMERO (58)	JUILE (52)		230
Matías Romero	Juile	93020	230
Matías Romero	Juile	93950	230
GRIJALVA (55)	TABASCO (54)		400 / 230
Malpaso II	Peñitas	93930	230
Malpaso II	Peñitas	93940	230
Malpaso II	Tabasco Potencia	A3U90	400
Manuel Moreno Torres	Tabasco Potencia	A3U80	400
JUILE (52)	TEMASCAL (51)		400
Juile	Cerro de Oro	A3U00	400
Juile	Cerro de Oro	A3U10	400
Juile	Cerro de Oro	A3T70	400



ANEXO 5.1 ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021

REGIÓN CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		NO. DE CIRCUITO	TENSIÓN (KV)
Juile	Temascal III	A3340	400
TEMASCAL (51)	OAXACA (50)		230
Temascal I	Oaxaca Potencia	93710	230
Temascal II	La Ciénega	93740	230
IXTEPEC (56)	JUILE (52)		400
Ixtepec Potencia	Juile	A3V30	400
Ixtepec Potencia	Juile	A3V40	400
JUCHITAN (57)	JUILE (52)		230
Juchitán II	Juile	93000	230
JUCHITAN (57)	MATÍAS ROMERO (58)		230, 115
Juchitán II	Matías Romero Potencia	93960	230
Juchitán II	Matías Romero Potencia	93010	230
Juchitán II	Matías Romero	73570	115
MATÍAS ROMERO (58)	COATZACOALCOS (53)		115
Matías Romero Potencia	Nuevo Morelos/Acayucan	73560/73820	115
Matías Romero Potencia	Acayucan	73010	115
OAXACA (50)	JUCHITAN (57)		115
Huatulco/Conejos	Juchitán	73750/73740	115
OAXACA (50)	ACAPULCO (48)		115
Pinotepa Nacional	Ometepec/Agua Zarca	73440/73430	115
VERACRUZ (46)	TEMASCAL (51)		230 / 115
Manlio Fabio Altamirano	Temascal II	93260	230
Manlio Fabio Altamirano	Temascal II	93360	230
Paso del Toro	La Granja Tres	73590	115
Paso del Toro	Piedras Negras	73320	115
VERACRUZ (46)	PUEBLA (47)		400 / 230
Manlio Fabio Altamirano	Amatlán II	93460	230
Manlio Fabio Altamirano	Amatlán II	93560	230
Laguna Verde	Puebla II/Maniobras Pachamama	A3090	400
Laguna Verde	Cruz Azul Maniobras/Maniobras Pachamama	A3190	400
PUEBLA (47)	MORELOS (49)		400 / 230
Tecali	Yecapixtla	93090	230
Tecali	Yautepec Potencia	A3T40	400
Tecali	Yautepec Potencia	A3T50	400
ACAPULCO (48)	MORELOS (49)		230
Mezcala	Zapata	93240	230
Mezcala	Zapata	93250	230
03-OCCIDENTAL			
GUADALAJARA (30)	SALAMANCA (34)		400
Atequiza	Salamanca II	A3J80	400
GUADALAJARA (30)	CARAPAN (36)		400 / 230
Mazamitla	Purépecha	A3470	400
Ocotlán	Zamora	93710	230
GUADALAJARA (30)	LÁZARO CÁRDENAS (39)		400
Mazamitla	Pitirera	A3110	400
LÁZARO CÁRDENAS (39)	CARAPAN (36)		400



ANEXO 5.1 ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021

REGIÓN CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		NO. DE CIRCUITO	TENSIÓN (KV)
Lázaro Cárdenas	Carapan	A3200	400
CARAPAN (36)	SALAMANCA (34)		400 / 230 / 115
Carapan	Salamanca II	A3J90	400
Carapan	Abasolo II	93220	230
Morelia Potencia- Morelos/Quinceo/Morelia Norte- Santiaguito-Tarímbaro	Cuitzeo-Moroleón-Uriengato-Joyuelas-Valle de Santiago	Equivalente	115
SAN LUIS POTOSÍ (33)	AGUASCALIENTES (31)		400 / 230
El Potosí	Cañada	A3J30	400
El Potosí	Aguascalientes Potencia	A3J40	400
San Luis I	Aguascalientes Oriente	93340	230
Villa de Reyes	Aguascalientes Potencia	93140/93Z30	230
SAN LUIS DE LA PAZ (37)	SAN LUIS POTOSÍ (33)		230
San Luis de la Paz II	Villa de Reyes	93130	230
San Luis de la Paz II	Villa de Reyes	93320	230
SALAMANCA (34)	QUERÉTARO (38)		400 / 230
Salamanca	Santa María	A3330	400
Salamanca	Santa María	A3990	400
Salamanca Cogeneración	Celaya III	93150	230
Salamanca Cogeneración	Celaya III	93170	230
TEPIC (29)	GUADALAJARA (30)		400
Cerro Blanco	Tesistán	A3K40	400
Cerro Blanco	Tesistán	A3K50	400
Cerro Blanco	Tesistán	A3K60	400
MANZANILLO (35)	GUADALAJARA (30)		400 / 230
Manzanillo	Acatlán	A3230	400
Manzanillo	Atequiza	A3240	400
Tapeixtles	Mazamitla	A3J20	400
Colima II	Ciudad Guzmán	93540	230
GUADALAJARA (30)	AGUASCALIENTES (31)		400 / 115
Tierra Mojada	Aguascalientes Potencia	A3250	400
Ixtlahuacán	Aguascalientes Potencia	A3N20	400
Tepatitlán	Valle de Guadalupe	73420	115
AGUASCALIENTES (31)	LEÓN (32)		400 / 230
Aguascalientes Potencia	Potreriillos	A3M10	400
Aguascalientes Potencia-Potrero Solar Maniobras	Potreriillos	A3M00	400
Aguascalientes Potencia	León III/León IV	93330	230
Aguascalientes Potencia	León III	93960	230
LEÓN (32)	SALAMANCA (34)		400 / 230 / 115
Potreriillos	Las Fresas	A3L30	400
Potreriillos	Las Fresas	A3L40	400
León I	Irapuato II	93420	230
Silao Potencia	Irapuato II	93G50	230
Maniobras GM	Irapuato II	93G60	230
Nucor (antes Silao Industrial)- Guanajuato Sur-Guanajuato	Trejo-Irapuato I/Castro del Río-Irapuato I/Yymnsa-Maniobras Getrag	Equivalente	115
SAN LUIS DE LA PAZ (37)	QUERÉTARO (38)		230 / 115



ANEXO 5.1 ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021

REGIÓN CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		NO. DE CIRCUITO	TENSIÓN (KV)
Las Delicias	Querétaro I	93100	230
Las Delicias	Querétaro Potencia	93300	230
Las Delicias	Santa Fe	93250	230
Los Nogales	La Fragua	73970	115
Dolores Hidalgo	San Miguel de Allende	73470	115
04-NOROESTE			
NACUZARI (3)	NUEVO CASAS GRANDES (11)		400 ^V
Nacozari	Nuevo Casas Grandes	93930	400 ^V
Nacozari	Nuevo Casas Grandes	93940	400 ^V
HERMOSILLO (4)	GUAYMAS (5)		400 / 230 / 115
Hermosillo IV	Guaymas Cereso	93350	230
Hermosillo V	Planta Guaymas II	93410	230
Hermosillo V	Planta Guaymas II	93430	230
Subestación Punto P	Guaymas Cereso	73440	115
Hermosillo V	Fátima	73430	115
Esperanza	Planta Guaymas II	73410	115
Seri	Empalme CC	A3N80	400
Seri	Empalme CC	A3N90	400
OBREGÓN (6)	LOS MOCHIS (7)		400 / 230
Pueblo Nuevo	Los Mochis II	93630	230
El Mayo	Los Mochis II	93610	230
Bácum	Choacahui	A3N00	400
Bácum	Choacahui	A3O30	400
LOS MOCHIS (7)	CULIACÁN (8)		400 / 230 / 115
Los Mochis Industrial	Ruiz Cortines	73280	115
Los Mochis Industrial	Juan José Rios	73790	115
Los Mochis Dos	Guamúchil Dos	93640	230
Los Mochis Dos	Guamúchil Dos	93620	230
Choacahui	La Higuera/Culiacán Poniente	A3N40	400
Choacahui	Culiacán Poniente	A3N30	400
CULIACÁN (8)	MAZATLÁN (9)		400 / 230
Culiacán Potencia	El Habal	93810	230
Culiacán Potencia	El Habal	93850	230
La Higuera	Mazatlán II	A3N10	400
La Higuera	Mazatlán II	A3N20	400
MAZATLÁN (9)	TEPIC (29)		400
Mazatlán II	Tepic	A3600	400
Mazatlán II	Tepic	A3J00	400
SEIS DE ABRIL (1)	CANANEA (2)		230 / 115
Industrial Caborca	Santa Ana	93180	230
Maniobras AT Solar	Santa Ana	93040	230
Maniobras AT Solar	Santa Ana	93060	230
Altar	Santa Ana	73140/73A00	115
CANANEA (2)	NACUZARI (3)		230
Buenavista	Nacozari	93230	230
Buenavista	El Fresnal	93280	230
Subestación Cananea	El Fresnal	93270	230



ANEXO 5.1 ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021

REGIÓN CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		NO. DE CIRCUITO	TENSIÓN (KV)
SEIS DE ABRIL (1)	HERMOSILLO (4)		230
Maniobras Orejana	Hermosillo Aeropuerto	93950	230
CANANEA (2)	HERMOSILLO (4)		230 / 115
Santa Ana/Don Diego	Hermosillo Tres	93110	230
Santa Ana/El Llano	Porcelanite/Oasis	73190	115
NACOZARI (3)	HERMOSILLO (4)		400 ^V / 230
Nacozari	Hermosillo III	93210	230
Nacozari/Castillo	Hermosillo V	93D70	400 ^V
Nacozari/Castillo	Hermosillo V	93D90	400 ^V
GUAYMAS (5)	OBREGÓN (6)		400 / 230 / 115
Empalme CC	Bácum	A3N60	400
Empalme CC	Bácum	A3N70	400
Empalme CC	Ciudad Obregón Tres	93F00	230
Empalme CC	Bácum	93F20	230
Maniobras Bluemex	Bácum	73450	115
05-NORTE			
JUÁREZ (10)	MOCTEZUMA (12)		230
Samalayuca	Moctezuma	93450	230
Samalayuca	Moctezuma	93460	230
Samalayuca	Moctezuma	93440	230
Cereso	Moctezuma		400 ^V
MOCTEZUMA (12)	CHIHUAHUA (14)		400 ^V / 230
Moctezuma	Chihuahua Norte	93240/93550	230
Moctezuma	Chihuahua Norte	93230	230
Moctezuma	El Encino	93420	400 ^V
Moctezuma	El Encino		400
CAMARGO (15)	LAGUNA (17)		230
Camargo II-Man. NP La Lucha	Gómez Palacio	93080	230
Camargo II-Man. NP La Lucha	Gómez Palacio	93040	230
LAGUNA (17)	DURANGO (16)		400 / 230
Torreón Sur	Jerónimo Ortiz	A3A20	400
Lerdo	La Trinidad	93090	230
DURANGO (16)	AGUASCALIENTES (31)		230
Jerónimo Ortiz	Fresnillo Potencia	93600	230
DURANGO (16)	MAZATLÁN (9)		400 / 230
Durango II	Mazatlán	93820	230
Jerónimo Ortiz	Mazatlán	A3A30	400
LAGUNA (17)	SALTILLO (23)		400 / 230
Andalucía	Maniobras Eólico Coahuila/Saltillo	93050/93200	230
Torreón Sur	Ramos Arizpe Potencia	A3A40/A3700	400
RÍO ESCONDIDO (18)	CHIHUAHUA (14)		400
Río Escondido	El Encino	A3000/A3A100	400
NUEVO CASAS GRANDES (11)	MOCTEZUMA (12)		400 ^V / 230 / 115
Maniobras Santa María	Moctezuma	93250	230
Nuevo Casas Grandes	Moctezuma	93910	400 ^V
Nuevo Casas Grandes	Moctezuma	93920	400 ^V
Galeana	Benito Juárez	73720	115



ANEXO 5.1 ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021

REGIÓN CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		NO. DE CIRCUITO	TENSIÓN (KV)
San Buenaventura	Benito Juárez	73660	115
CHIHUAHUA (14)	CUAUHTÉMOC (13)		230 / 115
El Encino	Cuauhtémoc II	93340	230
El Encino	Cuauhtémoc II	93350	230
Encino II	Cuauhtémoc II	93860	230
División del Norte	Cuauhtémoc	73250	115
General Trías	Man. Santa Rosa	73770/73350	115
CHIHUAHUA (14)	CAMARGO (15)		230
Avalos	Francisco Villa	93110	230
Encino II	Francisco Villa	93210	230
Encino II	Francisco Villa	93260	230
06-NORESTE			
RÍO ESCONDIDO (18)	NUEVO LAREDO (19)		400 / 230
Carbón II	Arroyo del Coyote	A3H30	400
Río Escondido	Arroyo del Coyote	93530	230
Río Escondido	Ciudad Industrial	93520	230
REYNOSA (20)	NUEVO LAREDO (19)		138
Reynosa	Falcón	83630	138
Reynosa	Falcón	83070/83030	138
MATAMOROS (21)	REYNOSA (20)		400 / 230 / 138
CC Anáhuac	Aeropuerto	A3E00	400
CC Anáhuac	Guerreño	A3E70	400
CC Anáhuac	Río Bravo	93840	230
Matamoros	Río Bravo	83660	138
Matamoros	Río Bravo	83060	138
RÍO ESCONDIDO (18)	MONTERREY (22)		400 / 230
Carbón II	Lampazos	A3830	400
Carbón II	Lampazos	A3840	400
Carbón II	Frontera	A3440	400
Río Escondido	Frontera	A3430	400
Nueva Rosita	Monclova	93020	230
REYNOSA (20)	MONTERREY (22)		400 / 230
Aeropuerto-Man. Rancho del Norte	Ternium Maniobras/Man. Los Ramones	A3D80	400
Aeropuerto	Villa de García	A3G20	400
Aeropuerto	Glorias	A3G30	400
Aeropuerto	Huinalá	93810/93170/93800/ 93790	230
HUASTECA (26)	GÜÉMEZ (28)		400
Champayán	Güémez-Tres Mesas	A3170/A3120	400
Champayán	Güémez-Llera de Canales	A37E0/A3250	400
GÜÉMEZ (28)	MONTERREY (22)		400
Güémez	Lajas/Maniobras Estrellas	A3140	400
Güémez	Lajas/Maniobras Guadalupe	A3D90	400
HUASTECA (26)	POZA RICA (45)		400 / 230
Tamós	Poza Rica II	A3790	400
Tamós	Poza Rica II	A3490	400
Tampico	Pantepec	93150/93160	230



ANEXO 5.1 ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021

REGIÓN CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		NO. DE CIRCUITO	TENSIÓN (KV)
VALLES (25)	SAN LUIS POTOSÍ (33)		400
Anáhuac Potencia	El Potosí	A3400	400
Anáhuac Potencia	El Potosí	A3900	400
TAMAZUNCHALE (27)	QUERÉTARO (38)		400
Las Mesas	Querétaro Potencia Maniobras	A3L50	400
Las Mesas	Querétaro Potencia Maniobras	A3L60	400
HUASTECA (26)	VALLES (25)		400
Champayán	Anáhuac Potencia	A3F40	400
Champayán	Anáhuac Potencia	A3H00	400
Altamira	Anáhuac Potencia	A3500	400
HUASTECA (26)	TAMAZUNCHALE (27)		400
Champayán	Las Mesas	A3G80	400
Champayán	Las Mesas	A3G90	400
MONTERREY (22)	SALTILLO (23)		400 / 230
Villa de García	Ramos Arizpe Potencia	A3D60	400
Villa de García	Ramos Arizpe Potencia	A3D50	400
Villa de García	Saltillo	93040/93240	230
Villa de García	Cedros	93100/93110	230
El Fraile	Ramos Arizpe Potencia	A38D0	400
El Fraile	Ramos Arizpe Potencia	A39D0	400
SALTILLO (23)	PRIMERO DE MAYO (24)		400
Ramos Arizpe Potencia-Salero / Derramadero-Salero	Primero de Mayo	A3J50	400
Derramadero	Primero de Mayo	A3G00	400
PRIMERO DE MAYO (24)	AGUASCALIENTES (31)		400
Primero de Mayo	Cañada	A3J50	400
Primero de Mayo/Maniobras Fotovoltaico Potosí	Cañada	A3G00	400
08-PENINSULAR			
TABASCO (54)	ESCÁRCEGA (60)		400 / 230
Santa Lucía	Escárcega Potencia	93210	230
Santa Lucía	Escárcega Potencia	93220	230
Tabasco Potencia	Escárcega Potencia	A3Q00	400
Tabasco Potencia	Escárcega Potencia	A3Q10	400
ESCÁRCEGA (60)	LERMA (61)		230 / 115
Escárcega Potencia	Lerma	93010	230
Escárcega Potencia	Champotón	73120	115
Escárcega Potencia/Sabancuy	Champotón	73130	115
ESCÁRCEGA (60)	MÉRIDA (62)		400
Escárcega Potencia	Ticul Potencia	A3Q20	400
Escárcega Potencia	Ticul Potencia	A3Q30	400
ESCÁRCEGA (60)	CHETUMAL (69)		230 / 230 ^{2/}
Escárcega Potencia	Xul-Ha	93100	230
Escárcega Potencia	Xul-Ha	73A40/73A80	230 ^{2/}
LERMA (61)	MÉRIDA (62)		230 / 115
Lerma	Ticul Potencia	93020	230
Lerma/Hecelchakán	Ticul Potencia	73A50/73070	115
Lerma	Mérida II	73010	115



ANEXO 5.1 ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021

REGIÓN CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		NO. DE CIRCUITO	TENSIÓN (KV)
Ah-Kim-Pech	Maxcanú	73030	115
MÉRIDA (62)	VALLADOLID (64)		230 / 115
Kanasín Potencia	Valladolid	93080	230
Kopté	Temax II	73950	115
Izamal	Dzitas	73T30	115
MÉRIDA (62)	CHETUMAL (69)		230 / 115
Ticul Potencia	Lázaro Cárdenas	73M20/73210/73220 /73230	115
Ticul Potencia	Xul-Ha	93090	230
MÉRIDA (62)	DZITNUP (63)		400
Ticul Potencia	Dzitnup	A3Q40	400
Ticul Potencia	Dzitnup	A3Q50	400
VALLADOLID (64)	CANCÚN (65)		230 / 115
Valladolid	Nizuc	73T40/73480	115
Tizimín	Canek	73T50/73460	115
Valladolid	Balam	93050	230
Valladolid	Nizuc	93070	230
VALLADOLID (64)	PLAYA DEL CARMEN (67)		115
Valladolid	Tulum	73830	115
DZITNUP (63)	PLAYA DEL CARMEN (67)		400
Dzitnup	Riviera Maya/Kantenáh	A3Q70	400
PLAYA DEL CARMEN (67)	CANCÚN (65)		230 / 115
Riviera Maya	Nizuc	93040	230
Riviera Maya	Nizuc	93170	230
Riviera Maya	Nizuc	73R40/73ET0/73ET 0	115
Riviera Maya	Nizuc	73930/73780	115
DZITNUP (63)	PUNTO DE INFLEXIÓN (66)		400
Dzitnup	P.I. Leona Vicario	A3Q60	400
PLAYA DEL CARMEN (67)	PUNTO DE INFLEXIÓN (66)		400
Riviera Maya	P.I. Leona Vicario	A3Q60	400
PLAYA DEL CARMEN (67)	COZUMEL (68)		34.5
Playa del Carmen	Chankanaab II	53170	34.5
Playa del Carmen	Chankanaab II	53180	34.5
07-BAJA CALIFORNIA			
TIJUANA (71)	MEXICALI (73)		230
La Herradura	Rumorosa	93150	230
La Herradura	La Rosita	93280	230
TIJUANA (71)	ENSENADA (72)		230 / 115 / 69
Presidente Juárez	Ciprés	73350/73310/73260	115
Presidente Juárez	Lomas	73340/73330/73320 /73290	115
La Herradura	Valle de Guadalupe	63170	69
Presidente Juárez	Lomas	93140	230
Presidente Juárez	La Jovita	93460	230
WECC (EUA)	TIJUANA (71)		230
Otay	Tijuana I	93040	230
Imperial Valley	La Rosita	93050	230



