

***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”.

El PRODESEN cumple el objetivo de ley de plasmar en un documento el análisis y planificación de las obras necesarias para contar con suficiente energía, equipos y redes para satisfacer la demanda de cada usuario final de electricidad. El capítulo del PIIRCE, dentro del PRODESEN, representa la orientación a tomar en cuenta para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas conforme a proyecciones estadísticas con suposiciones nacionales e internacionales con relativa certeza del futuro, planteando escenarios que siguen la tendencia actual, son optimistas o en su caso pesimistas. El artículo 7 del RLIE, abajo citado, se es explícito acerca de que es un programa con indicaciones más no requisitos y garantías para el público en general que desee actuar en congruencia con las conclusiones de los escenarios (en un contexto de un sector tecnológicamente variable en tiempos cortos) planteados por el PIIRCE.

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 la elaboración de pronósticos de demanda y consumo, la interoperabilidad entre la RNT y las RGD en los programas informáticos especializados para tal tarea.

La evolución anual de la capacidad de integración de la GD-FV ha tenido un crecimiento exponencial, influyendo directamente en la elaboración de las proyecciones del PIIRCE, ya que su incorporación año tras año modifica las series de tiempo (información estadística) 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 MW³⁴ en el SEN. La Figura 6.6³⁵ muestra la capacidad instalada acumulada por tipo de tecnologías de GD a 2021.

La Figura 6.7³⁶ 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 habitantes³⁷ (comunidades rurales), con altos porcentajes de mexicanos en situación de pobreza más altos³⁸, con viviendas que no disponen de Suministro Eléctrico y cuentan con 1.0% o menos del porcentaje de panel solar instalado³⁹.

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.

³⁴ CFE Distribuidor, estadísticas GD, diciembre 2021

³⁵ Capítulo 6. Demanda y Consumo 2022-2036.

³⁶ Ibidem.

³⁷ www.cuentame.inegi.org.mx.

³⁸ www.coneval.org.mx

³⁹ Ibidem.

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 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 alterno 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.

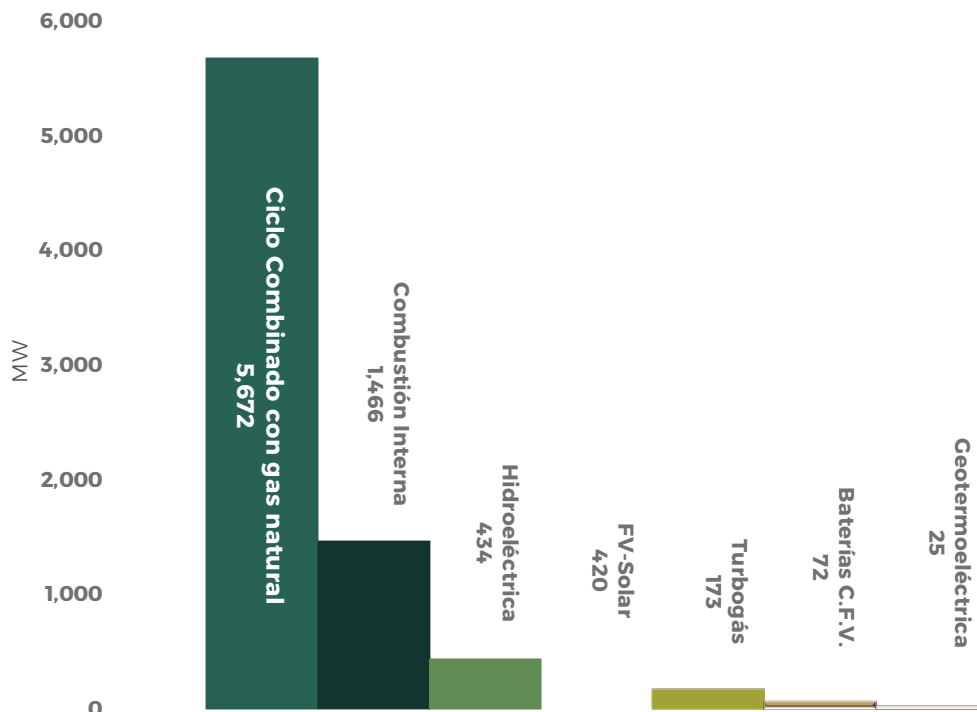
Considerando la problemática actual en la operación del SEN y la actualización de su resolución para mantener su eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad; así como el continuar con la integración de Centrales Eléctricas con Energías Limpia renovables intermitentes, 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 basado en los supuestos relativamente firmes del futuro, 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. Las acciones gubernamentales al respecto se realizan analizando estos avisos modelados por programas computacionales especializados, para resolver sobre hechos fehacientes.