ANEXO 5.1 ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021

REGIÓN CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		NO. DE CIRCUITO	TENSIÓN (KV)
MEXICALI (73)	SAN LUIS RÍO COLORADO (74)		230 / 161
González Ortega	Ruiz Cortines	83150	161
Cerro Prieto I	Ruiz Cortines	83170	161
Cerro Prieto II	Chapultepec	93470	230
Cerro Prieto II	San Luis Rey/Chapultepec	93310	230
07-BAJA CALIFORNIA SUR			
INSURGENTES (75)	VILLA CONSTITUCIÓN (76)		115
Insurgentes	Villa Constitución	73210	115
Insurgentes	Villa Constitución	73190	115
PUERTO SAN CARLOS (77)	VILLA CONSTITUCIÓN (76)		115
Puerto San Carlos	Villa Constitución	73270	115
Puerto San Carlos	Villa Constitución	73260	115
VILLA CONSTITUCIÓN (76)	LAS PILAS (78)		115
Villa Constitución	Las Pilas	73460	115
Villa Constitución	Las Pilas	73350	115
LAS PILAS (78)	OLAS ALTAS (79)		115
Las Pilas	Olas Altas	73420	115
LAS PILAS (78)	LA PAZ (80)		115
Las Pilas	La Paz	73170	115
OLAS ALTAS (79)	LA PAZ (80)		115
Olas Altas	La Paz	73170	115
LA PAZ (80)	PUNTA PRIETA II (81)		115
Palmira	Punta Prieta II	73160	115
La Paz	Punta Prieta II	73150	115
OLAS ALTAS (79)	PUNTA PRIETA II (81)		115
Olas Altas	Punta Prieta II	73360	115
Olas Altas	Punta Prieta II	73180	115
OLAS ALTAS (79)	COROMUEL (82)		230
Olas Altas	Coromuel	93120	230
Olas Altas	Coromuel	93110	230
PUNTA PRIETA II (81)	EL TRIUNFO (83)		115
Punta Prieta II	El Triunfo	73230	115
Punta Prieta II	El Triunfo	73320	115
EL TRIUNFO (83)	SANTIAGO (84)		115
El Triunfo	Santiago	73130	115
SANTIAGO (84)	SAN JOSÉ DEL CABO (85)		115
Santiago	San Jose del cabo	73140	115
OLAS ALTAS (79)	EL PALMAR (86)		230
Olas Altas	El Palmar	93140	230
Olas Altas	El Palmar	93130	230
EL PALMAR (86)	CENTRAL LOS CABOS (87)		230
El Palmar	Central Los Cabos	93160	230
El Palmar	Central Los Cabos	93150	230
EL PALMAR (86)	SAN JOSÉ DEL CABO (85)		115
El Palmar	Cabo Real	73280	115
El Palmar	San José del Cabo	73440	115
EL PALMAR (86)	CABO SAN LUCAS DOS (88)		115



ANEXO 5.1 ENLACES ENTRE REGIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021

REGIÓN CONTROL/ENLACE/SUBESTACIÓN		NO. DE CIRCUITO	TENSIÓN (KV)
El Palmar	Cabo San Lucas Dos	73430	115
El Palmar	Cabo del Sol	73450	115
CENTRAL LOS CABOS (87)	CABO SAN LUCAS DOS (88)		115
Los Cabos	Cabo Falso	73340	115
Los Cabos	Cabo San Lucas Dos	73330	115

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

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

FUENTE: SENER con información de CENACE y la CFE

ANEXO 5.2. CAPACIDAD INSTALADA (MW) DE LA CFE Y DEL RESTO DE LOS PERMISIONARIOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021^{1/}

Tecnología	CFE ^{5/}	CFE-PIE ^{5/}	PRIVADO ^{6/}	PEMEX	TOTAL ^{1/}
Hidroeléctrica	12,125		489		12,614
Geotermoeléctrica	951		25		976
Eoloeléctrica	86	613	6,279		6,977
Fotovoltaica	6		5,949		5,955
Bioenergía ^{2/}			378		378
Suma Limpia renovable	13,168	613	13,119	0	26,899
Nucleoeléctrica	1,608				1,608
Cogeneración Eficiente ^{7/}			1,937	367	2,305
Suma Limpia no renovable	1,608	0	1,937	367	3,913
Capacidad total de Limpia	14,776	613	15,056	367	30,812
Porcentaje	33.44	3.85	59.86	39.90	35.76
Ciclo combinado	10,342	15,285	8,013		33,640
Térmica convencional ^{3/}	10,448		923	422	11,793
Turbogás ^{4/}	2,797		815	131	3,744
Combustión interna	355		346		701
Carboeléctrica	5,463				5,463
TOTAL	44,181	15,898	25,153	921	86,153

^{1/} Capacidad instalada de la CFE y del resto de los permisionarios, al 31 de diciembre de 2021.

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

^{3/} incluye Lecho Fluidizado

^{4/} incluye plantas móviles

^{5/} Con información de la SCER y SNNR de CFE al mes de junio 2020

^{6/} Incluye: Autoabastecimiento, Pequeña Producción, Cogeneración, Usos Propios Continuos, Exportación y Excedentes PIE

^{7/} Con base a la información del 21-ene-2021, se modificaron las centrales eléctricas de cogeneración que tienen Certificado de Energía Limpia a cogeneración eficiente CEL.

FUENTE: CRE <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html>

FUENTE: SENER con información de CENACE y la CFE



ANEXO 5.2A CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LA CFE AL 31 DE DICIEMBRE 2021^{1/}

Estado	Carboeléctrica	Ciclo combinado	Combustión Interna	Eólica	FV-Solar	Geo térmica	Hidro-eléctrica	Núcleo-eléctrica	Termo-eléctrica convencional	Turbogás ^{2/}	TOTAL
Baja California		743			5	570			320	459	2,097
Baja California Sur			343		1	10			113	470	937
Campeche									113	33	146
Chiapas							4,828				4,828
Chihuahua		1,141					28		616	77	1,862
Ciudad de México										266	266
Coahuila de Zaragoza	2,685						66			48	2,799
Colima		1,454							1,300		2,754
Durango		240							320	84	644
Estado de México		549					65		450	306	1,370
Guanajuato									550	393	943
Guerrero	2,778						638				3,416
Hidalgo		567					292		1,606		2,464
Jalisco							1,126				1,126
Michoacán de Ocampo						275	1,704				1,979
Morelos		656									656
Nayarit							1,712				1,712
Nuevo León		849								236	1,085
Oaxaca				84			356				441
Puebla		382				96	224				702
Querétaro		591									591
Quintana Roo			3	2						284	288
San Luis Potosí							20		700		720
Sinaloa							777		936	30	1,743
Sonora		2,281					164		632	42	3,119
Tamaulipas		211					32		800		1,043
Veracruz de Ignacio de la Llave		458	8				93	1,608	1,750	39	3,956
Yucatán		220							243	30	493
TOTAL	5,463	10,342	355	86	6	951	12,125	1,608	10,448	2,797	44,181

^{1/} Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2021

^{2/} incluye la capacidad instalada de la Central Eléctrica Cogeneración Salamanca, cuya tecnología es Turbogás/Cogeneración, y unidades móviles

FUENTE: SENER con información de CENACE y CFE (DCPE y SNNR)



ANEXO 5.2B CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PIE AL 31 DE DICIEMBRE 2021^{1/}

Estado	Ciclo combinado	Eólica	TOTAL
Baja California	783		783
Campeche	252		252
Chihuahua	1,599		1,599
Coahuila de Zaragoza	248		248
Durango	948		948
Guanajuato	495		495
Nuevo León	1,306		1,306
Oaxaca		613	613
San Luis Potosí	1,135		1,135
Sinaloa	887		887
Sonora	508		508
Tamaulipas	4,142		4,142
Veracruz de Ignacio de la Llave	1,973		1,973
Yucatán	1,009		1,009
TOTAL	15,285	613	15,898

^{1/} Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2021

FUENTE: Con información de la DCPE y SNNR de CFE al mes de junio de 2020,

ANEXO 5.2C CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE PEMEX AL 31 DE DICIEMBRE 2021^{1/}

Estado	Cogeneración Eficiente ^{2/}	Termoeléctrica Convencional	Turbogás	TOTAL
Chiapas			18	18
Guanajuato		30		30
Hidalgo		134		134
Nuevo León		40		40
Oaxaca		15		15
Puebla		54		54
Tabasco	367		56	423
Tamaulipas		46	20	66
Veracruz de Ignacio de la Llave		103	38	141
TOTAL	367	422	131	921

^{1/} Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2021.

^{2/} Turbogás con un sistema de cogeneración eficiente

FUENTE: SENER con información de CENACE, CRE y CFE (DCPE y SNNR)



ANEXO 5.2D CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA TÉRMICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS PRIVADOS AL 31 DE DICIEMBRE 2021^{1/}

Estado	Ciclo Combinado	Combustión Interna	Termoeléctrica convencional ^{2/}	Turbogás	TOTAL
Baja California	295	2			296
Campeche	10				10
Chihuahua	33	126	25		183
Ciudad de México		15			15
Coahuila de Zaragoza	56	31	266	7	361
Durango	166	3			168
Estado de México	850	12	3	105	970
Guanajuato	371	6		5	383
Jalisco	875	12	5	13	904
Michoacán de Ocampo			4	8	12
Morelos				5	5
Nuevo León	3,043	43		624	3,710
Puebla		2			2
Querétaro		23	12	4	39
San Luis Potosí	104	28	560		692
Sinaloa	30	3			33
Sonora	620	6	12		638
Tabasco				13	13
Tamaulipas	580	23	37	11	650
Tlaxcala	5			4	9
Veracruz de Ignacio de la Llave	435	10	2	16	462
Yucatán		1			1
Texas, EE. UU.	540				540
TOTAL	8,013	346	923	815	10,097

^{1/} Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2021

^{2/} incluye Lecho Fluidizado

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE

ANEXO 5.2E CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA EOLOELÉCTRICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS PRIVADOS AL 31 DE DICIEMBRE 2021^{1/}

Estado	Eoloeléctrica	TOTAL
Baja California	40	40
Chiapas	49	49
Coahuila de Zaragoza	400	400
Jalisco	184	184
Nuevo León	793	793
Oaxaca	2,062	2,062
Puebla	286	286
San Luis Potosí	405	405
Sonora	4	4
Tamaulipas	1,722	1,722
Yucatán	244	244
Zacatecas	90	90
TOTAL	6,279	6,279

^{1/} Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2021

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE



ANEXO 5.2F CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS PRIVADOS AL 31 DE DICIEMBRE 2021^{1/}

Estado	Fotovoltaica	TOTAL
Aguascalientes	906	906
Baja California	46	46
Baja California Sur	78	78
Chihuahua	746	746
Ciudad de México	2	2
Coahuila de Zaragoza	842	842
Durango	294	294
Estado de México	19	19
Guanajuato	292	292
Hidalgo	101	101
Jalisco	377	377
Morelos	70	70
Nuevo León	30	30
Puebla	200	200
Querétaro	1	1
San Luis Potosí	205	205
Sonora	1,204	1,204
Tlaxcala	220	220
Veracruz de Ignacio de la Llave	100	100
Yucatán	50	50
Zacatecas	165	165
TOTAL	5,949	5,949

^{1/}Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2021
FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE



ANEXO 5.2G CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS PRIVADOS AL 31 DE DICIEMBRE 2021^{1/}

Estado	Bioenergía ^{2/}	Cogeneración Eficiente ^{3/}	Geotermoeléctrica	Hidroeléctrica	TOTAL
Aguascalientes	3	4			7
Baja California		15			15
Chiapas	12				12
Chihuahua	6	8			14
Ciudad de México		11			11
Coahuila de Zaragoza	3	77			80
Durango	2	16		9	26
Estado de México	2	30		9	41
Guanajuato	3	2			5
Guerrero				30	30
Hidalgo	1	50			51
Jalisco	25	4		47	76
Michoacán de Ocampo				75	75
Morelos	1				1
Nayarit	4		25	29	58
Nuevo León	17	326			343
Oaxaca	50				50
Puebla	1	34		235	270
Querétaro	4	97			101
San Luis Potosí	49	6			55
Sonora		17			17
Tabasco	4	254			258
Tamaulipas		474			474
Tlaxcala		60			60
Veracruz de Ignacio de la Llave	192	439		55	685
Yucatán		13			13
TOTAL	378	1,937	25	489	2,829

^{1/} Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2021

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

^{3/} incluye tecnologías como Ciclo combinado, combustión interna, Termoeléctrica convencional y Turbogás

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE



ANEXO 5.2H CAPACIDAD INSTALADA POR MODALIDAD Y ESTADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW), AL 31 DE DICIEMBRE 2021^{1/}

Entidad Federativa	Auto abastecimiento	Cogeneración	Generación ^{2/}	Generación CFE	Pequeña Producción	Producción Independiente	Usos Propios Continuos	TOTAL
Aguascalientes	4	4	906					914
Baja California	123	15	259	2,097		783		3,277
Baja California Sur			23	937	55			1,015
Campeche			10	146		252		408
Chiapas	49	30		4,828				4,907
Chihuahua	284		659	1,862		1,599		4,404
Ciudad de México	2	6	21	266				294
Coahuila de Zaragoza	439	69	1,174	2,799		248		4,729
Colima				2,754				2,754
Durango	100	18	371	644		948		2,080
Estado de México	27	31	971	1,370				2,399
Guanajuato	233	2	475	943		495		2,147
Guerrero	30			3,416				3,446
Hidalgo	1	48	237	2,464				2,751
Jalisco	228	33	1,266	1,126	14			2,667
Michoacán de Ocampo	12	4	71	1,979				2,066
Morelos		6	70	656				732
Nayarit	54	4		1,712				1,770
Nuevo León	1,924	66	2,896	1,085	30	1,306		7,307
Oaxaca	2,060	15	50	441	2	613		3,181
Puebla	322	33	457	702				1,514
Querétaro	9	72	59	591				732
Quintana Roo				288				288
San Luis Potosí	1,106	17	185	720		1,135	49	3,213
Sinaloa	3		30	1,743		887		2,664
Sonora	612	17	1,234	3,119		508		5,490
Tabasco		657	33				4	694
Tamaulipas	587	719	1,607	1,043		4,142		8,097
Tlaxcala		60	229					288
Veracruz de Ignacio de la Llave	133	684	536	3,956		1,973	36	7,318
Yucatán	71	13	224	493		1,009		1,810
Zacatecas	90		150		15			255
Texas, EE. UU.			540					540
TOTAL	8,503	2,625	14,742	44,181	116	15,898	89	86,153

^{1/} Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2021

^{2/} Incluye esquemas: Exportación = 132 MW, Gen instalada en EE. UU. = 540 MW, Generación convencional y asíncrona = 8,737 MW, Generación-SLP = 4,948 MW (Eólicas y FV-Solar), y PIE-Excedentes = 385 MW

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE



ANEXO 5.2I CAPACIDAD INSTALADA POR MODALIDAD Y TIPO DE TECNOLOGÍA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW), AL 31 DE DICIEMBRE 2021^{1/}

Tecnología	Autoabastecimiento	Cogeneración	Generación ^{2/}	Generación-CFE	Pequeña Producción	Producción Independiente	Usos Propios Continuos	TOTAL
Hidroeléctrica	196		279	12,125	14			12,614
Geotermoeléctrica	25			951				976
Eoloeléctrica	4,277		1,999	86	2	613		6,977
Fotovoltaica	522		5,326	6	100			5,955
Bioenergía ^{3/}	41	194	54				89	378
Suma Limpia renovable	5,061	194	7,659	13,168	116	613	89	26,899
Nucleoeléctrica				1,608				1,608
Cogeneración Eficiente		1,915	390					2,305
Suma Limpia no renovable	0	1,915	390	1,608	0	0	0	3,913
Total Energía Limpia	5,061	2,109	8,049	14,776	116	613	89	30,812
Porcentaje	59.52	80.34	54.60	33.44	100.00	3.85	100.00	35.76
Ciclo combinado	2,663	152	5,198	10,342		15,285		33,640
Térmica convencional ^{4/}	600	176	569	10,448				11,793
Turbogás ^{5/}	31	147	768	2,797				3,744
Combustión interna	148	41	157	355				701
Carboeléctrica				5,463				5,463
TOTAL	8,503	2,625	14,742	44,181	116	15,898	89	86,153

^{1/} Centrales Eléctricas en operación al cierre de 2021

^{2/} Incluye esquemas: Exportación = 132 MW, Gen instalada en EE. UU. = 540 MW, Generación convencional y asíncrona = 8,737 MW, Generación-SLP = 4,948 MW (Eólicas y FV-Solar), y PIE-Excedentes = 385 MW

^{3/} 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

^{4/} Incluye Lecho Fluidizado

^{5/} Incluye plantas móviles

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE



ANEXO 5.3 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA (MW) DE LA CFE Y DEL RESTO DE LOS PERMISIONARIOS 2017 – 2021^{1/}

Tecnología	2017 ^{2/}	2018	2019	2020	2021 ^{3/}
Hidroeléctrica	12,612	12,612	12,612	12,612	12,614
Geotermoeléctrica	899	899	899	951	976
Eoloeléctrica	3,898	4,866	6,050	6,504	6,977
Fotovoltaica	171	1,878	3,646	5,149	5,955
Bioenergía ^{4/}	374	375	375	378	378
Suma Limpia renovable	17,954	20,629	23,582	25,594	26,899
Nucleoeléctrica	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608
Cogeneración Eficiente ^{5/}	1,322	1,709	1,710	2,305	2,305
Suma Limpia no renovable	2,930	3,317	3,318	3,913	3,913
Total Limpia	20,883	23,946	26,900	29,506	30,812
Porcentaje	30.69	32.82	34.29	35.50	35.76
Ciclo combinado	25,340	27,393	30,402	31,948	33,640
Térmica convencional ^{6/}	12,665	12,315	11,831	11,809	11,793
Turbogás ^{7/}	2,960	2,960	2,960	3,545	3,744
Combustión interna	739	880	891	850	701
Carboeléctrica	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463
TOTAL	68,050	72,958	78,447	83,121	86,153

^{1/} Evolución de capacidad instalada de la CFE y del resto de los permisionarios, 01 de enero 2017 al 31 de diciembre 2021.

^{2/} No se considera la capacidad instalada de los Frenos Regenerativos, Generación Distribuida (GD), y Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO).

^{3/} Capacidad instalada de la CFE y del resto de los permisionarios, al 31 de diciembre de 2021.

^{4/} 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.

^{5/} Con base a la información del 21-ene-2021, se modificaron las centrales eléctricas de cogeneración que tienen Certificado de Energía Limpia a cogeneración eficiente CEL.

^{6/} Incluye Lecho Fluidizado

^{7/} Incluye plantas móviles

FUENTE: CFE, CRE <https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx//Resoluciones/index.html>

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE (DCPE y SNNR) y CRE



ANEXO 5.3A CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LA CFE 2017

Estado	Carbo eléctrica	Ciclo combinado	Combustión interna	Eólica	FV-Solar	Geo térmica	Hidroeléctrica	Nucleoeléctrica	Termoeléctrica convencional	Turbogás ^v	TOTAL
Baja California		743			5	570			320	434	2,072
Baja California Sur			352		1	10			113	315	790
Campeche									113	33	146
Chiapas							4,828				4,828
Chihuahua		1,141					28		616	96	1,881
Ciudad de México										266	266
Coahuila de Zaragoza	2,685						66			48	2,799
Colima		1,454							1,300		2,754
Durango		240							320	84	644
Estado de México		549					65		450	306	1,370
Guanajuato									550	393	943
Guerrero	2,778						638				3,416
Hidalgo		283					292		1,606		2,181
Jalisco							1,126				1,126
Michoacán de Ocampo						225	1,704				1,929
Nayarit							1,712				1,712
Nuevo León		849								236	1,085
Oaxaca				84			356				441
Puebla		382				69	224				675
Querétaro		591									591
Quintana Roo			7	2						284	293
San Luis Potosí							20		700		720
Sinaloa							777		936	30	1,743
Sonora		659					164		1,116	42	1,981
Tamaulipas		211					32		800		1,043
Veracruz de Ignacio de la Llave		458					93	1,608	2,100	20	4,279
Yucatán		220							243	49	512
TOTAL	5,463	7,780	359	86	6	874	12,125	1,608	11,282	2,637	42,220

^v Incluye la capacidad instalada de la Central Eléctrica Cogeneración Salamanca, cuya tecnología es Turbogás/Cogeneración, y unidades móviles

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE (DCPE y SNNR) y CRE



ANEXO 5.3B CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PIE 2017

Estado	Ciclo combinado	Eólica	TOTAL
Baja California	803		803
Campeche	262		262
Chihuahua	704		704
Coahuila de Zaragoza	248		248
Durango	964		964
Guanajuato	515		515
Nuevo León	546		546
Oaxaca		613	613
San Luis Potosí	1,135		1,135
Sonora	538		538
Tamaulipas	4,232		4,232
Veracruz de Ignacio de la Llave	2,052		2,052
Yucatán	1,009		1,009
TOTAL	13,007	613	13,620

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE (DCPE y SNNR) y CRE

ANEXO 5.3C CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE PEMEX 2017

Estado	Cogeneración Eficiente ^{1/}	Termoeléctrica Convencional	Turbogás	TOTAL
Chiapas			18	18
Guanajuato		30		30
Hidalgo		134		134
Nuevo León		40		40
Oaxaca		15		15
Puebla		54		54
Tabasco	367		56	423
Tamaulipas		46	20	66
Veracruz de Ignacio de la Llave		103	38	141
TOTAL	367	422	131	921

^{1/} Turbogás con un sistema de cogeneración eficiente

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE (DCPE y SNNR) y CRE



ANEXO 5.3D CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA TÉRMICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS PRIVADOS 2017

Estado	Ciclo combinado	Combustión Interna	Termoeléctrica convencional ^{1/}	Turbogás	TOTAL
Baja California	275	2			277
Chihuahua	21	23	25		68
Ciudad de México		11			11
Coahuila de Zaragoza	56	26	304	7	394
Durango	120	3			123
Estado de México		9	3	99	110
Guanajuato	351	2		5	358
Hidalgo		2			2
Jalisco		12	5	13	30
Michoacán de Ocampo			4	8	12
Morelos				5	5
Nuevo León	1,892	174		21	2,087
Puebla		5			5
Querétaro	21	25	12	4	63
San Luis Potosí	104	34	560		698
Sinaloa		3			3
Sonora	563	7	12		582
Tamaulipas	338	23	37	11	408
Tlaxcala	65			4	68
Veracruz de Ignacio de la Llave	206	18	2	16	241
Yucatán		1			1
Texas, EE. UU.	540				540
TOTAL	4,553	380	961	192	6,086

^{1/} Incluye Lecho Fluidizado

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE

ANEXO 5.3E CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA EOLOELÉCTRICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS PRIVADOS 2017

Estado	Eoloeléctrica	TOTAL
Baja California	10	10
Chiapas	29	29
Coahuila de Zaragoza	200	200
Jalisco	184	184
Nuevo León	274	274
Oaxaca	1,651	1,651
Puebla	66	66
San Luis Potosí	300	300
Sonora	4	4
Tamaulipas	302	302
Yucatán	90	90
Zacatecas	90	90
TOTAL	3,199	3,199

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE



ANEXO 5.3F CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS PRIVADOS 2017

Estado	Fotovoltaica	TOTAL
Aguascalientes	1	1
Baja California	1	1
Baja California Sur	30	30
Chihuahua	43	43
Coahuila de Zaragoza	20	20
Durango	46	46
Estado de México	19	19
Guanajuato	1	1
Querétaro	1	1
Sonora	3	3
TOTAL	165	165

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE

ANEXO 5.3G CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS PRIVADOS 2017

Estado	Bioenergía ^{1/}	Cogeneración Eficiente ^{2/}	Geo termoeléctrica	Hidro eléctrica	TOTAL
Aguascalientes	3				3
Baja California		15			15
Chiapas	12				12
Chihuahua	6				6
Ciudad de México		5			5
Coahuila de Zaragoza	3	55			58
Durango	2	16		9	26
Estado de México	2	29		7	37
Guanajuato		2			2
Guerrero				30	30
Hidalgo		48			48
Jalisco	25	4		47	76
Michoacán de Ocampo				75	75
Morelos	1				1
Nayarit	4		25	29	58
Nuevo León	17	41			58
Oaxaca	50				50
Puebla	1	31		235	267
Querétaro	4	20			23
San Luis Potosí	49				49
Sonora		29			29
Tabasco	4				4
Tamaulipas		215			215
Veracruz de Ignacio de la Llave	192	431		55	677
Yucatán		13			13
TOTAL	374	954	25	486	1,840

^{1/} Incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licos negro como combustibles, de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.

^{2/} Incluye tecnologías como Ciclo combinado, combustión interna y Turbogás

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE



ANEXO 5.3H CAPACIDAD INSTALADA POR MODALIDAD Y ESTADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW) 2017

Entidad Federativa	Auto abastecimiento	Cogeneración	Generación ^v	Generación -CFE	Pequeña Producción	Producción Independiente	Usos Propios Continuos	TOTAL
Aguascalientes	4							4
Baja California	93	15	215	2,072		783		3,178
Baja California Sur				790	30			820
Campeche			10	146		252		408
Chiapas	29	30		4,828				4,887
Chihuahua	80	8	41	1,881		692		2,703
Ciudad de México	2	5	9	266				282
Coahuila de Zaragoza	239	85	348	2,799		248		3,719
Colima				2,754				2,754
Durango	54	18	138	644		948		1,802
Estado de México	27	31	109	1,370				1,537
Guanajuato	358	33	20	943		495		1,849
Guerrero	30			3,416				3,446
Hidalgo		182	2	2,181				2,365
Jalisco	229	34	12	1,126	14			1,415
Michoacán de Ocampo	12	4	71	1,929				2,016
Morelos		6						6
Nayarit	54	4		1,712				1,770
Nuevo León	1,924	105	526	1,085		449		4,089
Oaxaca	1,649	15	50	441	2	613		2,770
Puebla	102	33	257	675				1,067
Querétaro	35	19	34	591				678
Quintana Roo				293				293
San Luis Potosí	971	17	10	720		1,135	49	2,903
Sinaloa	3			1,743				1,746
Sonora	454	29	165	2,331		508		3,486
Tabasco		423					4	427
Tamaulipas	469	308	304	1,043		4,142		6,266
Tlaxcala	4	65						68
Veracruz de Ignacio de la Llave	133	883	87	3,929		1,973	36	7,041
Yucatán	1	13	90	512		1,009		1,625
Zacatecas	90							90
Texas, EE.UU.			540					540
TOTAL	7,044	2,366	3,038	42,220	46	13,247	89	68,050

^v Incluye esquemas: Exportación = 132 MW, Generación convencional y asíncrona = 2,443 MW, Generación-SLP = 90 MW (Eólicas y FV-Solar), y PIE-Excedentes = 373 MW

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE



ANEXO 5.3I CAPACIDAD INSTALADA POR MODALIDAD Y TIPO DE TECNOLOGÍA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW) 2017

Tecnología	Auto abastecimiento	Cogeneración	Generación ^{1/}	Generación-CFE	Pequeña Producción	Producción Independiente	Usos Propios Continuos	TOTAL
Hidroeléctrica	196		276	12,125	14			12,612
Geotermoeléctrica	25			874				899
Eoloeléctrica	3,103		94	86	2	613		3,898
Fotovoltaica	59		76	6	30			171
Bioenergía ^{2/}	37	194	54				89	374
Suma Limpia renovable	3,420	194	501	13,091	46	613	89	17,953
Nucleoeléctrica				1,608				1,608
Cogeneración Eficiente		1,302	20					1,322
Suma Limpia no renovable	0	1,302	20	1,608	0	0	0	2,930
Total Energía Limpia	3,420	1,496	520	14,699	46	613	89	20,883
Porcentaje	48.54	63.24	17.13	34.81	100.00	4.63	100.00	30.69
Ciclo combinado	2,836	240	1,849	7,780		12,634		25,340
Térmica convencional ^{3/}	600	419	364	11,282				12,665
Turbogás ^{4/}	40	161	123	2,637				2,960
Combustión interna	149	50	181	359				739
Carboeléctrica				5,463				5,463
TOTAL	7,044	2,366	3,038	42,220	46	13,247	89	68,050

^{1/} Incluye esquemas: Exportación = 132 MW, Generación convencional y asíncrona = 2,443 MW, Generación-SLP = 90 MW (Eólicas y FV-Solar), y PIE-Excedentes = 373 MW

^{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

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE



ANEXO 5.3J CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LA CFE 2018

Estado	Carbo-eléctrica	Ciclo combinado	Combustión Interna	Eólica	FV-Solar	Geo térmica	Hidro-eléctrica	Núcleo eléctrica	Termo-eléctrica convencional	Turbogás ^v	TOTAL
Baja California		743			5	570			320	434	2,072
Baja California Sur			352		1	10			113	315	790
Campeche									113	33	146
Chiapas							4,828				4,828
Chihuahua		1,141					28		616	96	1,881
Ciudad de México										266	266
Coahuila de Zaragoza	2,685						66			48	2,799
Colima		1,454							1,300		2,754
Durango		240							320	84	644
Estado de México		550					65		450	306	1,370
Guanajuato									550	393	943
Guerrero	2,778						638				3,416
Hidalgo		283					292		1,606		2,181
Jalisco							1,126				1,126
Michoacán de Ocampo						225	1,704				1,929
Nayarit							1,712				1,712
Nuevo León		849								236	1,085
Oaxaca				84			356				441
Puebla		382				69	224				675
Querétaro		591									591
Quintana Roo			7	2						284	293
San Luis Potosí							20		700		720
Sinaloa							777		936	30	1,743
Sonora		2,281					164		1,116	42	3,604
Tamaulipas		211					32		800		1,043
Veracruz de Ignacio de la Llave		458					93	1,608	1,750	20	3,929
Yucatán		220							243	49	512
TOTAL	5,463	9,403	359	86	6	874	12,125	1,608	10,932	2,637	43,493

^v Incluye la capacidad instalada de la Central Eléctrica Cogeneración Salamanca, cuya tecnología es Turbogás/Cogeneración, y unidades móviles

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE (DCPE y SNNR) y CRE



ANEXO 5.3K CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PIES 2018

Estado	Ciclo combinado	Eólica	TOTAL
Baja California	803		803
Campeche	262		262
Chihuahua	704		704
Coahuila de Zaragoza	248		248
Durango	964		964
Guanajuato	515		515
Nuevo León	546		546
Oaxaca		613	613
San Luis Potosí	1,135		1,135
Sonora	538		538
Tamaulipas	4,232		4,232
Veracruz de Ignacio de la Llave	2,052		2,052
Yucatán	1,009		1,009
TOTAL	13,007	613	13,620

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE (DCPE y SNNR) y CRE

ANEXO 5.3L CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE PEMEX 2018

Estado	Cogeneración Eficiente ^{1/}	Termoeléctrica Convencional	Turbogás	TOTAL
Chiapas			18	18
Guanajuato		30		30
Hidalgo		134		134
Nuevo León		40		40
Oaxaca		15		15
Puebla		54		54
Tabasco	367		56	423
Tamaulipas		46	20	66
Veracruz de Ignacio de la Llave		103	38	141
TOTAL	367	422	131	921

^{1/}Turbogás con un sistema de cogeneración eficiente

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE (DCPE y SNNR) y CRE



ANEXO 5.3M CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA TÉRMICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS PRIVADOS 2018

Estado	Ciclo combinado	Combustión Interna	Termoeléctrica convencional ^{1/}	Turbogás	TOTAL
Baja California	275	2			277
Chihuahua	21	134	25		179
Ciudad de México		16			16
Coahuila de Zaragoza	56	26	304	7	394
Durango	120	3			123
Estado de México		9	3	99	110
Guanajuato	351	2		5	358
Hidalgo		2			2
Jalisco		12	5	13	30
Michoacán de Ocampo			4	8	12
Morelos				5	5
Nuevo León	2,160	199		21	2,379
Puebla		5			5
Querétaro	21	25	12	4	63
San Luis Potosí	104	34	560		698
Sinaloa		3			3
Sonora	577	7	12		595
Tamaulipas	338	23	37	11	408
Tlaxcala	65			4	68
Veracruz de Ignacio de la Llave	356	18	2	16	391
Yucatán		1			1
Texas, EE. UU.	540				540
TOTAL	4,984	521	961	192	6,658

^{1/} Incluye Lecho Fluidizado

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE

ANEXO 5.3N CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA EOLOELÉCTRICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS PRIVADOS 2018

Estado	Eoloeléctrica	TOTAL
Baja California	10	10
Chiapas	49	49
Coahuila de Zaragoza	400	400
Jalisco	184	184
Nuevo León	274	274
Oaxaca	2,062	2,062
Puebla	66	66
San Luis Potosí	300	300
Sonora	4	4
Tamaulipas	485	485
Yucatán	244	244
Zacatecas	90	90
TOTAL	4,167	4,167

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE



ANEXO 5.3O CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS PRIVADOS 2018

Estado	Fotovoltaica	TOTAL
Aguascalientes	211	211
Baja California	1	1
Baja California Sur	55	55
Chihuahua	163	163
Coahuila de Zaragoza	658	658
Durango	92	92
Estado de México	19	19
Guanajuato	292	292
Jalisco	107	107
Querétaro	1	1
San Luis Potosí	170	170
Sonora	103	103
TOTAL	1,872	1,872

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE

ANEXO 5.3P CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PERMISIONARIOS PRIVADOS 2018

Estado	Bioenergía ^{1/}	Cogeneración Eficiente ^{2/}	Geotermoelectrica	Hidro eléctrica	TOTAL
Aguascalientes	3	4			7
Baja California		15			15
Chiapas	12				12
Chihuahua	6				6
Ciudad de México		5			5
Coahuila de Zaragoza	3	55			58
Durango	2	16		9	26
Estado de México	2	29		7	37
Guanajuato		2			2
Guerrero				30	30
Hidalgo	1	48			49
Jalisco	25	4		47	76
Michoacán de Ocampo				75	75
Morelos	1				1
Nayarit	4		25	29	58
Nuevo León	17	42			59
Oaxaca	50				50
Puebla	1	31		235	267
Querétaro	4	73			77
San Luis Potosí	49				49
Sonora		29			29
Tabasco	4	267			271
Tamaulipas		276			276
Veracruz de Ignacio de la Llave	192	431		55	677
Yucatán		13			13
TOTAL	375	1,341	25	486	2,228

^{1/} Incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licos negro como combustibles, de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.

^{2/} Incluye tecnologías como Ciclo combinado, combustión interna y Turbogás

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE



ANEXO 5.3Q CAPACIDAD INSTALADA POR MODALIDAD Y ESTADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW) 2018

Entidad Federativa	Autoabastecimiento	Cogeneración	Generación ^{1/}	Generación- CFE	Pequeña Producción	Producción Independiente	Usos Propios Continuos	TOTAL
Aguascalientes	4	4	210					218
Baja California	93	15	215	2,072		783		3,178
Baja California Sur				790	55			845
Campeche			10	146		252		408
Chiapas	49	30		4,828				4,907
Chihuahua	80	8	272	1,881		692		2,934
Ciudad de México	2	5	14	266				287
Coahuila de Zaragoza	439	85	986	2,799		248		4,557
Colima				2,754				2,754
Durango	70	18	168	644		948		1,848
Estado de México	27	31	109	1,370				1,537
Guanajuato	361	33	308	943		495		2,140
Guerrero	30			3,416				3,446
Hidalgo	1	182	2	2,181				2,366
Jalisco	229	34	119	1,126	14			1,522
Michoacán de Ocampo	12	4	71	1,929				2,016
Morelos		6						6
Nayarit	54	4		1,712				1,770
Nuevo León	1,924	106	819	1,085		449		4,383
Oaxaca	2,060	15	50	441	2	613		3,181
Puebla	102	33	257	675				1,067
Querétaro	35	72	34	591				732
Quintana Roo				293				293
San Luis Potosí	971	17	180	720		1,135	49	3,073
Sinaloa	3			1,743				1,746
Sonora	554	29	178	3,953		508		5,222
Tabasco		690					4	694
Tamaulipas	469	369	487	1,043		4,142		6,510
Tlaxcala	4	65						68
Veracruz de Ignacio de la Llave	133	883	237	3,579		1,973	36	6,841
Yucatán	71	13	174	512		1,009		1,779
Zacatecas	90							90
Texas, EE. UU.			540					540
TOTAL	7,865	2,753	5,440	43,492	71	13,247	89	72,958

^{1/} Incluye esquemas: Exportación = 132 MW, Generación convencional y asíncrona = 3,342 MW, Generación-SLP = 1,593 MW (Eólicas y FV-Solar), y PIE-Excedentes = 373 MW

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE



ANEXO 5.3R CAPACIDAD INSTALADA POR MODALIDAD Y TIPO DE TECNOLOGÍA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW) 2018

Tecnología	Autoabastecimiento	Cogeneración	Generación ^{1/}	Generación-CFE	Pequeña Producción	Producción Independiente	Usos Propios Continuos	TOTAL
Hidroeléctrica	196		276	12,125	14			12,612
Geotermoeléctrica	25			874				899
Eoloeléctrica	3,804		361	86	2	613		4,866
Fotovoltaica	177		1,639	6	55			1,878
Bioenergía ^{2/}	38	194	54		0		89	375
Suma Limpia renovable	4,240	194	2,331	13,091	71	613	89	20,629
Nucleoeléctrica				1,608				1,608
Cogeneración Eficiente		1,689	20					1,709
Suma Limpia no renovable	0	1,689	20	1,608	0	0	0	3,317
Total energía Limpia	4,240	1,883	2,351	14,699	71	613	89	23,946
Porcentaje	53.91	68.41	43.21	33.80	100.00	4.63	100.00	32.82
Ciclo combinado	2,836	240	2,280	9,403		12,634		27,394
Térmica convencional ^{3/}	600	419	364	10,932				12,315
Turbogás ^{4/}	40	161	123	2,637				2,960
Combustión interna	149	50	322	359				880
Carboeléctrica				5,463				5,463
TOTAL	7,865	2,753	5,440	43,492	71	13,247	89	72,958

^{1/} Incluye esquemas: Exportación = 132 MW, Generación = 3,342 MW, Generación-SLP = 1,593 MW (Eólicas y FV-Solar), y PIE-Excedentes = 373 MW

^{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

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE



ANEXO 5.3S CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LA CFE 2019

Estado	Carbo eléctrica	Ciclo combinado	Combustión Interna	Eólica	FV-Solar	Geo térmica	Hidro eléctrica	Núcleo eléctrica	Termo eléctrica convencional	Turbogás ^v	TOTAL
Baja California		743			5	570			320	434	2,072
Baja California Sur			352		1	10			113	315	790
Campeche									113	33	146
Chiapas							4,828				4,828
Chihuahua		1,141					28		616	96	1,881
Ciudad de México										266	266
Coahuila de Zaragoza	2,685						66			48	2,799
Colima		1,454							1,300		2,754
Durango		240							320	84	644
Estado de México		549					65		450	306	1,370
Guanajuato									550	393	943
Guerrero	2,778						638				3,416
Hidalgo		283					292		1,606		2,181
Jalisco							1,126				1,126
Michoacán de Ocampo						225	1,704				1,929
Nayarit							1,712				1,712
Nuevo León		849								236	1,085
Oaxaca				84			356				441
Puebla		382				69	224				675
Querétaro		591									591
Quintana Roo			7	2						284	293
San Luis Potosí							20		700		720
Sinaloa							777		936	30	1,743
Sonora		2,281					164		632	42	3,119
Tamaulipas		211					32		800		1,043
Veracruz de Ignacio de la Llave		458					93	1,608	1,750	20	3,929
Yucatán		220							243	49	512
TOTAL	5,463	9,403	359	86	6	874	12,125	1,608	10,448	2,637	43,008