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 con fuentes de energías limpias 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

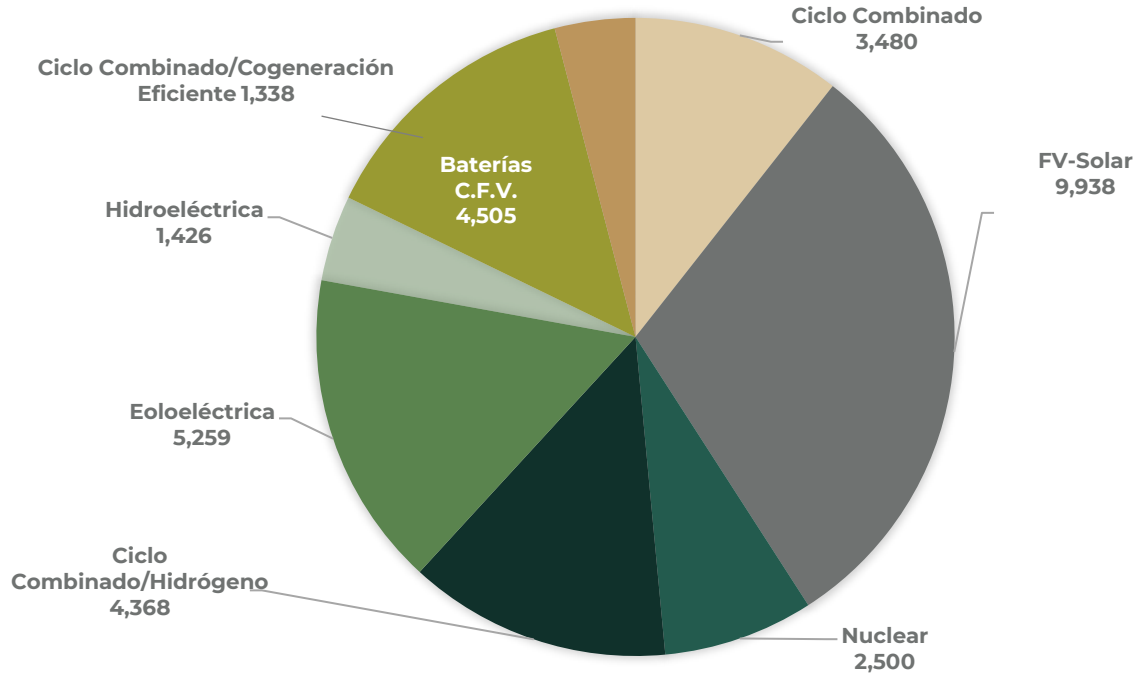
La Figura 7.2 presenta las adiciones de capacidad esperada del proceso de optimización generada por el programa probabilístico de proyectos en etapa de estudios e indicativos para fortalecer la política energética nacional de 2026 a 2036, las principales tecnologías son FV, EO, CCC y bancos de baterías 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 al supuesto de 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.