^v Incluye la capacidad instalada de la Central Eléctrica Cogeneración Salamanca, cuya tecnología es Turbogás/Cogeneración, y unidades móviles

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE (DCPE y SNNR) y CRE



ANEXO 5.3T CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE LOS PIE 2019

Estado	Ciclo combinado	Eólica	TOTAL
Baja California	803		803
Campeche	262		262
Chihuahua	704		704
Coahuila de Zaragoza	248		248
Durango	964		964
Guanajuato	515		515
Nuevo León	1,415		1,415
Oaxaca		613	613
San Luis Potosí	1,135		1,135
Sinaloa	887		887
Sonora	538		538
Tamaulipas	4,232		4,232
Veracruz de Ignacio de la Llave	2,052		2,052
Yucatán	1,009		1,009
TOTAL	14,763	613	15,376

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE (DCPE y SNNR) y CRE

ANEXO 5.3U CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW) DE PEMEX 2019

Estado	Cogeneración Eficiente ^{1/}	Termoeléctrica Convencional	Turbogás	TOTAL
Chiapas			18	18
Guanajuato		30		30
Hidalgo		134		134
Nuevo León		40		40
Oaxaca		15		15
Puebla		54		54
Tabasco	367		56	423
Tamaulipas		46	20	66
Veracruz de Ignacio de la Llave		103	38	141
TOTAL	367	422	131	921

^{1/} Turbogás con un sistema de cogeneración eficiente

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE (DCPE y SNNR) y CRE



**ANEXO 5.3V. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA TÉRMICA Y ESTADO(MW)
 DE LOS PERMISIONARIOS PRIVADOS 2019**

Estado	Ciclo combinado	Combustión Interna	Termoeléctrica convencional ^{1/}	Turbogás	TOTAL
Baja California	275	2			277
Chihuahua	21	134	25		179
Ciudad de México		16			16
Coahuila de Zaragoza	56	26	304	7	394
Durango	120	3			123
Estado de México		13	3	99	114
Guanajuato	351	9		5	366
Hidalgo		2			2
Jalisco		12	5	13	30
Michoacán de Ocampo			4	8	12
Morelos				5	5
Nuevo León	3,062	199		21	3,281
Puebla		5			5
Querétaro	21	25	12	4	63
San Luis Potosí	104	34	560		698
Sinaloa		3			3
Sonora	577	7	12		595
Tamaulipas	688	23	37	11	758
Texas, EUA	540				540
Tlaxcala	65			4	68
Veracruz de Ignacio de la Llave	356	18	2	16	391
Yucatán		1			1
TOTAL	6,236	532	961	192	7,921

^{1/} Incluye Lecho Fluidizado

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE


**ANEXO 5.3W CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA EOLOELÉCTRICA Y ESTADO (MW)
 DE LOS PERMISIONARIOS PRIVADOS 2019**

Estado	Eoloeléctrica	TOTAL
Baja California	40	40
Chiapas	49	49
Coahuila de Zaragoza	400	400
Jalisco	184	184
Nuevo León	524	524
Oaxaca	2,062	2,062
Puebla	66	66
San Luis Potosí	300	300
Sonora	4	4
Tamaulipas	1,390	1,390
Yucatán	244	244
Zacatecas	90	90
TOTAL	5,352	5,352

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE

**ANEXO 5.3X CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA Y ESTADO (MW)
 DE LOS PERMISIONARIOS PRIVADOS 2019**

Estado	Fotovoltaica	TOTAL
Aguascalientes	351	351
Baja California	42	42
Baja California Sur	55	55
Chihuahua	596	596
Coahuila de Zaragoza	759	759
Durango	182	182
Estado de México	19	19
Guanajuato	292	292
Hidalgo	101	101
Jalisco	107	107
Querétaro	1	1
San Luis Potosí	175	175
Sonora	745	745
Yucatán	50	50
Zacatecas	165	165
TOTAL	3,640	3,640

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE



**ANEXO 5.3Y CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW)
 DE LOS PERMISIONARIOS PRIVADOS 2019**

Estado	Bioenergía ^{1/}	Cogeneración Eficiente ^{2/}	Geotermoeléctrica	Hidroeléctrica	TOTAL
Aguascalientes	3	4			7
Baja California		15			15
Chiapas	12				12
Chihuahua	6				6
Ciudad de México		6			6
Coahuila de Zaragoza	3	55			58
Durango	2	16		9	26
Estado de México	2	29		7	37
Guanajuato		2			2
Guerrero				30	30
Hidalgo	1	48			49
Jalisco	25	4		47	76
Michoacán de Ocampo				75	75
Morelos	1				1
Nayarit	4		25	29	58
Nuevo León	17	42			59
Oaxaca	50				50
Puebla	1	31		235	267
Querétaro	4	73			77
San Luis Potosí	49				49
Sonora		29			29
Tabasco	4	267			271
Tamaulipas		276			276
Veracruz de Ignacio de la Llave	192	431		55	677
Yucatán		13			13
TOTAL	375	1,342	25	486	2,229

^{1/} Incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licos negro como combustibles, de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.

^{2/} Incluye tecnologías como Ciclo combinado, combustión interna y Turbogás

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE y CRE



ANEXO 5.3Z CAPACIDAD INSTALADA POR MODALIDAD Y ESTADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW) 2019

Entidad Federativa	Auto abastecimiento	Cogeneración	Generación ^v	Generación-CFE	Pequeña Producción	Producción Independiente	Usos Propios Continuos	TOTAL
Aguascalientes	4		354					358
Baja California	123	15	256	2,072		783		3,249
Baja California Sur				790	55			845
Campeche			10	146		252		408
Chiapas	49	30		4,828				4,907
Chihuahua	95	8	690	1,881		692		3,367
Ciudad de México	2	6	14	266				288
Coahuila de Zaragoza	439	85	1,087	2,799		248		4,658
Colima				2,754				2,754
Durango	70	18	258	644		948		1,938
Estado de México	27	31	112	1,370				1,541
Guanajuato	364	33	312	943		495		2,147
Guerrero	30			3,416				3,446
Hidalgo	1	182	103	2,181				2,467
Jalisco	229	34	119	1,126	14			1,522
Michoacán de Ocampo	12	4	71	1,929				2,016
Morelos		6						6
Nayarit	54	4		1,712				1,770
Nuevo León	1,924	106	1,983	1,085		1,306		6,404
Oaxaca	2,060	15	50	441	2	613		3,181
Puebla	102	33	257	675				1,067
Querétaro	35	72	34	591				732
Quintana Roo				293				293
San Luis Potosí	976	17	180	720		1,135	49	3,078
Sinaloa	3			1,743		887		2,634
Sonora	554	29	821	3,119		508		5,031
Tabasco		690					4	694
Tamaulipas	587	719	1,274	1,043		4,142		7,765
Tlaxcala	4	65						68
Veracruz de Ignacio de la Llave	133	883	237	3,929		1,973	36	7,191
Yucatán	71	13	224	512		1,009		1,829
Zacatecas	90		150		15			255
Texas, EE. UU.			540					540
TOTAL	8,036	3,100	9,137	43,008	86	14,991	89	78,447

^v Incluye esquemas: Exportación = 132 MW, Generación convencional y asíncrona = 5,170 MW, Generación-SLP = 3,450 MW (Eólicas y FV-Solar), y PIE-Excedentes = 385 MW

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE y CRE



ANEXO 5.3AA CAPACIDAD INSTALADA POR MODALIDAD Y TIPO DE TECNOLOGÍA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW) 2019

Tecnología	Auto abastecimiento	Cogeneración	Generación ^{1/}	Generación- CFE	Pequeña Producción	Producción Independiente	Usos Propios Continuos	TOTAL
Hidroeléctrica	196		276	12,125	14			12,612
Geotermoeléctrica	25			874				899
Eoloeléctrica	3,952		1,398	86	2	613		6,050
Fotovoltaica	197		3,373	6	70			3,646
Bioenergía ^{2/}	38	194	54				89	375
Suma Limpia renovable	4,408	194	5,101	13,091	86	613	89	23,582
Nucleoeléctrica				1,608				1,608
Cogeneración Eficiente		1,686	24					1,710
Suma Limpia no renovable	0	1,686	24	1,608	0	0	0	3,318
Total Energía Limpia	4,408	1,880	5,125	14,699	86	613	89	26,900
Por ciento	54.86	60.65	56.09	34.18	100.00	4.09	100.00	34.29
Ciclo combinado	2,836	590	3,195	9,403		14,378		30,402
Térmica convencional ^{3/}	600	419	364	10,448				11,831
Turbogás ^{4/}	40	161	123	2,637				2,960
Combustión interna	152	50	330	359				891
Carboeléctrica				5,463				5,463
TOTAL	8,036	3,100	9,137	43,008	86	14,991	89	78,447

^{1/} Incluye esquemas: Exportación = 132 MW, Generación convencional y asíncrona = 5,170 MW, Generación-SLP = 3,450 MW (Eólicas y FV-Solar), y PIE-Excedentes = 385 MW

^{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

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE y CRE



**ANEXO 5.3AB CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW)
 DE LA CFE AL 31 DE DICIEMBRE 2020**

Estado	Carbo eléctrica	Ciclo combinado	Combustión Interna	Eólica	FV-Solar	Geo térmica	Hidro eléctrica	Núcleo eléctrica	Termoeléctrica convencional	Turbogás ^V	TOTAL
Baja California		743			5	570			320	434	2,072
Baja California Sur			343		1	10			113	315	782
Campeche									113	33	146
Chiapas							4,828				4,828
Chihuahua		1,141					28		616	77	1,862
Ciudad de México										266	266
Coahuila de Zaragoza	2,685						66			48	2,799
Colima		1,454							1,300		2,754
Durango		240							320	84	644
Estado de México		549					65		450	306	1,370
Guanajuato									550	393	943
Guerrero	2,778						638				3,416
Hidalgo		567					292		1,606		2,464
Jalisco							1,126				1,126
Michoacán de Ocampo						250	1,704				1,954
Nayarit							1,712				1,712
Nuevo León		849								236	1,085
Oaxaca				84			356				441
Puebla		382				96	224				702
Querétaro		591									591
Quintana Roo			3	2						272	276
San Luis Potosí							20		700		720
Sinaloa							777		936	30	1,743
Sonora		2,281					164		632	42	3,119
Tamaulipas		211					32		800		1,043
Veracruz de Ignacio de la Llave		458	8				93	1,608	1,750	39	3,956
Yucatán		220							243	30	493
TOTAL	5,463	9,686	355	86	6	926	12,125	1,608	10,448	2,605	43,308

^V Incluye la capacidad instalada de la Central Eléctrica Cogeneración Salamanca, cuya tecnología es Turbogás/Cogeneración, y unidades móviles

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE (DCPE y SNNR) y CRE



**ANEXO 5.3AC CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW)
 DE LOS PIE AL 31 DE DICIEMBRE 2020**

Estado	Ciclo combinado	Eólica	TOTAL ^{1/}
Baja California	783		783
Campeche	252		252
Chihuahua	1,599		1,599
Coahuila de Zaragoza	248		248
Durango	948		948
Guanajuato	495		495
Nuevo León	1,306		1,306
Oaxaca		613	613
San Luis Potosí	1,135		1,135
Sinaloa	887		887
Sonora	508		508
Tamaulipas	4,142		4,142
Veracruz de Ignacio de la Llave	1,973		1,973
Yucatán	1,009		1,009
TOTAL	15,285	613	15,898

^{1/} Con información de la SCER y SNNR de CFE al mes de junio de 2020.

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE (DCPE y SNNR) y CRE

**ANEXO 5.3AD CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW)
 DE PEMEX AL 31 DE DICIEMBRE 2020**

Estado	Cogeneración Eficiente ^{1/}	Termoeléctrica Convencional	Turbogás	TOTAL
Chiapas			18	18
Guanajuato		30		30
Hidalgo		134		134
Nuevo León		40		40
Oaxaca		15		15
Puebla		54		54
Tabasco	367		56	423
Tamaulipas		46	20	66
Veracruz de Ignacio de la Llave		103	38	141
TOTAL	367	422	131	921

^{1/} Turbogás con un sistema de cogeneración eficiente

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE (DCPE y SNNR) y CRE



**ANEXO 5.3AE CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA TÉRMICA Y ESTADO (MW)
 DE LOS PERMISIONARIOS PRIVADOS AL 31 DE DICIEMBRE 2020**

Estado	Ciclo combinado	Combustión Interna	Termoeléctrica convencional ^{1/}	Turbogás	TOTAL
Baja California	295	2			296
Campeche	10				10
Chihuahua	33	126	25		183
Ciudad de México		11			11
Coahuila de Zaragoza	56	26	282	7	372
Durango	136	3			138
Estado de México		12	3	99	113
Guanajuato	371	6		5	383
Jalisco	875	12	5	13	904
Michoacán de Ocampo			4	8	12
Morelos				5	5
Nuevo León	2,886	200		624	3,710
Puebla		2			2
Querétaro		23	12	4	39
San Luis Potosí	104	28	560		692
Sinaloa	30	3			33
Sonora	620	7	12		639
Tabasco				13	13
Tamaulipas	580	23	37	11	650
Tlaxcala	5			4	9
Veracruz de Ignacio de la Llave	435	10	2	16	462
Yucatán		1			1
Texas, EE. UU.	540				540
TOTAL	6,976	495	939	809	9,219

^{1/} Incluye Lecho Fluidizado

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE


**ANEXO 5.3AF CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA EOLOELÉCTRICA Y ESTADO (MW)
 DE LOS PERMISIONARIOS PRIVADOS AL 31 DE DICIEMBRE 2020**

Estado	Eoloeléctrica	TOTAL
Baja California	40	40
Chiapas	49	49
Coahuila de Zaragoza	400	400
Jalisco	184	184
Nuevo León	524	524
Oaxaca	2,062	2,062
Puebla	286	286
San Luis Potosí	300	300
Sonora	4	4
Tamaulipas	1,623	1,623
Yucatán	244	244
Zacatecas	90	90
TOTAL	5,806	5,806

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE

**ANEXO 5.3AG CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA Y ESTADO (MW)
 DE LOS PERMISIONARIOS PRIVADOS AL 31 DE DICIEMBRE 2020**

Estado	Fotovoltaica	TOTAL
Baja California	42	42
Baja California Sur	55	55
Aguascalientes	906	906
Chihuahua	596	596
Coahuila de Zaragoza	842	842
Durango	271	271
Estado de México	19	19
Guanajuato	292	292
Hidalgo	101	101
Jalisco	107	107
Puebla	200	200
Querétaro	1	1
San Luis Potosí	205	205
Sonora	1,070	1,070
Tlaxcala	220	220
Yucatán	50	50
Zacatecas	165	165
TOTAL	5,143	5,143

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE



**ANEXO 5.3AH CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y ESTADO (MW)
 DE LOS PERMISIONARIOS PRIVADOS AL 31 DE DICIEMBRE 2020**

Estado	Bioenergía ^{1/}	Cogeneración Eficiente ^{2/}	Geotermoeléctrica	Hidroeléctrica	TOTAL
Baja California		15			15
Aguascalientes	3	4			7
Chiapas	12				12
Chihuahua	6	8			14
Ciudad de México		11			11
Coahuila de Zaragoza	3	77			80
Durango	2	16		9	26
Estado de México	2	30		7	38
Guanajuato	3	2			5
Guerrero				30	30
Hidalgo	1	50			51
Jalisco	25	4		47	76
Michoacán de Ocampo				75	75
Morelos	1				1
Nayarit	4		25	29	58
Nuevo León	17	326			343
Oaxaca	50				50
Puebla	1	34		235	270
Querétaro	4	97			101
San Luis Potosí	49	6			55
Sonora		17			17
Tabasco	4	254			258
Tamaulipas		474			474
Tlaxcala		60			60
Veracruz de Ignacio de la Llave	192	439		55	685
Yucatán		13			13
TOTAL	378	1,937	25	486	2,827

^{1/} Incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licos negro como combustibles, de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.

^{2/} Incluye tecnologías como Ciclo combinado, combustión interna, Termoeléctrica convencional y Turbogás

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE y CRE



ANEXO 5.3AI CAPACIDAD INSTALADA POR MODALIDAD Y ESTADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW) 2020

Entidad Federativa	Auto abastecimiento	Cogeneración	Generación ^V	Generación- CFE	Pequeña Producción	Producción Independiente	Usos Propios Continuos	TOTAL
Aguascalientes	4	4	906					914
Baja California	123	15	256	2,072		783		3,249
Baja California Sur				782	55			837
Campeche			10	146		252		408
Chiapas	49	30		4,828				4,907
Chihuahua	155		638	1,862		1,599		4,254
Ciudad de México	2	6	14	266				288
Coahuila de Zaragoza	439	85	1,170	2,799		248		4,741
Colima				2,754				2,754
Durango	100	18	318	644		948		2,027
Estado de México	27	31	112	1,370				1,541
Guanajuato	233	2	475	943		495		2,147
Guerrero	30			3,416				3,446
Hidalgo	1	48	237	2,464				2,751
Jalisco	228	33	996	1,126	14			2,397
Michoacán de Ocampo	12	4	71	1,954				2,041
Morelos		6						6
Nayarit	54	4		1,712				1,770
Nuevo León	1,924	66	2,627	1,085		1,306		7,008
Oaxaca	2,060	15	50	441	2	613		3,181
Puebla	322	33	457	702				1,514
Querétaro	9	72	59	591				732
Quintana Roo				276				276
San Luis Potosí	1,001	17	185	720		1,135	49	3,108
Sinaloa	3		30	1,743		887		2,664
Sonora	579	17	1,135	3,119		508		5,357
Tabasco		657	33				4	694
Tamaulipas	587	719	1,508	1,043		4,142		7,998
Tlaxcala		60	229					288
Veracruz de Ignacio de la Llave	133	684	436	3,956		1,973	36	7,218
Yucatán	71	13	224	493		1,009		1,810
Zacatecas	90		150		15			255
Texas, EE. UU.			540					540
TOTAL	8,235	2,641	12,864	43,308	86	15,898	89	83,121

^V Incluye esquemas: Exportación = 132 MW, Gen instalada en EE. UU. = 540 MW, Generación convencional y asíncrona = 7,523 MW, Generación-SLP = 4,284MW (Eólicas y FV-Solar), y PIE-Excedentes = 385 MW

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE y CRE



ANEXO 5.3AJ CAPACIDAD INSTALADA POR MODALIDAD Y TIPO DE TECNOLOGÍA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW) 2020

Tecnología	Auto abastecimiento	Cogeneración	Generación ^{1/}	Generación- CFE	Pequeña Producción	Producción Independiente	Usos Propios Continuos	TOTAL
Hidroeléctrica	196		276	12,125	14			12,612
Geotermoeléctrica	25		0	926	0			951
Eoloeléctrica	4,172		1,631	86	2	613		6,504
Fotovoltaica	337		4,736	6	70			5,149
Bioenergía ^{2/}	41	194	54				89	378
Suma Limpia renovable	4,771	194	6,698	13,143	86	613	89	25,594
Nucleoeléctrica				1,608				1,608
Cogeneración Eficiente		1,915	390					2,305
Suma Limpia no renovable	0	1,915	390	1,608	0	0	0	3,913
Total Energía Limpia	4,771	2,109	7,088	14,751	86	613	89	29,506
%	57.94	79.85	55.10	34.06	100.00	3.85	100.00	35.50
Ciclo combinado	2,684	152	4,140	9,686		15,285		31,948
Térmica convencional ^{3/}	600	192	569	10,448				11,809
Turbogás ^{4/}	31	147	762	2,605				3,545
Combustión interna	149	41	305	355				850
Carboeléctrica				5,463				5,463
TOTAL	8,235	2,641	12,864	43,308	86	15,898	89	83,121

^{1/} Incluye esquemas: Exportación = 132 MW, Gen instalada en EE. UU. = 540 MW, Generación convencional y asíncrona= 7,523 MW, Generación-SLP = 4,284MW (Eólicas y FV-Solar), y PIE-Excedentes = 385 MW

^{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

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE y CRE



ANEXO 5.4 PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS DE LA CFE Y PIE, AL 31 DE DICIEMBRE 2021^{1/}