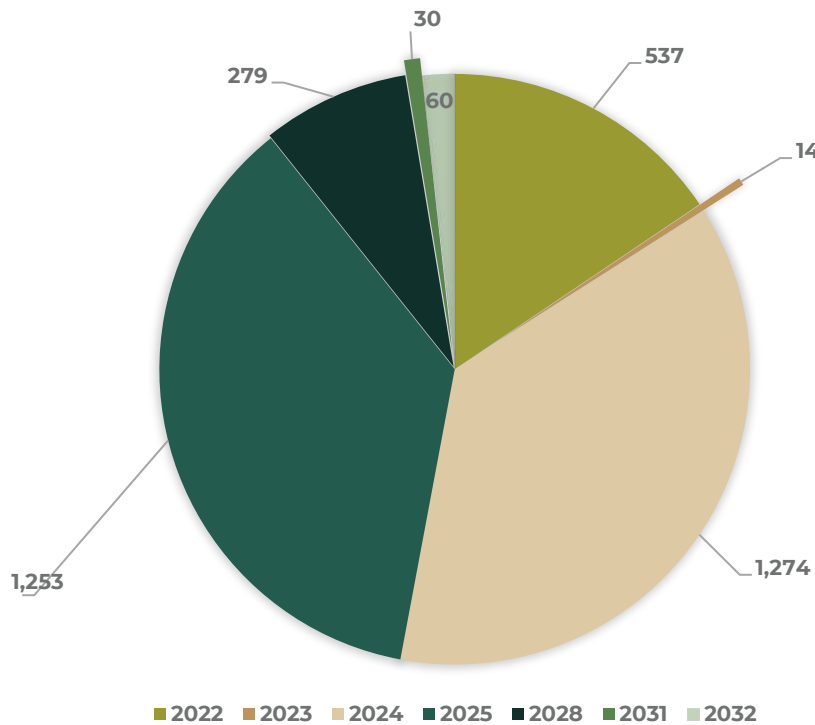
La adición de sistemas de almacenamiento con baterías se estudia en el PIIRCE para mejorar la Confiabilidad en el SEN, para desplazar la energía eléctrica producida por las Centrales Eléctricas FV y EO, reducir congestiones y sobrecargas en la RNT. Si bien su integración no se está considerando en el 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

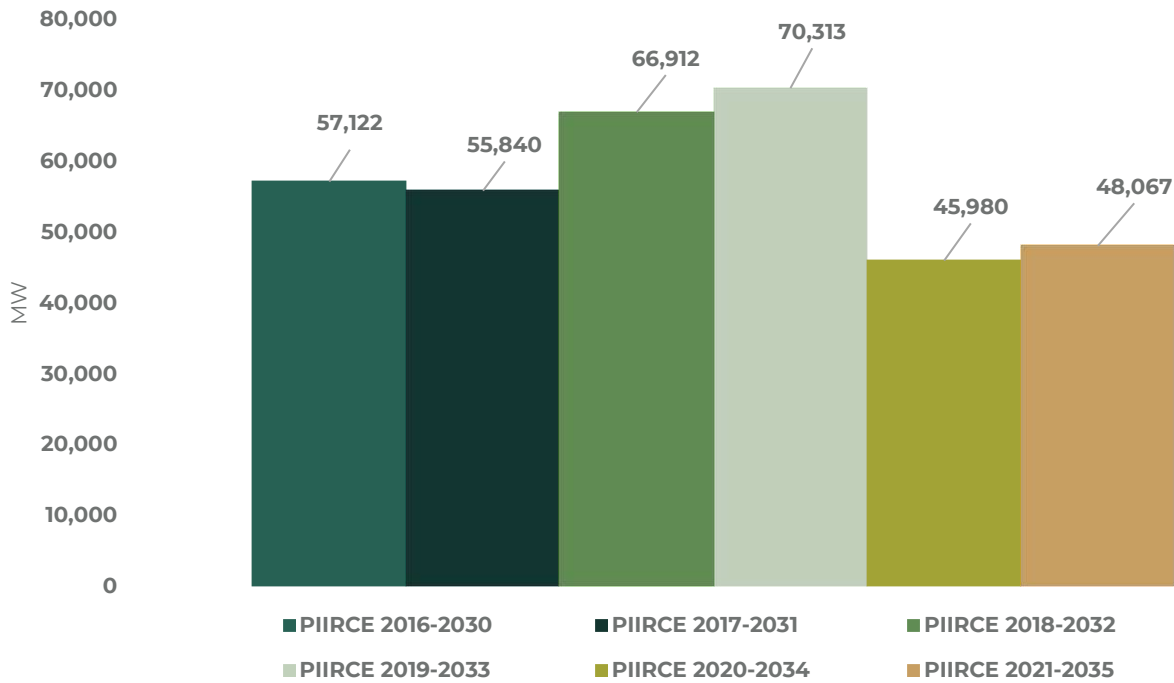


FUENTE: SENER con información de CENACE y CFE



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 6.31⁴⁰), 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