Nº	Nombre de la Central	Región de Control	Entidad Federativa	Municipio	Tecnología
1	CFE - Central Termoeléctrica Presidente Plutarco Elías Calles	Central	Guerrero	La Unión de Isidoro de Montes de Oca	Carboeléctrica
2	CFE - Central Termoeléctrica Francisco Pérez Ríos	Central	Hidalgo	Tula de Allende	Termoeléctrica convencional
3	CFE - Central El Infiernillo	Central	Michoacán de Ocampo	Arteaga	Hidroeléctrica
4	CFE - Central Termoeléctrica Valle de México, C.C.C Paquete I	Central	Estado de México	Acolman	Ciclo combinado
5	CFE - Central Termoeléctrica Valle de México	Central	Estado de México	Acolman	Termoeléctrica convencional
6	CFE - Central La Villita	Central	Michoacán de Ocampo	Ciudad Lázaro Cárdenas	Hidroeléctrica
7	CFE - Central Manuel Moreno Torres (C. H. Chicoasén)	Oriental	Chiapas	Chicoasén	Hidroeléctrica
8	CFE - Central Termoeléctrica Pdte. Adolfo López Mateos	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Tuxpan	Termoeléctrica convencional
9	CFE - Central Nucleoeléctrica Laguna Verde	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Alto Lucero de Gutiérrez Barrios	Nucleoeléctrica
10	CFE - Central Malpaso	Oriental	Chiapas	Tecpatán	Hidroeléctrica
11	Fuerza y Energía de Tuxpan, S. A. de C. V., Central Tuxpan III y IV	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Tuxpan	Ciclo combinado
12	CFE - Central Belisario Domínguez (C. H. Angostura)	Oriental	Chiapas	Venustiano Carranza	Hidroeléctrica
13	CFE - Central Ciclo Combinado Centro	Oriental	Morelos	Yecapixtla	Ciclo combinado
14	CFE - Central Carlos Ramírez Ulloa (C. H. Caracol)	Oriental	Guerrero	Apaxtla	Hidroeléctrica
15	Electricidad Águila de Tuxpan, S. de R. L. de C. V., Central Tuxpan II	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Tuxpan	Ciclo combinado
16	Electricidad Sol de Tuxpan, S. de R. L. de C. V., Central Tuxpan V	Oriental	Veracruz de Ignacio de la Llave	Tuxpan	Ciclo combinado
17	CFE - Central Ángel Albino Corzo "Peñitas"	Oriental	Chiapas	Ostuacán	Hidroeléctrica
18	CFE - Central Termoeléctrica Manzanillo (C. C. C. Gral. Manuel Álvarez Moreno)	Occidental	Colima	Manzanillo	Ciclo combinado
19	CFE - Central Aguamilpa Solidaridad	Occidental	Nayarit	El Nayar	Hidroeléctrica
20	CFE - Central La Yesca	Occidental	Jalisco	Hostotipaquillo	Hidroeléctrica
21	CFE - Central Leonardo Rodríguez Alcaino	Occidental	Nayarit	La Yesca	Hidroeléctrica



ANEXO 5.4 PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS DE LA CFE Y PIE, AL 31 DE DICIEMBRE 2021^{1/}

Nº	Nombre de la Central	Región de Control	Entidad Federativa	Municipio	Tecnología
22	CFE - Central Termoeléctrica Manzanillo (C. T. C. Gral. Manuel Álvarez Moreno)	Occidental	Colima	Manzanillo	Termoeléctrica convencional
23	CFE - Central Termoeléctrica Villa de Reyes	Occidental	San Luis Potosí	Villa de Reyes	Termoeléctrica convencional
24	CFE - Central Termoeléctrica Manzanillo (C. T. C. Gral. Manuel Álvarez Moreno)	Occidental	Colima	Manzanillo	Termoeléctrica convencional
25	CFE - Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado El Sauz	Occidental	Querétaro	Pedro Escobedo	Ciclo combinado
26	CFE - Central Salamanca	Occidental	Guanajuato	Salamanca	Termoeléctrica convencional
27	Energía Azteca VIII, S. de R. L. de C. V., Energía Azteca VIII, El Sauz - Bajío	Occidental	Guanajuato	San Luis de la Paz	Ciclo combinado
28	CFE - Central Cogeneración Salamanca	Occidental	Guanajuato	Salamanca	Turbogás/Cogeneración
29	Iberdrola Energía Noroeste, S. A. de C. V., Topolobampo II	Noroeste	Sinaloa	Ahome	Ciclo combinado
30	CFE - Central Empalme II	Noroeste	Sonora	Empalme	Ciclo combinado
31	CFE - Central Empalme I	Noroeste	Sonora	Empalme	Ciclo combinado
32	CFE - Central Puerto Libertad	Noroeste	Sonora	Pitiquito	Termoeléctrica convencional
33	CFE - Central Termoeléctrica José Aceves Pozos	Noroeste	Sinaloa	Mazatlán	Termoeléctrica convencional
34	CFE - Central Agua Prieta II	Noroeste	Sonora	Agua Prieta	Ciclo combinado
35	CFE - Central Luis Donaldo Colosio Murrieta "Huites"	Noroeste	Sinaloa	Choix	Hidroeléctrica
36	CFE - Central Termoeléctrica Juan de Dios Bátiz Paredes	Noroeste	Sinaloa	Ahome	Termoeléctrica convencional
37	Abeinsa Juárez N-III, S. A. de C. V., Norte Juárez	Norte	Chihuahua	Ciudad Juárez	Ciclo combinado
38	CFE - Central Ciclo Combinado Chihuahua (El Encino)	Norte	Chihuahua	Chihuahua	Ciclo combinado
39	CFE - Central Termoeléctrica Samalayuca (C. C. C. Samalayuca II)	Norte	Chihuahua	Ciudad Juárez	Ciclo combinado
40	Iberdrola Energía La Laguna, S. A. de C. V.	Norte	Durango	Gómez Palacio	Ciclo combinado
41	Fuerza y Energía de Norte Durango, S. A. de C. V.	Norte	Durango	Durango	Ciclo combinado
42	KST Electric Power Company, S. A. de C. V., Norte II	Norte	Chihuahua	Chihuahua	Ciclo combinado
43	CFE - Central Termoeléctrica Guadalupe Victoria (C. T. C. Lerdo)	Norte	Durango	Lerdo	Termoeléctrica convencional
44	CFE - Central Termoeléctrica Samalayuca	Norte	Chihuahua	Ciudad Juárez	Termoeléctrica convencional



ANEXO 5.4 PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS DE LA CFE Y PIE, AL 31 DE DICIEMBRE 2021^{1/}

Nº	Nombre de la Central	Región de Control	Entidad Federativa	Municipio	Tecnología
45	CFE - Central Termoeléctrica Gral. Francisco Villa	Norte	Chihuahua	Delicias	Termoeléctrica convencional
46	CFE - Central Termoeléctrica Carbón II	Noreste	Coahuila de Zaragoza	Nava	Carboeléctrica
47	CFE - Central Termoeléctrica José López Portillo (C. Car. Río Escondido)	Noreste	Coahuila de Zaragoza	Nava	Carboeléctrica
48	Iberdrola Energía Tamazunchale, S. A. de C. V.	Noreste	San Luis Potosí	Tamazunchale	Ciclo combinado
49	Iberdrola Energía del Golfo, S. A. de C. V., Altamira V	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo combinado
50	Iberdrola Energía Altamira, S. A. de C. V., Altamira III y IV	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo combinado
51	Iberdrola Energía Escobedo, S. A. de C. V.	Noreste	Nuevo León	El Carmen	Ciclo combinado
52	Central Valle Hermoso, S. A. de C. V., Central Río Bravo IV	Noreste	Tamaulipas	Valle Hermoso	Ciclo combinado
53	CFE - Central Termoeléctrica Altamira	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Termoeléctrica convencional
54	Central Anáhuac, S. A. de C. V., Central Río Bravo II	Noreste	Tamaulipas	Valle Hermoso	Ciclo combinado
55	Central Lomas de Real, S. A. de C. V., Central Río Bravo III	Noreste	Tamaulipas	Valle Hermoso	Ciclo combinado
56	Electricidad Águila de Altamira, S. de R. L. de C. V., Altamira II	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo combinado
57	CFE - Central Ciclo Combinado Huinalá II	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
58	Iberdrola Energía Monterrey, S. A. de C. V.	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
59	CFE - Central Ciclo Combinado Huinalá I	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
60	Compañía de Generación Valladolid, S. de R. L. de C. V.	Peninsular	Yucatán	Valladolid	Ciclo combinado
61	AES Mérida III, S. de R. L. de C. V.	Peninsular	Yucatán	Mérida	Ciclo combinado
62	Energía de Campeche (antes Transalta Campeche, S. A. de C. V.)	Peninsular	Campeche	Palizada	Ciclo combinado
63	CFE - Central Termoeléctrica Felipe Carrillo Puerto (C. C. C. Valladolid)	Peninsular	Yucatán	Valladolid	Ciclo combinado
64	CFE - Central Termoeléctrica Presidente Juárez (C. C. C. Presidente Juárez)	Baja California	Baja California	Playas de Rosarito	Ciclo combinado
65	Energía Azteca X, S. A. de C. V., Mexicali	Baja California	Baja California	Mexicali	Ciclo combinado
66	CFE - Central Tijuana	Baja California	Baja California	Playas de Rosarito	Turbogás



ANEXO 5.4 PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS DE LA CFE Y PIE, AL 31 DE DICIEMBRE 2021^{1/}

N°	Nombre de la Central	Región de Control	Entidad Federativa	Municipio	Tecnología
67	CFE - Central Termoeléctrica Presidente Juárez (C. T. C. Presidente Juárez)	Baja California	Baja California	Playas de Rosarito	Termoeléctrica convencional
68	CFE - Central de Combustión Interna Baja California Sur	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	Combustión Interna
69	CFE - Central Termoeléctrica Punta Prieta II	Baja California Sur	Baja California Sur	La Paz	Termoeléctrica convencional
70	CFE - Central Combustión Interna Agustín Olachea Avilés	Baja California Sur	Baja California Sur	Comondú	Combustión Interna

^{1/}Centrales Eléctricas en operación al 31 de diciembre 2021.

FUENTE: <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html>

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE y CRE



ANEXO 5.5 PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS DEL SECTOR PRIVADO, AL 31 DE DICIEMBRE 2021^{1/}

Nº	Nombre de la Central	Gerencia de Control Regional	Entidad Federativa	Municipio	Tecnología ^{2/}
1	EVM Energía del Valle de México Generador, S. A. P. I. de C. V.	Central	Estado de México	Axapusco	Ciclo Combinado
2	Pemex-Refinación, Refinería Miguel Hidalgo	Central	Hidalgo	Tula de Allende	Termoeléctrica Convencional/COG
3	Generadora Fénix, S. A. P. I. de C. V., Central Necaxa	Central	Puebla	Juan Galindo	Hidroeléctrica
4	Energía Eólica del Sur, S. A. P. I. de C. V.	Oriental	Oaxaca	Juchitán de Zaragoza	Eólica
5	Pemex Transformación Industrial, Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex	Oriental	Tabasco	Centro	Turbogás/Cogeneración Eficiente
6	Abent 3T, S. A. P. I. de C. V.	Oriental	Tabasco	Centro	Ciclo Combinado/Cogeneración Eficiente
7	Eurus, S. A. de C. V.	Oriental	Oaxaca	Juchitán de Zaragoza	Eólica
8	Fuerza y Energía Bii Hioxo, S. A. de C. V.	Oriental	Oaxaca	Juchitán de Zaragoza	Eólica
9	EGP Magdalena Solar, S. A. de C. V., Parque Solar La Magdalena 2	Oriental	Tlaxcala	Tlaxco y Hueyotlipan	FV-Solar
10	Iberdrola Renovables Norte, S. A. de C. V., Central Fotovoltaica Cuyoaco	Oriental	Puebla	Cuyoaco	FV-Solar
11	Ciclo Combinado Tierra Mojada, S. de R. L. de C. V.	Occidental	Jalisco	Zapotlanejo	Ciclo combinado
12	ENR AGS, S. A. de C. V., Central Pachamama	Occidental	Aguascalientes	El Llano	FV-Solar
13	FRV Potrero Solar, S. de R. L. de C. V.	Occidental	Jalisco	Lagos de Moreno	FV-Solar
14	Parque Solar Don José, S. A. de C. V.	Occidental	Guanajuato	San Luis de la Paz	FV-Solar
15	Energía San Luis de la Paz, S. A. de C. V.	Occidental	Guanajuato	San Luis de la Paz	Ciclo combinado
16	Dominica Energía Limpia, S. de R. L. de C. V.	Occidental	San Luis Potosí	Charcas	Eólica
17	Iberdrola Renovables Centro, S. A. de C. V., Central Fotovoltaica Santiago	Occidental	San Luis Potosí	Villa de Arriaga	FV-Solar
18	GDC Generadora, S. de R. L., México Generadora de Energía	Noroeste	Sonora	Nacozari de García	Ciclo combinado



ANEXO 5.5 PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS DEL SECTOR PRIVADO, AL 31 DE DICIEMBRE 2021^{1/}

Nº	Nombre de la Central	Gerencia de Control Regional	Entidad Federativa	Municipio	Tecnología ^{2/}
19	Renegreen, S. A. P. I. de C. V., Navojoa Solar	Noroeste	Sonora	Navojoa	FV-Solar
20	AT Solar V, S. de R. L. de C. V.	Noroeste	Sonora	Pitiquito Comisaría de Puerto Libertad	FV-Solar
21	Tuto Energy II, S. A. P. I. de C. V.	Noroeste	Sonora	Pitiquito Comisaría de Puerto Libertad	FV-Solar
22	GDC Generadora, S. de R. L., México Generadora de Energía	Noroeste	Sonora	Nacozari de García	Ciclo combinado
23	Parque Villanueva Solar, S. A. de C. V.	Norte	Coahuila de Zaragoza	Viesca	FV-Solar
24	Parque Villanueva Solar Tres, S. A. de C. V.	Norte	Coahuila de Zaragoza	Viesca	FV-Solar
25	BNB Villa Ahumada Solar, S. de R. L. de C. V.	Norte	Chihuahua	Ahumada	FV-Solar
26	Central Fotovoltaica Border Solar Norte, S. A. de C. V.	Norte	Chihuahua	Juárez	FV-Solar
27	Fisterra Energy Santa María I, S. A. P. I. de C. V.	Norte	Chihuahua	Galeana	FV-Solar
28	Iberdrola Energía Escobedo, S. A. de C. V., Central General Escobedo	Noreste	Nuevo León	El Carmen	Ciclo combinado
29	Techgen, S. A. de C. V.	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
30	Compañía de Electricidad Los Ramones, S. A. P. I. de C. V.	Noreste	Nuevo León	Los Ramones	Turbogás
31	Frontera Generation Limited Partnership, Energía Buenavista	Noreste	Texas, EE.UU.	Mission	Ciclo combinado
32	Iberdrola Energía Monterrey, S. A. de C. V.	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
33	Parque Eólico Reynosa III, S. A. P. I. de C. V.	Noreste	Tamaulipas	Reynosa	Eólica
34	Cogeneración de Altamira, S. A. de C. V. - Etapa I	Noreste	Tamaulipas	Altamira	Ciclo Combinado/Cogeneración Eficiente
35	Eólica Mesa La Paz, S. de R. L. de C. V.	Noreste	Tamaulipas	Llera de Canales	Eólica
36	Iberdrola Energía Monterrey, S. A. de C. V., Central Dulces Nombres II	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
37	Termoeléctrica Peñoles, S. de R. L. de C. V.	Noreste	San Luis Potosí	Tamuín	Lecho Fluidizado



ANEXO 5.5 PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS DEL SECTOR PRIVADO, AL 31 DE DICIEMBRE 2021^{1/}

Nº	Nombre de la Central	Gerencia de Control Regional	Entidad Federativa	Municipio	Tecnología ^{2/}
	Tractebel Energía de Monterrey, S. de R. L. de C. V.	38	Nuevo León	García	Ciclo Combinado/Cogeneración Eficiente CEL
39	Termoeléctrica del Golfo, S. de R. L. de C. V.	Noreste	San Luis Potosí	Tamuín	Lecho Fluidizado
40	Dolores Wind S.A. de C.V.	Noreste	Nuevo León	China	Eólica
41	Altos Hornos de México, S. A. B. de C. V.	Noreste	Coahuila de Zaragoza	Monclova	Termoeléctrica convencional
42	Parque Eólico El Mezquite, S. A. P. I. de C. V.	Noreste	Nuevo León	Mina	Eólica
43	Techgen, S. A. de C. V.	Noreste	Nuevo León	Pesquería	Ciclo combinado
44	Energía Limpia de Amistad, S. de R. L. de C. V.	Noreste	Coahuila de Zaragoza	Acuña	Eólica
45	Energía Renovable de la Península, S. A. P. I. de C. V.	Peninsular	Yucatán	Mérida	Eólica
46	Energía Azteca X, S. A. de C. V., Central Mexicali	Baja California	Baja California	Mexicali	Ciclo combinado

^{1/} Centrales Eléctricas en operación al 31 de diciembre 2021.

^{2/} COG: Cogeneración, COGEF: Cogeneración Eficiente, COGEF CEL: Cogeneración Eficiente CEL.

FUENTE: <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>, <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index.html>

FUENTE: SENER con información de CENACE y CRE



ANEXO 5.6 EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA (GWH) 2017 - 2021 POR TIPO DE TECNOLOGÍA, CONSIDERANDO EL 100% DE LA ENERGÍA PRODUCIDA POR LAS CENTRALES ELÉCTRICAS CON ACREDITACIÓN COMO COGENERADOR EFICIENTE

Tecnología/fuente de energía	2017	2018	2019	2020	2021^{3/}
Hidroeléctrica	31,664	32,234	23,602	26,817	34,717
Geotermoeléctrica	5,747	5,065	5,061	4,575	4,243
Eoloeléctrica	10,456	12,435	16,727	19,703	21,075
Fotovoltaica	349	2,176	8,394	13,528	17,069
Bioenergía	585	600	669	600	582
Suma Energía Limpia renovable	48,800	52,511	54,453	65,222	77,686
Nucleoeléctrica	10,572	13,200	10,881	10,864	11,606
Cogeneración Eficiente ^{1/}	5,840	6,636	9,237	11,392	9,534
Suma Energía Limpia no renovable	16,412	19,837	20,118	22,256	21,140
Total, Energía Limpia	65,212	72,347	74,570	87,478	98,825
Porcentaje	21.53	23.29	23.46	28.01	30.55
Ciclo combinado	157,620	161,693	171,811	180,864	182,898
Térmica convencional ^{2/}	42,884	39,345	38,020	22,405	22,196
Turbogás	6,580	7,815	9,090	6,658	9,175
Combustión interna	1,918	2,138	2,719	2,418	1,728
Carboeléctrica	28,665	27,347	21,611	12,525	8,704
TOTAL	302,880	310,685	317,820	312,348	323,526

^{1/} Se considera el 100% de la generación de las centrales eléctricas de cogeneración eficiente como Energía Limpia. Además, se agregó la generación Limpia de las Centrales Eléctricas que tienen un Certificado de Energía Limpia.

^{2/} Incluye Lecho fluidizado.

^{3/} Generación Neta de la CFE y del resto de los permisionarios ene-dic 2021.

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE y CRE



ANEXO 5.7A EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA (GWH) 2017 - 2021 POR TIPO DE TECNOLOGÍA, CONSIDERANDO EL FACTOR DE ACREDITACIÓN DE ENERGÍA LIMPIA A LAS CENTRALES ELÉCTRICAS CON ACREDITACIÓN COMO COGENERADOR EFICIENTE, MÁS LAS CENTRALES ELÉCTRICAS CON CEL

Tecnología/fuente de energía	2017	2018	2019	2020	2021 ^{3/}
Hidroeléctrica	31,664	32,234	23,602	26,817	34,717
Geotermoeléctrica	5,747	5,065	5,061	4,575	4,243
Eoloeléctrica	10,456	12,435	16,727	19,703	21,075
Fotovoltaica	349	2,176	8,394	13,528	17,069
Bioenergía	585	600	669	600	582
Suma Energía Limpia renovable	48,800	52,511	54,453	65,222	77,686
Nucleoeléctrica	10,572	13,200	10,881	10,864	11,606
Cogeneración Eficiente ^{1/}	2,054	2,310	3,259	4,188	3,349
Suma Energía Limpia no renovable	12,626	15,510	14,140	15,052	14,955
Total Energía Limpia	61,426	68,021	68,592	80,275	92,641
Porcentaje	20.28	21.89	21.58	25.70	28.63
Ciclo combinado	159,163	163,877	175,506	185,638	186,715
Térmica convencional ^{2/}	42,884	39,345	38,020	22,405	22,196
Turbogás	8,435	9,508	10,904	8,664	11,150
Combustión interna	2,306	2,589	3,187	2,841	2,121
Carboeléctrica	28,665	27,347	21,611	12,525	8,704
TOTAL	302,880	310,685	317,820	312,348	323,526

^{1/} Se aplicó su factor de acreditación de Energía Limpia a las centrales COG-EF con base a la información actualizada por parte de la CRE del 14-marzo-2022. Además, incluye la Energía Limpia de las centrales con Certificado de Energía Limpia (CEL).

^{2/} Incluye Lecho fluidizado.

^{3/} Generación Neta de la CFE y del resto de los permisionarios ene-dic 2021.

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE y CRE



5.7B GENERACIÓN NETA OP. COMERCIAL Y PRUEBAS ENE-DIC 2021, SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (GWH) POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y PROPIETARIO

Tecnología	CFE ^{1/}	CFE-PIE ^{1/}	PRIVADO ^{2/}	PEMEX	TOTAL
Hidroeléctrica	32,913		1,804		34,717
Geotermoeléctrica	4,144		99		4,243
Eoloeléctrica	84	1,864	19,127		21,075
Fotovoltaica	8		17,061		17,069
Bioenergía ^{3/}			582		582
Suma Limpia renovable	37,149	1,864	38,672	0	77,686
Nucleoeléctrica	11,606				11,606
Cogeneración Eficiente			2,480	869	3,349
Suma Limpia no renovable	11,606	0	2,480	869	14,955
Total, Energía Limpia	48,754	1,864	41,153	869	92,641
Porcentaje	38.04	2.02	40.87	38.53	28.63
Ciclo combinado	44,255	90,548	51,913		186,715
Térmica convencional ^{4/}	18,556		3,633	7	22,196
Turbogás ^{5/}	6,480		3,290	1,380	11,150
Combustión interna	1,425		695		2,121
Carboeléctrica ^{6/}	8,704				8,704
TOTAL	128,175	92,412	100,684	2,256	323,526

^{1/} Con información de la SCER y SNNR de CFE al mes de junio 2020

^{2/} Incluye: Autoabastecimiento, Pequeña Producción, Cogeneración, Usos Propios Continuos, Exportación y Excedentes PIE. Las Centrales Eléctricas de Autoabasto y Cogeneración se considera la Capacidad de Interconexión al SEN

^{3/} 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.

^{4/} Incluye Lecho Fluidizado

^{5/} Incluye plantas móviles

^{6/} La Central Termoeléctrica Presidente Plutarco Elías Calles para el año 2021 estuvo consumiendo combustóleo como fuente principal de combustible, generando 4,234 GWh en el periodo ene - dic de 2021.

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE y CRE



**5.7C GENERACIÓN NETA OP. COMERCIAL Y PRUEBAS ENE-DIC 2021, SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (GWH)
 POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y MODALIDAD**

Tecnología	Auto abastecimiento	Cogeneración	Generación ^{1/}	Generación- CFE	Pequeña Producción	Producción Independiente	Usos Propios Continuos	TOTAL
Hidroeléctrica	801		944	32,913	59			34,717
Geotermoeléctrica	99			4,144				4,243
Eoloeléctrica	11,926		7,201	84	0	1,864		21,075
Fotovoltaica	1,446		15,383	8	231			17,069
Bioenergía ^{2/}	59	401	75				46	582
Suma Energía Limpia renovable	14,332	401	23,603	37,149	290	1,864	46	77,686
Nucleoeléctrica				11,606				11,606
Cogeneración Eficiente ^{3/}		3,118	231					3,349
Suma Energía Limpia no renovable	0	3,118	231	11,606	0	0	0	14,955
Total, Energía Limpia	14,332	3,520	23,834	48,754	290	1,864	46	92,641
Porcentaje	40.03	29.97	43.29	38.04	100.00	2.02	100.00	28.63
Ciclo combinado	17,843	5,784	28,286	44,255		90,548		186,715
Térmica convencional ^{4/}	3,619	17	5	18,556				22,196
Turbogás ^{5/}	4	2,022	2,645	6,480				11,150
Combustión interna	4	402	289	1,425				2,121
Carboeléctrica				8,704				8,704
TOTAL	35,801	11,744	55,058	128,175	290	92,412	46	323,526

^{1/} Incluye esquemas: Exportación, Generación convencional y asíncrona, y Generación-SLP (Eólicas y FV-Solar).

^{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/} Con base a la reunión del 20-ene-2021, se modificaron las centrales eléctricas de cogeneración que tienen Certificado de Energía Limpia a cogeneración eficiente CEL. Se aplicó su factor de acreditación de Energía Limpia a las centrales COG-EF con base a la información actualizada por parte de la CRE del 14-marzo-2022. certificado de Energía Limpia (CEL).

^{4/} Incluye Lecho Fluidizado

^{5/} Incluye plantas móviles

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE y CRE



5.7D GENERACIÓN NETA OP. COMERCIAL Y PRUEBAS ENE-DIC 2021, SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (GWH) POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y GCR

Tecnología	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Baja California	Baja California Sur	Mulegé	Peninsular	TOTAL
Hidroeléctrica	6,011	17,829	8,900	1,769	41	167					34,717
Geotermoeléctrica		447	1,399				2,360		37		4,243
Eoloeléctrica		8,250	1,822	0		10,064	107			832	21,075
Fotovoltaica	40	1,488	6,869	3,189	4,984	59	126	193	2	118	17,069
Bioenergía ^{1/}	7	263	69		24	218					582
Suma Limpia renovable	6,058	28,277	19,059	4,959	5,049	10,508	2,593	193	39	951	77,686
Nucleoeléctrica		11,606									11,606
Cogeneración Eficiente ^{2/}	20	1,948	136	12	6	1,221				6	3,349
Suma Limpia no renovable	20	13,554	136	12	6	1,221	0	0	0	6	14,955
Total, Energía Limpia	6,078	41,830	19,195	4,971	5,056	11,730	2,593	193	39	957	92,641
Porcentaje	20.16	59.70	38.71	16.25	17.18	13.40	17.24	6.82	24.90	11.72	28.63
Ciclo combinado	13,192	22,831	22,739	23,179	23,282	65,567	9,460			6,465	186,715
Térmica convencional ^{3/}	5,837	3,305	4,369	2,353	942	3,677	675	538		501	22,196
Turbogás ^{4/}	788	1,840	3,268	5	10	2,050	2,196	777	24	192	11,150
Combustión interna	27	256	17	88	144	11	120	1,318	93	47	2,121
Carboeléctrica	4,234					4,470					8,704
TOTAL	30,155	70,062	49,588	30,596	29,434	87,506	15,044	2,826	155	8,161	323,526

^{1/} 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.

^{2/} Con base a la reunión del 20-ene-2021, se modificaron las centrales eléctricas de cogeneración que tienen Certificado de Energía Limpia a cogeneración eficiente CEL. Se aplicó su factor de acreditación de energía limpia a las centrales COG-EF con base a la información actualizada por parte de la CRE del 14-marzo-2022, certificado de energía limpia (CEL).

^{3/} Incluye Lecho Fluidizado

^{4/} Incluye plantas móviles

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE y CRE



5.7E GENERACIÓN NETA OP. COMERCIAL Y PRUEBAS ENE-DIC 2021, SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (GWH) PERMISO Y GCR

Esquema	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Baja California	Baja California Sur	Mulegé	Peninsular	TOTAL
Autoabastecimiento	163	6,912	4,101	3,349	1,133	19,204	699			240	35,801
Cogeneración	71	6,629	451	100	1	4,454	0			38	11,744
Generación ^{1/}	7,051	2,038	14,127	2,904	4,675	20,954	2,540	58		710	55,058
Generación-CFE	22,870	39,358	26,814	15,759	5,814	5,982	7,775	2,633	155	1,014	128,175
Pequeña Producción		0	97			59		134			290
Producción Independiente		15,120	3,997	8,483	17,811	36,812	4,030			6,159	92,412
Usos Propios Continuos		5				41					46
TOTAL	30,155	70,062	49,588	30,596	29,434	87,506	15,044	2,826	155	8,161	323,526

^{1/} Incluye esquemas: Exportación, Generación convencional y asíncrona, y Generación-SLP (Eólicas y FV-Solar).

FUENTE: SENER con información de CENACE, CFE y CRE



5.7F EVALUACIÓN HISTÓRICA DE LA GENERACIÓN TOTAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2018-2021 (GWh)

TECNOLOGÍA/FUENTE DE ENERGÍA		2018	2019	2020	2021
Hidroeléctrica	Hidroeléctrica de Embalse Mayor	26,442.52	18,299.80	21,235.47	29,668.12
	Hidroeléctrica Menor	5,791.58	5,302.64	5,581.54	5,049.04
Hidroeléctrica total		32,234.09	23,602.43	26,817.01	34,717.16
Geotermoeléctrica		5,064.66	5,060.66	4,574.61	4,242.90
Eoloeléctrica		12,435.25	16,726.91	19,702.89	21,074.87
Fotovoltaica total		3,211.71	9,964.32	15,835.62	20,194.91
Fotovoltaica ^{2/}		2,176.31	8,393.66	13,527.68	17,068.97
Fotovoltaica Generación Distribuida ^{1/}		1,018.15	1,564.84	2,303.56	3,110.32
Fotovoltaica-Abasto aislado		1.41	4.37	4.37	15.62
Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO) ^{3/}		15.84	1.45	0.00	0.00
Bioenergía	Bagazo de Caña	1,578.79	1,476.32	1,583.21	1,374.10
	Biogás	213.32	241.18	526.68	176.11
	Relleno Sanitario ^{4/}	125.58	110.90	67.40	16.23
	Licor Negro	71.44	38.05	26.41	24.83
	Biomasa	0.04	0.04	2.81	4.32
Bioenergía total		1,989.17	1,866.49	2,206.51	1,595.58
TOTAL DE RENOVABLES		54,934.88	57,220.82	69,136.63	81,825.43
Nucleoeléctrica		13,200.33	10,880.73	10,864.27	11,605.53
Frenos Regenerativos		3.60	3.60	3.60	3.60
Cogeneración Eficiente	Ciclo combinado	987.73	1,887.20	2,660.51	2,042.91
	Abasto aislado - C.C. y C.I.	114.96	119.40	107.08	66.09
	Combustión Interna	77.88	78.74	88.93	75.52
	Turbogás	1,244.05	1,292.90	1,438.74	1,230.99
	Termoeléctrica convencional			0.00	0.00
Cogeneración Eficiente		2,424.62	3,378.24	4,295.27	3,415.51
LIMPIAS NO RENOVABLES		15,628.55	14,262.57	15,163.14	15,024.64
LIMPIAS		70,563.43	71,483.39	84,299.77	96,850.07
Porcentaje		22.5%	22.2%	26.6%	29.5%
Ciclo combinado ^{5/}		163,876.69	175,506.25	185,637.84	186,715.14
Térmica convencional ^{6/}		39,344.70	38,019.60	22,405.49	22,196.16
Abasto aislado - Térmica convencional		44.99	38.14	40.21	45.23
Turbogás ^{7/}		9,507.58	10,903.82	8,663.92	11,149.51
Abasto aislado - Turbogás		155.35	148.74	160.21	250.42
Combustión interna		2,588.67	3,187.43	2,841.40	2,120.55
Abasto aislado - Combustión interna		195.89	313.79	363.44	379.29
Carboeléctrica		27,346.98	21,611.02	12,525.05	8,704.11
Cogeneración ^{8/}					
Abasto aislado - Cogeneración ^{9/}		353.96	372.24	331.18	187.49
CONVENCIONALES FÓSILES		243,414.81	250,101.03	232,968.74	231,747.91
Porcentaje		77.5%	77.8%	73.4%	70.5%
TOTAL		313,978.24	321,584.42	317,268.51	328,597.98

^{1/} Generación distribuida estimada con base a la herramienta Renewables.ninja.

^{2/} Incluye Agua Prieta II y Cerro Prieto el monto correspondiente a Fotovoltaico.

^{3/} Incluye Sistemas Fotovoltaicos Interconectados financiados por el Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO).

^{4/} Dato al cierre del segundo trimestre del 2021.

^{5/} Incluye Agua Prieta II, lo correspondiente a Ciclo Combinado.

^{6/} Incluye Lecho Fluidizado.

^{7/} Incluye unidades móviles.

^{8/} En esta ocasión no se realiza la sumatoria pues se consideró como un proceso y no como una tecnología.

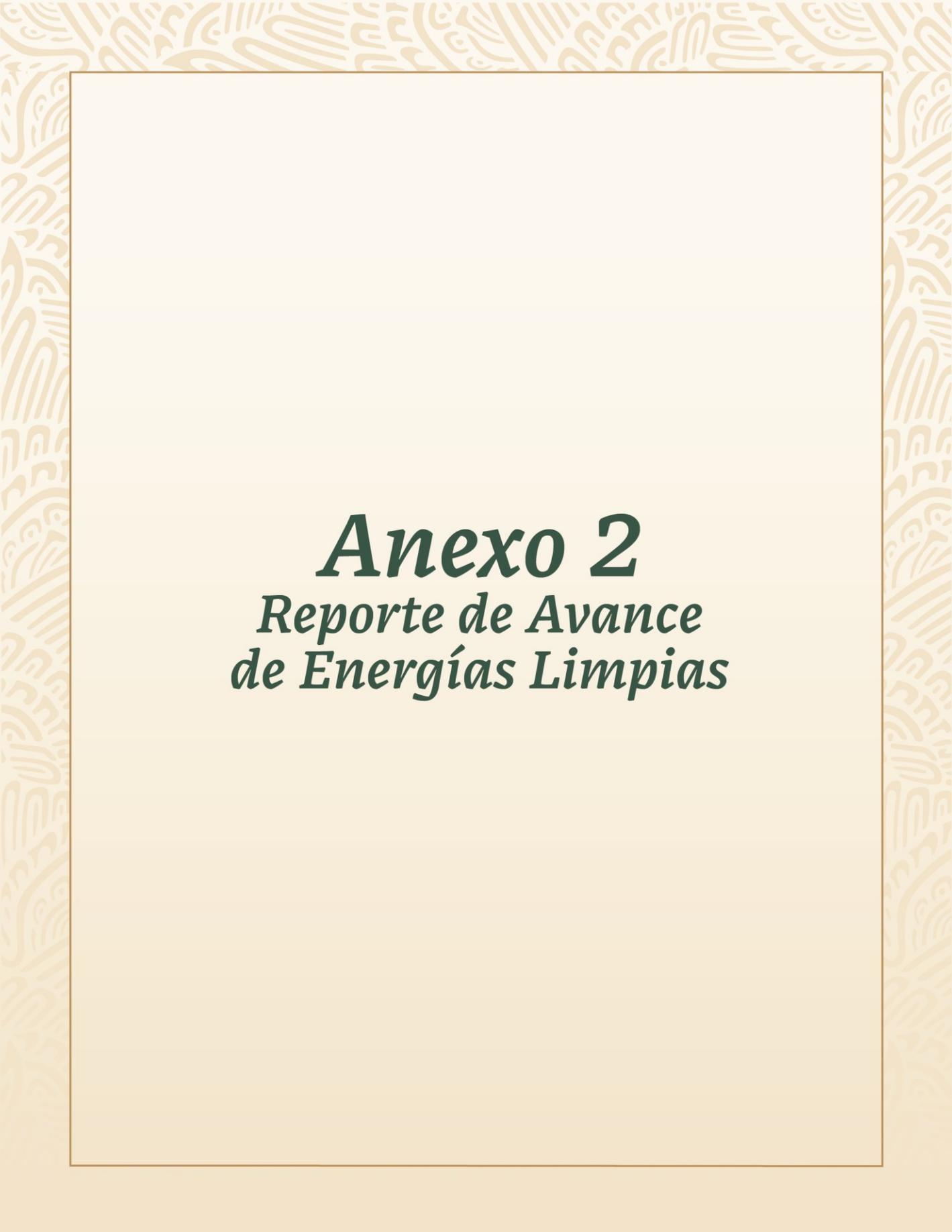
^{9/} Incluye tecnologías tales como combustión interna, Térmica convencional y Turbogás

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





Central eólica, La Venta, Oaxaca.
Comisión Federal de Electricidad.



Anexo 2
Reporte de Avance
de Energías Limpias



Central hidroeléctrica, Lázaro Cárdenas, Michoacán. **Central fotovoltaica,** Cerro Prieto, Baja California.
Campo eólico, Ojuelos, Jalisco.
Comisión Federal de Electricidad.

1 MARCO JURÍDICO DEL REPORTE DE AVANCE DE ENERGÍAS LIMPIAS

El 4 de noviembre de 2016 se promulgó en el Diario Oficial de la Federación el Acuerdo de París, a partir de ello, México asume los compromisos de mantener el aumento de temperatura media mundial por debajo de 2°C y limitar el aumento de la temperatura a 1.5°C con respecto a los niveles preindustriales, así como reducir las emisiones de efecto invernadero⁶⁰. En este sentido y dado que la contribución de la producción de energía eléctrica en las emisiones totales nacionales brutas son alrededor del 23.27%⁶¹ (171 MtCO₂e) para el año 2019, México ha establecido en su legislación nacional metas de corto y mediano plazo para la generación eléctrica a partir de fuentes de Energías Limpias. Las metas se fijaron en la Ley General de Cambio Climático y la Ley de Transición Energética. (Ver tabla 1).

TABLA 1 METAS DE ENERGÍAS LIMPIAS E INSTRUMENTOS QUE MANDATAN

Año	Metas de participación de energías limpias	Ley o Instrumento de Planeación
2018	25%	LTE
2021	30%	LTE
2024	35%	LTE/LGCC

Fuente: SENER.

La Ley General de Cambio Climático en el Artículo Tercero Transitorio, apartado II de la Mitigación, inciso e) señala:

⁶⁰ Presidencia de la República, 2016. DECRETO Promulgatorio del Acuerdo de París, hecho en París el doce de diciembre de dos mil quince. Diario Oficial de la Federación 4 de noviembre de 2016. En: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5459825&fecha=04/11/2016

⁶¹ (INECC, 2021). Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 1990-2019.

“e) La Secretaría de Energía en coordinación con la Comisión Federal de Electricidad y la Comisión Reguladora de Energía, promoverán que la generación eléctrica proveniente de fuentes de energía limpias alcance por lo menos 35 por ciento para el año 2024.”⁶²

Por su parte, la Ley de Transición Energética (LTE) establece en el artículo tercero transitorio que:

“Tercero. - La Secretaría de Energía fijará como meta una participación mínima de energías limpias en la generación de energía eléctrica del 25 por ciento para el año 2018, del 30 por ciento para 2021 y del 35 por ciento para 2024.”⁶³

Asimismo, el Reporte de Avance de Energías Limpias (RAEL), tiene fundamento jurídico en el artículo 14, fracción VIII, de la Ley de Transición Energética, que mandata a la SENER:

“Elaborar y publicar anualmente por medios electrónicos el reporte de avance en el cumplimiento de las metas de generación de electricidad a partir de Energías Limpias establecidas en los instrumentos de planeación”.

Por ello y en cumplimiento a dicho mandato, se presenta el Reporte de Avance de Energías Limpias del 2018 al 2021.