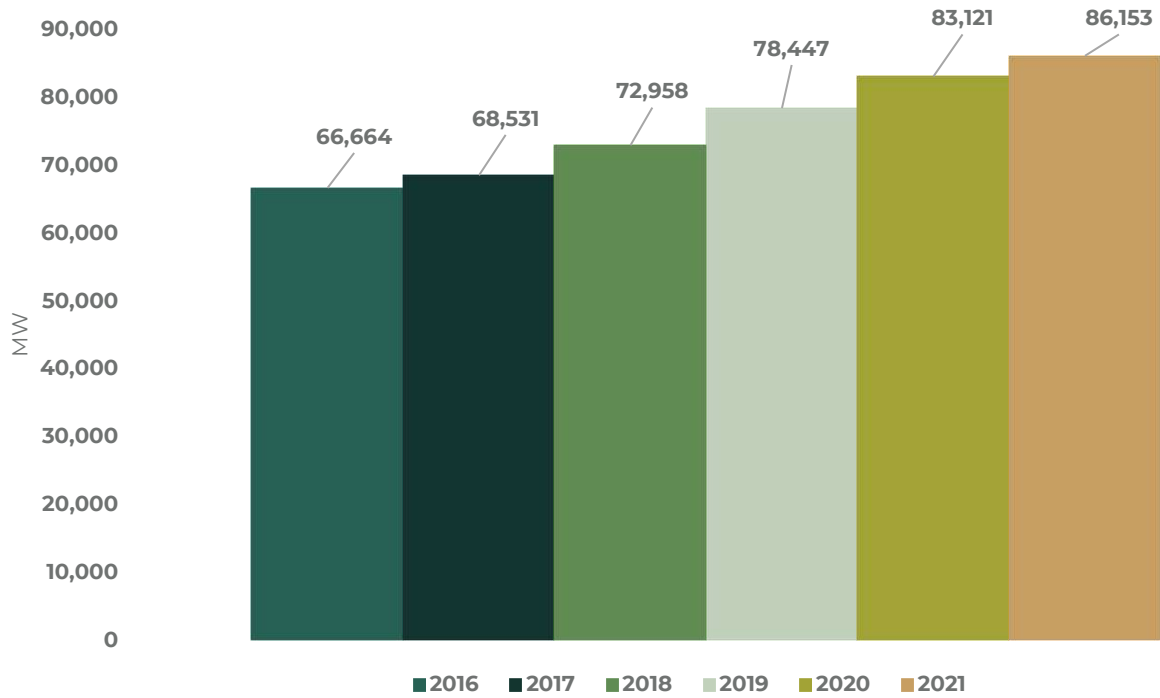
tecnologías de generación empleadas para satisfacer el Suministro Eléctrico y garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del SEN.

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

⁴⁰ 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%.