1.1 ALINEACIÓN DEL REPORTE DE AVANCES DE ENERGÍAS LIMPIAS CON LOS PRECEPTOS DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA DE MÉXICO

⁶² Ley General de Cambio Climático. Diario Oficial de la Federación 6 de junio de 2012. En: https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LGCC_061120.pdf

⁶³ Ley de Transición Energética, Diario Oficial de la Federación 24 de diciembre de 2015. En: <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LTE.pdf>



- Rectoría del Estado: El Estado mexicano asume el compromiso de cumplir con las metas de generación de energía limpia, a través de la incorporación ordenada de Energías Limpias al Sistema Eléctrico Nacional.
- Propiedad de áreas estratégicas: El Estado lleva a cabo la planeación y control del Sistema Eléctrico Nacional, en ese sentido promoverá el aumento ordenado de las Energías Limpias en el Sistema Eléctrico Nacional.
- Autosuficiencia Energética: A fin de cumplir con las metas de generación de energía limpia de manera soberana, el Gobierno se compromete a hacer uso eficaz y eficiente de todos sus recursos para la generación de energía eléctrica, así como de todas sus capacidades nacionales.
- Acceso universal a la energía: Para el Gobierno es objetivo prioritario el acceso universal a la energía, como condición necesaria para el desarrollo del país. Por ello es fundamental la incorporación ordenada y sostenible de la producción y uso de energías con fuentes limpias y renovables a cada población y comunidad en México.

2 GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON FUENTES LIMPIAS EN MÉXICO (GWh) 2018, 2019, 2020 Y 2021

La Secretaría de Energía elaboró el Reporte de Avance de Energías Limpias 2021 con el apoyo y participación del Centro Nacional de Control de la Energía, la Comisión Reguladora de Energía y la Mesa de Trabajo de Electricidad, definida por el Grupo de Trabajo Permanente del Comité Técnico Especializado de Información del Sector Energético del Sistema Nacional de Información Estadística y Geográfica.

El presente documento reporta información de la generación neta⁶⁴ de energía limpia de CFE, de los diferentes permisionarios (incluyendo abasto aislado⁶⁵), la Generación Distribuida⁶⁶ Fotovoltaica (GD-FV) y los proyectos financiados por el Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO), del periodo de 2018 a 2021.

Se presenta la información de la generación neta de acuerdo con una nueva estructura, que toma como base la definición de Energías Limpias⁶⁷ plasmada en la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y la definición de Energías Renovables⁶⁸ descrita en la Ley de

⁶⁴ Generación neta: "Generación total producida por una Central Eléctrica, menos el consumo de las cargas auxiliares que se requieren para el funcionamiento de la central".

⁶⁵ El artículo 3, fracción XXIII de la Ley de la Industria Eléctrica define abasto aislado como: Artículo 22.- Se entiende por abasto aislado la generación o importación de energía eléctrica para la satisfacción de necesidades propias o para la exportación, sin transmitir dicha energía por la Red Nacional de Transmisión o por las Redes Generales de Distribución. Los supuestos contenidos en los artículos 23, 24 y 25 de esta Ley no constituyen transmisión de energía por la Red Nacional de Transmisión o por las Redes Generales de Distribución. Las Centrales Eléctricas podrán destinar toda o parte de su producción para fines de abasto aislado. Los Centros de Carga podrán satisfacer toda o parte de sus necesidades de energía eléctrica por el abasto aislado. El abasto aislado no se considera Suministro Eléctrico. El abasto aislado es una actividad de la industria eléctrica y se sujeta a las obligaciones de esta Ley. Se requiere autorización otorgada por la CRE para importar o exportar energía eléctrica en modalidad de abasto aislado.

⁶⁶ El artículo 3, fracción XXIII de la Ley de la Industria Eléctrica define a la Generación Distribuida como: "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;"

⁶⁷ El artículo 3, fracción XXII de la Ley de la Industria eléctrica define a las energías limpias como aquellas fuentes de energía y procesos de generación de electricidad cuyas emisiones o residuos, cuando los haya, no rebasen los umbrales establecidos en las disposiciones reglamentarias que para tal efecto se expidan.

⁶⁸ El artículo 3, fracción XVI de la Ley de Transición Energética define a las energías renovables como "Aquellas cuya fuente reside en fenómenos de la naturaleza, procesos o materiales



Transición Energética (LTE). A partir de lo anterior, la generación de energía eléctrica limpia se subcategoriza en energías limpias renovables y energías limpias no renovables.

Si bien, la LIE y la LTE incorporan un amplio catálogo de energías limpias y renovables, en el presente Reporte se desagrega la generación eléctrica proveniente de energías limpias renovables y no renovables.

La generación eléctrica limpia no renovable en México está conformada por la generación nucleoelectrica y la generación eléctrica proveniente de plantas convencionales que incorporan procesos de Cogeneración Eficiente y que cumplen con los criterios de eficiencia emitidos por la CRE, así como la energía cinética proveniente de los frenos regenerativos⁶⁹. A diferencia de otros años, donde se consideraba el 100% de la Cogeneración Eficiente como energía limpia, en este Reporte solo se considera el porcentaje acreditado como energía limpia de acuerdo con los criterios establecidos por la CRE.

Por su parte, la generación eléctrica renovable comprende la generación de plantas hidroeléctricas, fotovoltaicas, eoloelectricas, geotermoeléctricas y la generación de plantas eléctricas que utilizan bioenergéticos.

En este Reporte se integró la generación neta de energía limpia, convencional fósil, FIRCO y abasto aislado, así como la Generación Distribuida Fotovoltaica, la cual ha tenido un crecimiento significativo durante los últimos años.

susceptibles de ser transformados en energía aprovechable por el ser humano, que se regeneran naturalmente, por lo que se encuentran disponibles de forma continua o periódica, y que al ser generadas no liberan emisiones contaminantes.”

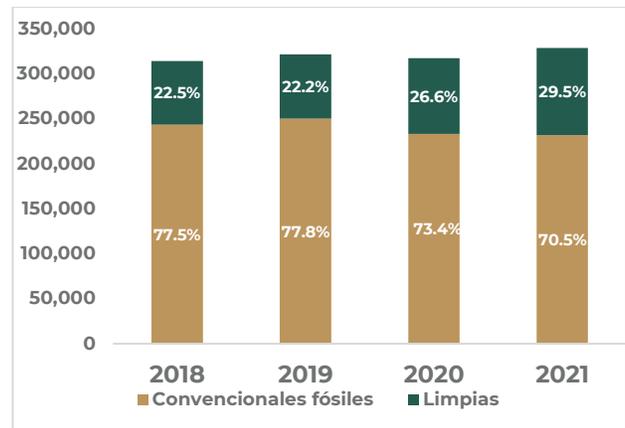
⁶⁹ Frenos Regenerativos: Es un dispositivo que permite reducir la velocidad de un vehículo transformando parte de su energía

Generación Total 2018 a 2021

La Generación Total⁷⁰ de energía eléctrica proveniente de permisionarios (incluyendo CFE y abasto aislado) y de los proyectos financiados por el Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO), así como de la Generación Distribuida Fotovoltaica, para los años 2018, 2019, 2020 y 2021 fue de 313,978.24 GWh, 321,584.42 GWh, 317,268.51 GWh y 328,597.98 GWh, respectivamente. En el gráfico 1, se observa un incremento en la participación de las energías limpias de 2018 a 2021 en la matriz de generación eléctrica.

En el año 2021, el 29.5 % de la energía generada provino de fuentes limpias (70,563.43 GWh), mientras que el 70.5% de fuentes convencionales (231,747.91 GWh). En este sentido, en el 2021 se registró un incremento de la generación con energía limpia de 2.9% respecto al año 2020 (Ver gráfico 1).

GRÁFICO 1 GENERACIÓN TOTAL Y PORCENTAJE DE GENERACIÓN ELÉCTRICA LIMPIA Y CONVENCIONAL FÓSIL 2018-2021 (GWh)



FUENTE: SENER con datos de CRE, CENACE, CFE y el Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO)

cinética en energía eléctrica. Esta energía eléctrica es almacenada para un uso futuro. (RAEL, 2018).

⁷⁰ En este Reporte se entiende como Generación Total a la suma de la generación eléctrica inyectada al Sistema Eléctrico Nacional, FIRCO, generación distribuida fotovoltaica y la generación eléctrica de abasto aislado (cifras netas).



2.1 GENERACIÓN TOTAL DE ENERGÍAS LIMPIAS RENOVABLES

La generación de energía limpia renovable (GELR) en México está integrada por la generación de centrales hidroeléctricas, eoloeléctricas, geotermoeléctricas, fotovoltaicas, plantas que utilizan bioenergéticos, así como por la Generación Distribuida fotovoltaica.

En la tabla 2, se puede observar que la generación de energía limpia renovable, de 2018 a 2021 presenta un incremento del 7.4%. Por otro lado, del 1 de enero al 31 de diciembre de 2021, la GELR fue de 81,825.43 GWh; lo que representa un incremento del 3.11% respecto al 2020 (Ver tabla 2).

TABLA 2. GENERACIÓN DE ENERGÍA LIMPIA RENOVABLE POR TIPO DE TECNOLOGÍA (GWh)

Tecnología/fuente de energía		2018	2019	2020	2021
Hidroeléctrica	Hidroeléctrica de Embalse Mayor	26,442.52	18,299.80	21,235.47	29,668.12
	Hidroeléctrica Menor	5,791.58	5,302.64	5,581.54	5,049.04
Hidroeléctrica Total		32,234.09	23,602.43	26,817.01	34,717.16
Geotermoeléctrica		5,064.66	5,060.66	4,574.61	4,242.90
Eoloeléctrica		12,435.25	16,726.91	19,702.89	21,074.87
Fotovoltaica Total		3,211.71	9,964.32	15,835.62	20,194.91
Fotovoltaica ^{2/}		2,176.31	8,393.66	13,527.68	17,068.97
Fotovoltaica Generación Distribuida 1/		1,018.15	1,564.84	2,303.56	3,110.32
Fotovoltaica-abasto aislado		1.41	4.37	4.37	15.62
Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO) ^{3/}		15.84	1.45	0.00	0.00
Bioenergía	Bagazo de Caña	1,578.79	1,476.32	1,583.21	1,374.10
	Biogás	213.32	241.18	526.68	176.11
	Relleno Sanitario ^{4/}	125.58	110.90	67.40	16.23
	Licor Negro	71.44	38.05	26.41	24.83
Biomasa		0.04	0.04	2.81	4.32
Bioenergía Total		1,989.17	1,866.49	2,206.51	1,595.58
LIMPIA RENOVABLE TOTAL		54,934.88	57,220.82	69,136.63	81,825.43
Porcentaje limpia renovable respecto al total		17.50%	17.79%	21.79%	24.90%
TOTAL		313,978.24	321,584.42	317,268.51	328,597.98

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

^{1/} Generación distribuida estimada con base a la herramienta Renewables.ninja.

^{2/} Incluye Agua Prieta II y Cerro Prieto el monto correspondiente a Fotovoltaico.

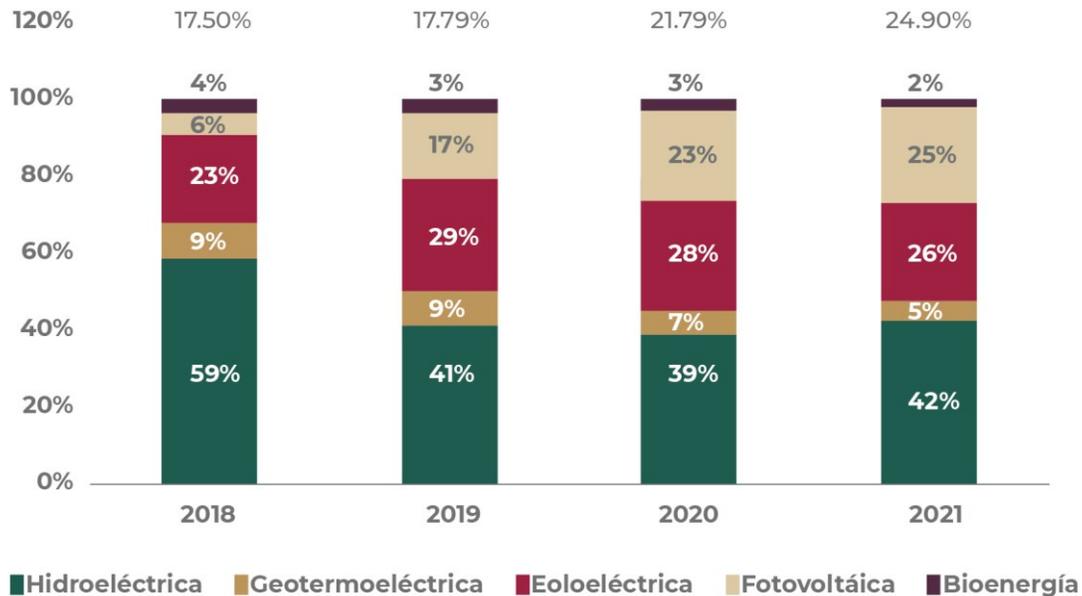
^{3/} Incluye Sistemas Fotovoltaicos Interconectados financiados por el Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO).

^{4/} Dato al cierre del segundo trimestre del 2021.



En el siguiente gráfico se presenta porcentualmente los datos de la tabla 2, para observar la participación de generación con fuentes renovables presentes en la matriz de generación eléctrica.

GRÁFICO 2 EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN RENOVABLE TOTAL 2018-2021 (%)



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

De lo anterior, destaca que la generación de energía hidroeléctrica representa el mayor porcentaje de participación de las energías renovables, seguida de la energía eoloeléctrica. Por su parte la energía geotermoeléctrica y la bioenergía han tenido un comportamiento constante, sin cambios significativos, de 2018 al 2021; mientras que la energía fotovoltaica ha mantenido una tendencia al alza, incrementando su participación en un 19% del 2018 al 2021.

Del análisis específico del año 2021, la generación hidroeléctrica continúa representando el mayor

porcentaje de participación en las energías renovables con el 42%, seguida de la generación eoloeléctrica con 26%, mientras que la generación fotovoltaica representa el 25%. Por su parte la generación geotérmica corresponde un 5% y finalmente, la generación a partir de bioenergía el 2% de la generación renovable total.

A continuación, se analiza por tecnología la evolución del comportamiento que han tenido las energías limpias renovables durante el periodo 2018-2021, respecto a la generación total de energía eléctrica.



Hidroeléctrica

Para este Reporte, la generación hidroeléctrica se agrupó en generación hidroeléctrica de embalse mayor y en generación hidroeléctrica de embalse

menor. De acuerdo con esta clasificación se identificó que en promedio las Centrales de embalse mayor generan el 76% de la generación hidroeléctrica; por su parte las centrales de embalse menor generan el 24%.

TABLA 3 GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA NETA 2018-2021 (GWh)

Tecnología/fuente de energía		2018	2019	2020	2021
Hidroeléctrica	Hidroeléctrica de Embalse Mayor	26,442.52	18,299.80	21,235.47	29,668.12
	Hidroeléctrica Menor	5,791.58	5,302.64	5,581.54	5,049.04
Hidroeléctrica Total		32,234.09	23,602.43	26,817.01	34,717.16
Porcentaje Respecto a la Generación Total		10%	7%	8%	11%
Total		313,978.24	321,584.42	317,268.51	328,597.98

Fuente: SENER con datos de CENACE y CFE.

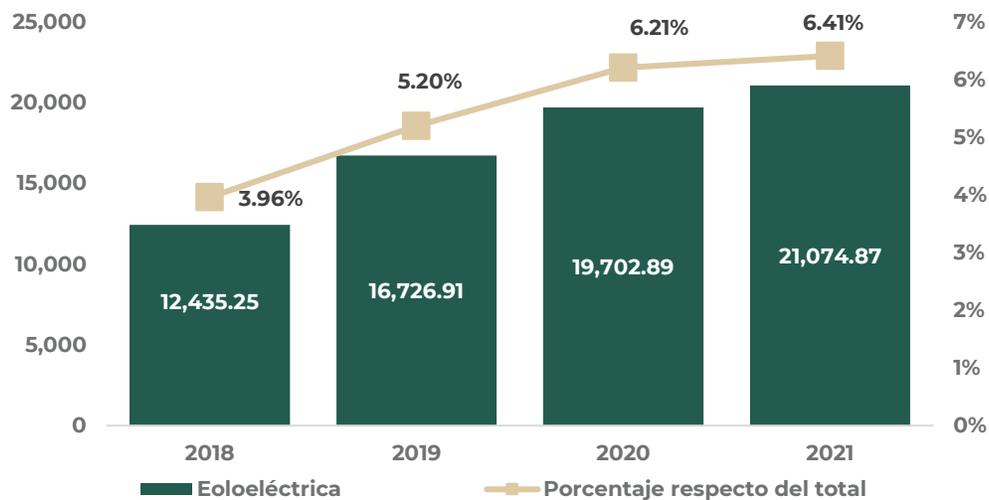
La generación hidroeléctrica durante el periodo 2018-2021, representa en promedio el 9% de la generación total de energía eléctrica.

En el año 2021, la generación hidroeléctrica representó el 11% de la generación total del país (34,717.16 GWh). En 2020 representó el 8% (26,817.01 GWh) y en 2019 representó el 7% (23,602.43 GWh).

Eoloeléctrica

La generación neta eoloeléctrica, en 2021 representó el 6.41% de la generación total de energía eléctrica, equivalente a 21,074.87 GWh; mientras que en 2020, significó 6.21% (19,702.89 GWh) y para 2019 representó el 5.20% (Ver gráfico 3).

GRÁFICO 3 GENERACIÓN EÓLICA NETA 2018-2021 (GWh) Y PORCENTAJE RESPECTO A LA GENERACIÓN TOTAL



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



Fotovoltaica

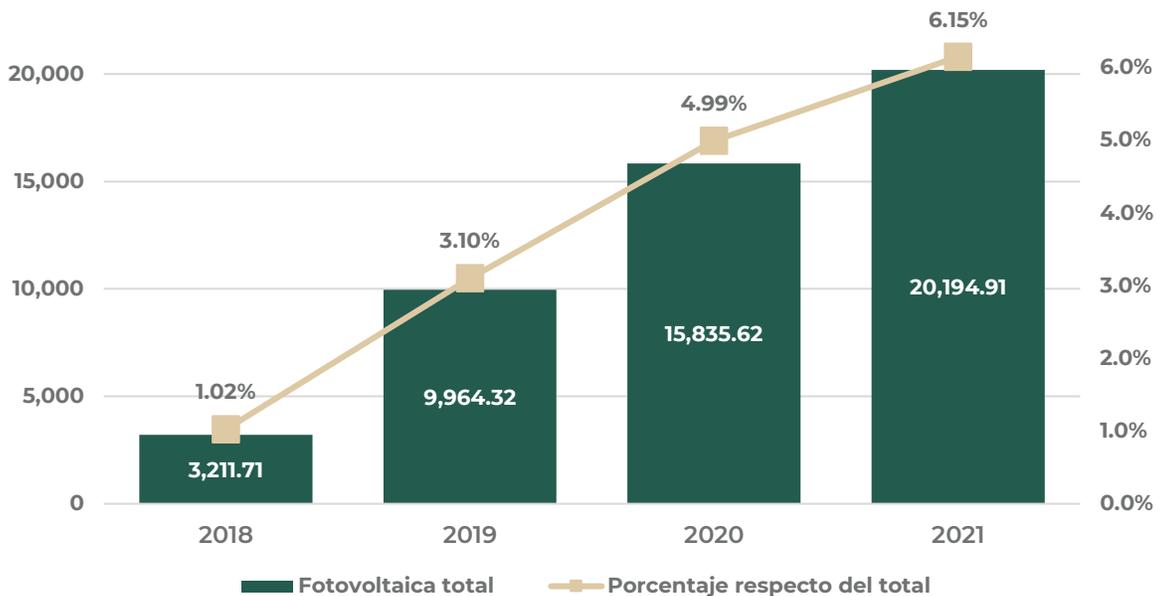
Por su parte, la generación fotovoltaica total durante los años 2019, 2020 y 2021, representó el 3.10%, 4.99% y 6.15% de la generación total de energía eléctrica, respectivamente (Ver gráfico 4).

Cabe señalar que se incluyó dentro de la generación fotovoltaica total, la generación de los Sistemas Fotovoltaicos Interconectados financiados por el Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO), que fue

nula en 2020 y 2021; así como la generación de los distintos permisionarios, incluyendo CFE, la Generación Distribuida Fotovoltaica y lo generado por abasto aislado.

La generación fotovoltaica en 2021 tuvo un incremento de 4,359.30 GWh, respecto a lo generado en 2020, equivalente a un incremento del 27.5% de la generación fotovoltaica total del 2020 (Ver gráfico 4).