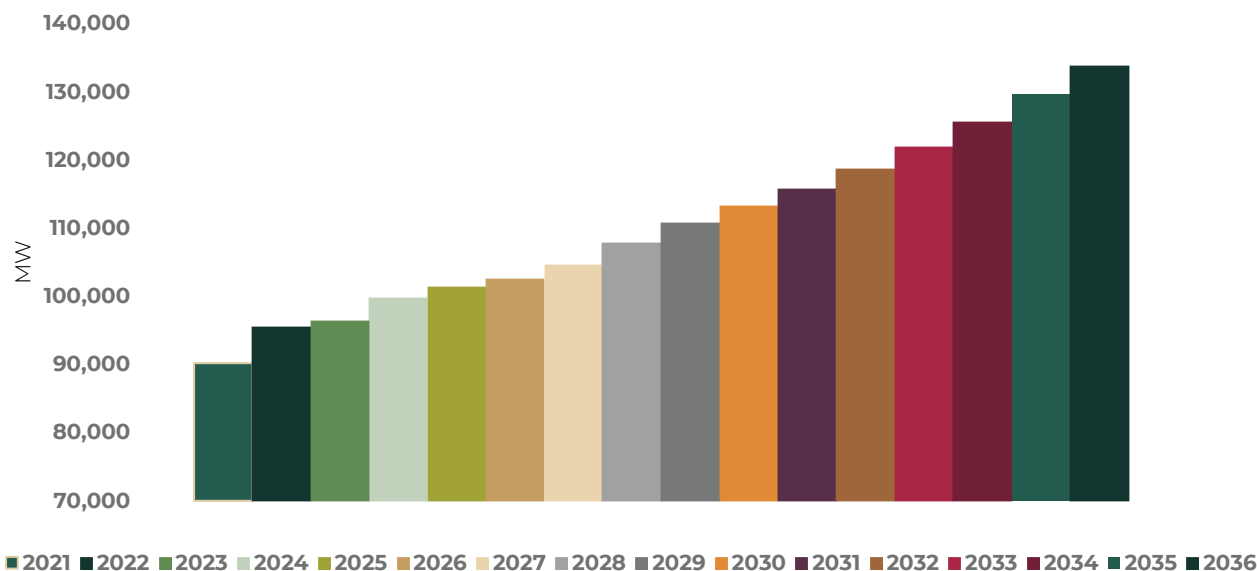
La Figura 7.6 presenta la evolución esperada de la capacidad total instalada (no incluye capacidad de autoabasto local, abasto aislado y GD-FV) en la RNT y las RGD, considerando los proyectos firmes e indicativos para el periodo 2021 – 2036.



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 estimado y publicado por la SENER, tomó como supuesto la revisión de los proyectos con Contrato de Interconexión, proyectos estratégicos de infraestructura y Centrales Eléctricas indicativas en consonancia con metas optimistas de 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 pronosticada de la capacidad a instalar por tipo de tecnología de generación con base al PIIRCE 2022-2036.

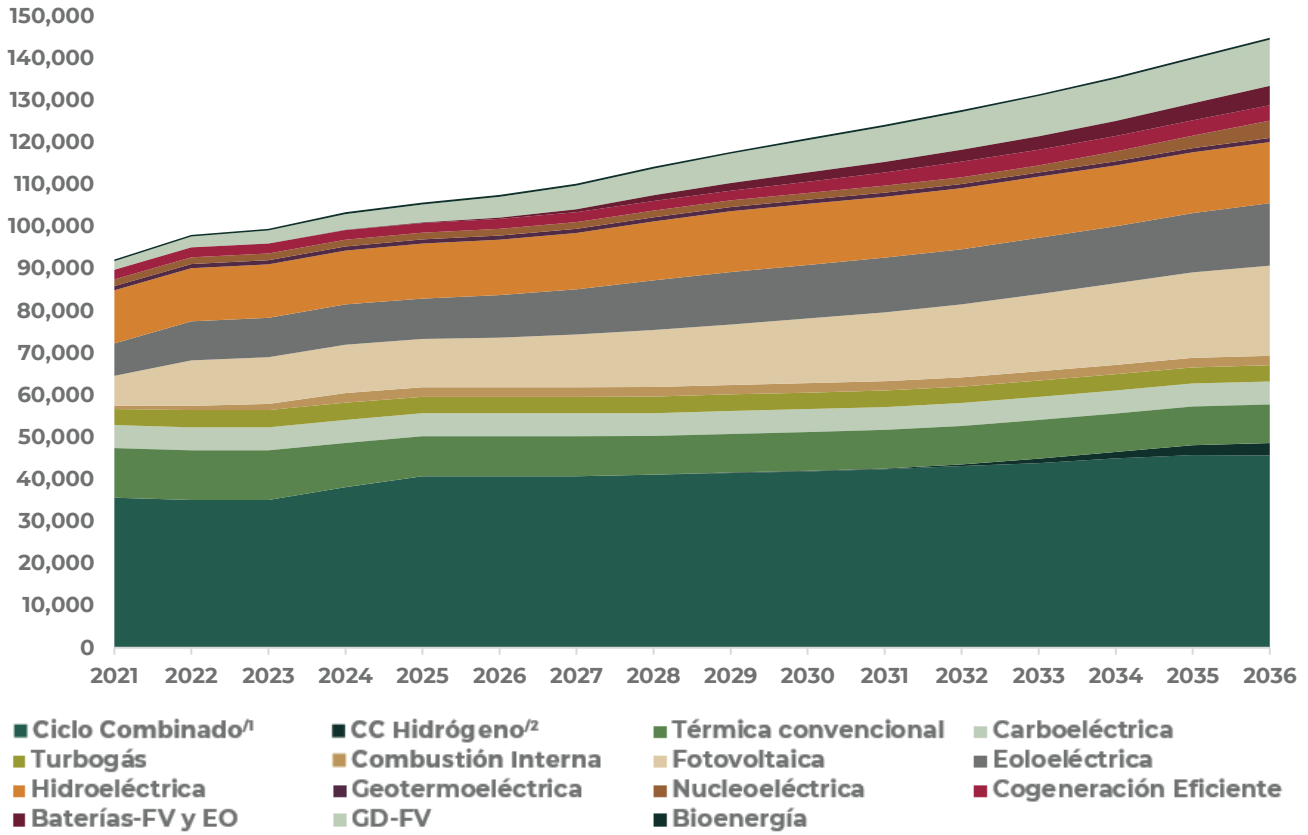
Es importante destacar que en 2021 el 37.7% de su capacidad total (operación comercial, pruebas y GD-FV, no incluye abasto aislado) es Energía Limpia y,