GRÁFICO 4 GENERACIÓN FOTOVOLTAICA TOTAL 2018-2021 (GWh) Y SU PORCENTAJE RESPECTO A LA GENERACIÓN TOTAL



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

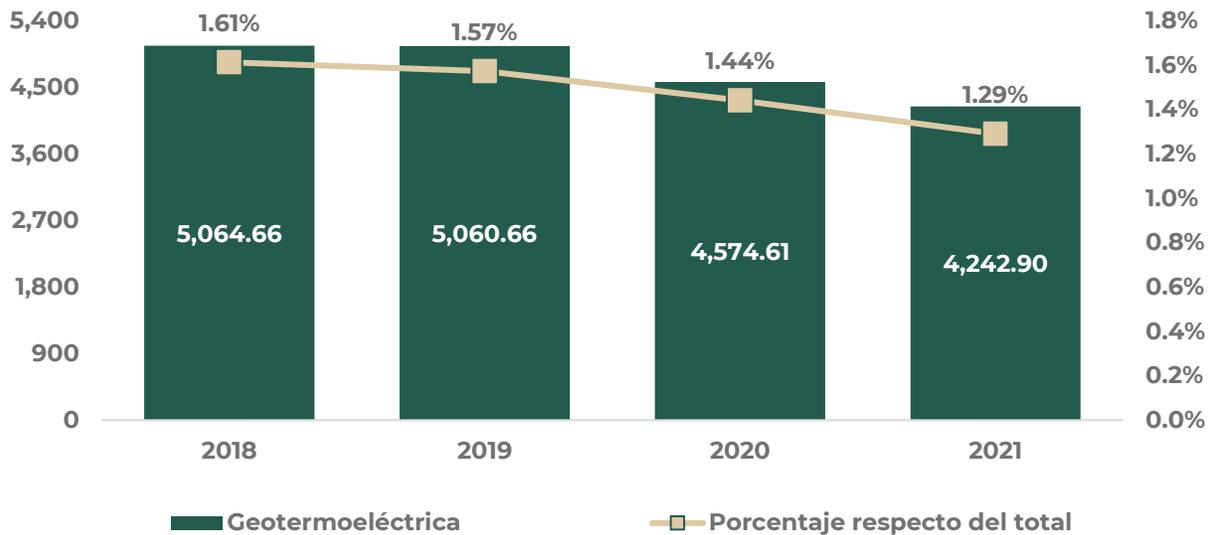
Geotermoeléctrica

La generación neta de electricidad a partir de fuentes geotérmicas ha presentado una disminución durante los últimos 3 años, equivalentes al 16.15% (817.75 GWh) de 2019 a 2021. La

generación geotermoeléctrica, durante los años 2019, 2020 y 2021 fue de 5,060.66 GWh, 4,574.61 GWh y 4,242.90 GWh, equivalentes al 1.57%, 1.44% y 1.29% de la generación total de energía eléctrica, respectivamente (Ver Gráfico 5).



GRÁFICO 5 GENERACIÓN GEOTERMOELÉCTRICA NETA 2018-2021 (GWh) Y PORCENTAJE RESPECTO A LA GENERACIÓN TOTAL



FUENTE: SENER con datos de CENACE y CFE.

Bioenergía

El Artículo 2, fracción II, de Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos define a los bioenergéticos como:

“Combustibles obtenidos de la biomasa provenientes de materia orgánica de las actividades, agrícola, pecuaria, silvícola, acuacultura, algacultura, residuos de la pesca, domésticas, comerciales, industriales, de microorganismos, y de enzimas, así como sus derivados, producidos, por procesos tecnológicos sustentables que cumplan con las especificaciones y normas de calidad establecidas por la autoridad competente en los términos de esta Ley; atendiendo a lo

dispuesto en el artículo 1 fracción I de este ordenamiento;”

A partir de la definición, se identifican 5 bioenergéticos utilizados en la generación eléctrica: biogás, licor negro, biomasa, relleno sanitario y bagazo de caña. En este sentido, en la tabla 4, se observa que alrededor del 86.12% correspondió a generación eléctrica con bagazo de caña y el 13.88% al resto de bioenergéticos.

La generación total de electricidad a partir de bioenergía durante los años 2019, 2020 y 2021 fue de 1,866.49 GWh, 2,206.51 GWh y 1,595.58 GWh, equivalentes al 0.58%, 0.70% y 0.49% de la generación total de energía eléctrica, respectivamente. (Ver tabla 4)



TABLA 4 GENERACIÓN DE BIOENERGÍA TOTAL 2019-2021 (GWh) Y PORCENTAJE RESPECTO A LA GENERACIÓN TOTAL

BIOENERGÍA	2018	2019	2020	2021
Bagazo de Caña	1,578.79	1,476.32	1,583.21	1,374.10
Biogás	213.32	241.18	526.68	176.11
Relleno Sanitario	125.58	110.90	67.40	16.23
Licor Negro	71.44	38.05	26.41	24.83
Biomasa	0.04	0.04	2.81	4.32
Bioenergía Total	1,989.17	1,866.49	2,206.51	1,595.58
Total	313,978.24	321,584.42	317,268.51	328,597.98
Porcentaje respecto a la generación total	0.63%	0.58%	0.70%	0.49%

FUENTE: SENER con datos de CENACE y CRE

2.2 Generación Total de Energías Limpias no Renovables

Dentro de la categoría de energías limpias no renovables, se incluye la generación nuclear, cogeneración eficiente y frenos regenerativos, es importante mencionar que hasta el Reporte de Avance de Energías Limpias publicado al primer semestre de 2018⁷¹, se reportaba el 100% de la generación eléctrica de los cogeneradores como energía limpia. Sin embargo, a partir de la coordinación con los distintos participantes del

sector eléctrico, se acordó reportar para el rubro de Cogeneración Eficiente sólo el porcentaje acreditado por la CRE como libre de combustible fósil.

A partir de esto, en la tabla 5 se muestra el monto acreditado como Cogeneración Eficiente libre de combustibles fósiles, dando como resultado para los años 2019, 2020 y 2021, 3,378.24 GWh, 4,295.27 GWh y 3,415.51 GWh, respectivamente. En términos del porcentaje respecto a la generación total de energía eléctrica, la cogeneración eficiente representó el 1.05 % en 2019, el 1.35% en 2020 y el 1.04% al 2021.

⁷¹ SENER, 2018. *Reporte de Avance de Energías Limpias. Primer Semestre 2018*. En línea: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/418391/RAE_L_Primer_Semestre_2018.pdf



TABLA 5 GENERACIÓN DE ENERGÍA LIMPIA NO RENOVABLE POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2018-2021 (GWh)

TECNOLOGÍA/FUENTE DE ENERGÍA		2018	2019	2020	2021
Nucleoeléctrica		13,200.33	10,880.73	10,864.27	11,605.53
Frenos Regenerativos		3.60	3.60	3.60	3.60
Cogeneración Eficiente	Ciclo Combinado	987.73	1,887.20	2,660.51	2,042.91
	Abasto aislado - C.C. y C.I.	114.96	119.40	107.08	66.09
	Combustión Interna	77.88	78.74	88.93	75.52
	Turbogás	1,244.05	1,292.90	1,438.74	1,230.99
	Termoeléctrica convencional			0.00	0.00
Cogeneración Eficiente Total		2,424.62	3,378.24	4,295.27	3,415.51
Limpias No Renovables (LNR)		15,628.55	14,262.57	15,163.14	15,024.64
GENERACIÓN TOTAL		313,978.24	321,584.42	317,268.51	328,597.98
PORCENTAJE					
Energía Limpia no Renovable respecto a la generación total		4.98%	4.44%	4.78%	4.57%
Nuclear respecto a la generación total LNR		84.46%	76.29%	71.65%	77.24%
Cogeneración Eficiente Total respecto a la generación total LNR		15.51%	23.69%	28.33%	22.73%
Frenos Regenerativos respecto del total LNR		0.023%	0.025%	0.024%	0.024%

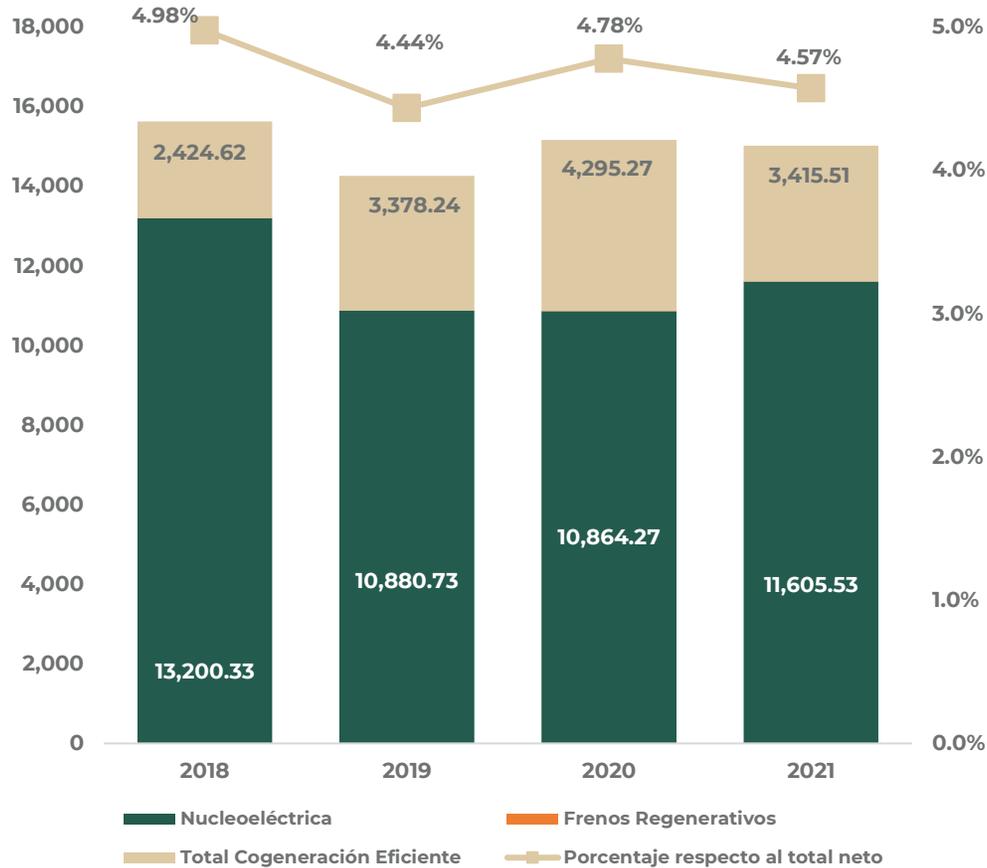
FUENTE: SENER con datos de CENACE, CFE y CRE.

Como se observa en la tabla 5, la energía limpia no renovable está integrada principalmente por la generación nuclear, la cual representa en promedio el 77.41% del total NR, durante el periodo 2018-2021; seguido de la cogeneración eficiente con un promedio del 22.56% y 0.024% para frenos regenerativos.

La generación nucleoeléctrica para los años 2019, 2020 y 2021, fue de 10,880.73 GWh, 10,864.27 GWh y 11,605.53 GWh, respectivamente. En términos del porcentaje respecto a la generación total de energía eléctrica, representó el 4.44 % en 2019, el 4.78% en 2020 y el 4.57% al 2021 (Gráfico 6).



GRÁFICO 6 GENERACIÓN DE ENERGÍA LIMPIA NO RENOVABLE POR TECNOLOGÍA 2018-2021 (GWh) Y SU PORCENTAJE RESPECTO A LA GENERACIÓN TOTAL



FUENTE: SENER con datos de CRE, CENACE, CFE

3 AVANCE EN LAS METAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON FUENTES LIMPIAS EN MÉXICO

El Gobierno de México trabaja en el cumplimiento de los compromisos internacionales en materia de reducción de emisiones gases de efecto invernadero y los mecanismos para su cumplimiento, como la generación de energía eléctrica con fuentes limpias.

El Reporte de Avance de Energías Limpias 2021 permite visualizar el avance de la generación eléctrica con fuentes limpias para los años 2018, 2019, 2020 y 2021. (Ver Gráfico 7)

A partir de la información reportada en este RAEL 2021, se observan avances significativos respecto a las metas establecidas en la Ley de Transición Energética, gracias al compromiso de la actual administración con el medio ambiente, la salud y el bienestar de la población, logrando un 29.5 % de generación eléctrica con fuentes limpias.

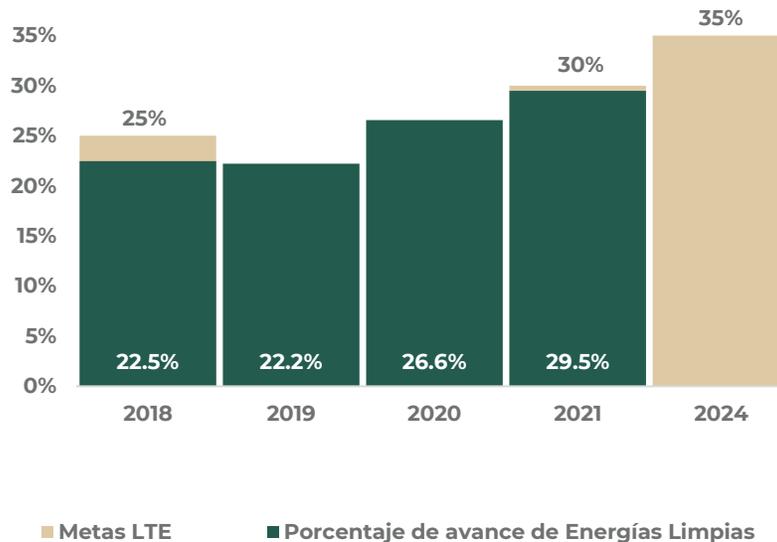


El gráfico 7 muestra el porcentaje de generación de energía con fuentes limpias, contrastado con las metas de generación de energías limpias establecidas en la LTE y la LGGG. Al cierre del 2018 se obtuvo una participación del 22.5% de la generación con fuentes limpias, quedando un 2.5% por debajo de la meta establecida; mientras que en 2021, tras tres años de la política energética impulsada por la presente administración, se obtuvo una participación del 29.5% de la generación con fuentes limpias, quedando tan sólo 0.5% por debajo de la meta establecida para el 2021.

Es importante considerar que el 0.5% faltante, se debe principalmente al impacto negativo de la

emergencia sanitaria por causa de la epidemia de enfermedad generada por el virus SARS-CoV2 (Covid19); el diferimiento de la Fecha de Entrada en Operación de proyectos de generación privados y públicos; así como las distintas suspensiones judiciales a instrumentos de planeación que garantizarían una incorporación segura de centrales de generación intermitentes, entre otros. Sin embargo, derivado de la Resolución del Pleno de la Suprema Corte de Justicia de la Nación (SCJN), a la Controversia Constitucional 64/2021, será posible incorporar la generación limpia proveniente de centrales hidroeléctricas, geotermoeléctricas y nuclear de la Comisión Federal de Electricidad, que hoy no pueden ser despachadas en su totalidad por dar prioridad al Mercado Eléctrico.

GRÁFICO 7 AVANCE EN LAS METAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON FUENTES LIMPIAS 2018-2024.



FUENTE: SENER con datos de CRE, CENACE, CFE.

La política de Transición Energética de México avanza con acciones en materia de generación de Energías Limpias y, en particular de las renovables, que permitirán abastecer el suministro de electricidad de todos los sectores productivos y de la sociedad Mexicana, bajo los principios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y

sustentabilidad, garantizando el aprovechamiento y diversificación de los recursos energéticos del país así como la mitigación de emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero, con el objetivo de preservar la soberanía y seguridad energética del país. (Ver tabla 6).



4. Evolución Histórica de La Generación Neta 2018-2021 (Gwh)

Tabla 6 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA GENERACIÓN TOTAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2018-2021 (GWh)

TECNOLOGÍA/FUENTE DE ENERGÍA		2018	2019	2020	2021
Hidroeléctrica	Hidroeléctrica de Embalse Mayor	26,442.52	18,299.80	21,235.47	29,668.12
	Hidroeléctrica Menor	5,791.58	5,302.64	5,581.54	5,049.04
Hidroeléctrica total		32,234.09	23,602.43	26,817.01	34,717.16
Geotermoeeléctrica		5,064.66	5,060.66	4,574.61	4,242.90
Eoloeléctrica		12,435.25	16,726.91	19,702.89	21,074.87
Fotovoltaica total		3,211.71	9,964.32	15,835.62	20,194.91
Fotovoltaica ^{2/}		2,176.31	8,393.66	13,527.68	17,068.97
Fotovoltaica Generación Distribuida ^{1/}		1,018.15	1,564.84	2,303.56	3,110.32
Fotovoltaica-Abasto aislado		1.41	4.37	4.37	15.62
Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO) ^{3/}		15.84	1.45	0.00	0.00
Bioenergía	Bagazo de Caña	1,578.79	1,476.32	1,583.21	1,374.10
	Biogás	213.32	241.18	526.68	176.11
	Relleno Sanitario ^{4/}	125.58	110.90	67.40	16.23
	Licor Negro	71.44	38.05	26.41	24.83
	Biomasa	0.04	0.04	2.81	4.32
Bioenergía Total		1,989.17	1,866.49	2,206.51	1,595.58
TOTAL LIMPIAS RENOVABLES		54,934.88	57,220.82	69,136.63	81,825.43
Nucleoeeléctrica		13,200.33	10,880.73	10,864.27	11,605.53
Frenos Regenerativos		3.60	3.60	3.60	3.60
Cogeneración Eficiente	Ciclo combinado	987.73	1,887.20	2,660.51	2,042.91
	Abasto aislado - C.C. y C.I.	114.96	119.40	107.08	66.09
	Combustión interna	77.88	78.74	88.93	75.52
	Turbogás	1,244.05	1,292.90	1,438.74	1,230.99
	Termoeeléctrica Convencional			0.00	0.00
Cogeneración Eficiente Total		2,424.62	3,378.24	4,295.27	3,415.51
LIMPIAS NO RENOVABLES TOTAL		15,628.55	14,262.57	15,163.14	15,024.64
LIMPIAS TOTAL		70,563.43	71,483.39	84,299.77	96,850.07
Porcentaje		22.5%	22.2%	26.6%	29.5%
Ciclo combinado ^{5/}		163,876.69	175,506.25	185,637.84	186,715.14
Térmica convencional ^{6/}		39,344.70	38,019.60	22,405.49	22,196.16
Abasto aislado - Térmica convencional		44.99	38.14	40.21	45.23
Turbogás ^{7/}		9,507.58	10,903.82	8,663.92	11,149.51
Abasto aislado - Turbogás		155.35	148.74	160.21	250.42
Combustión interna		2,588.67	3,187.43	2,841.40	2,120.55
Abasto aislado - Combustión interna		195.89	313.79	363.44	379.29
Carboeléctrica		27,346.98	21,611.02	12,525.05	8,704.11
Cogeneración ^{8/}					
Abasto aislado - Cogeneración ^{9/}		353.96	372.24	331.18	187.49
CONVENCIONALES FÓSILES TOTAL		243,414.81	250,101.03	232,968.74	231,747.91
Porcentaje		77.5%	77.8%	73.4%	70.5%
TOTAL		313,978.24	321,584.42	317,268.51	328,597.98

FUENTE: SENER con datos de CENACE, CRE y CFE

^{1/} Generación distribuida estimada con base a la herramienta Renewables.ninja.

^{2/} Incluye Agua Prieta II y Cerro Prieta el monto correspondiente a Fotovoltaica.

^{3/} Incluye Sistemas Fotovoltaicos Interconectados financiados por el Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO).

^{4/} Dato al cierre del segundo trimestre del 2021.

^{5/} Incluye Agua Prieta II, lo correspondiente a Ciclo Combinado.

^{6/} Incluye Lecho Fluidizado.

^{7/} Incluye unidades móviles.

^{8/} En esta ocasión no se realiza la sumatoria pues se consideró como un proceso y no como una tecnología.

^{9/} Incluye tecnologías tales como combustión interna, Térmica convencional y Turbogás.



GOBIERNO DE MÉXICO



SECRETARÍA DE ENERGÍA

Insurgentes Sur 890, Del Valle,
Benito Juárez, CP 03100, CDMX