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 (de la simulación generada por programas estadísticos), 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

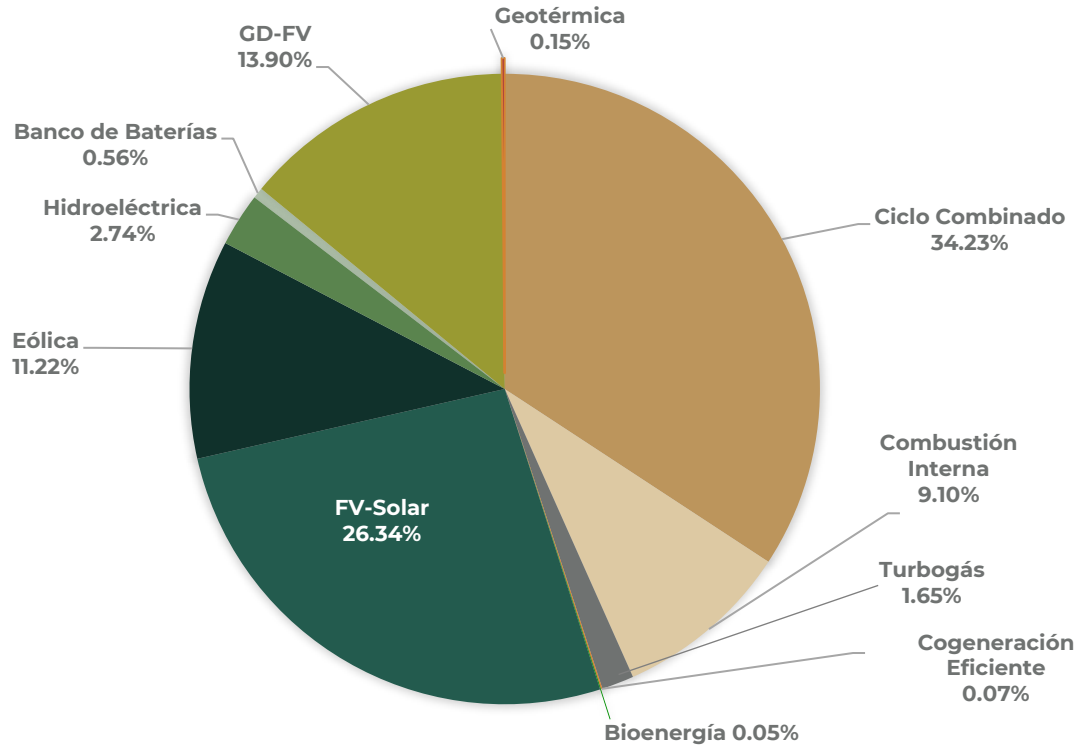
FUENTE: SENER con información de CENACE y CFE

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

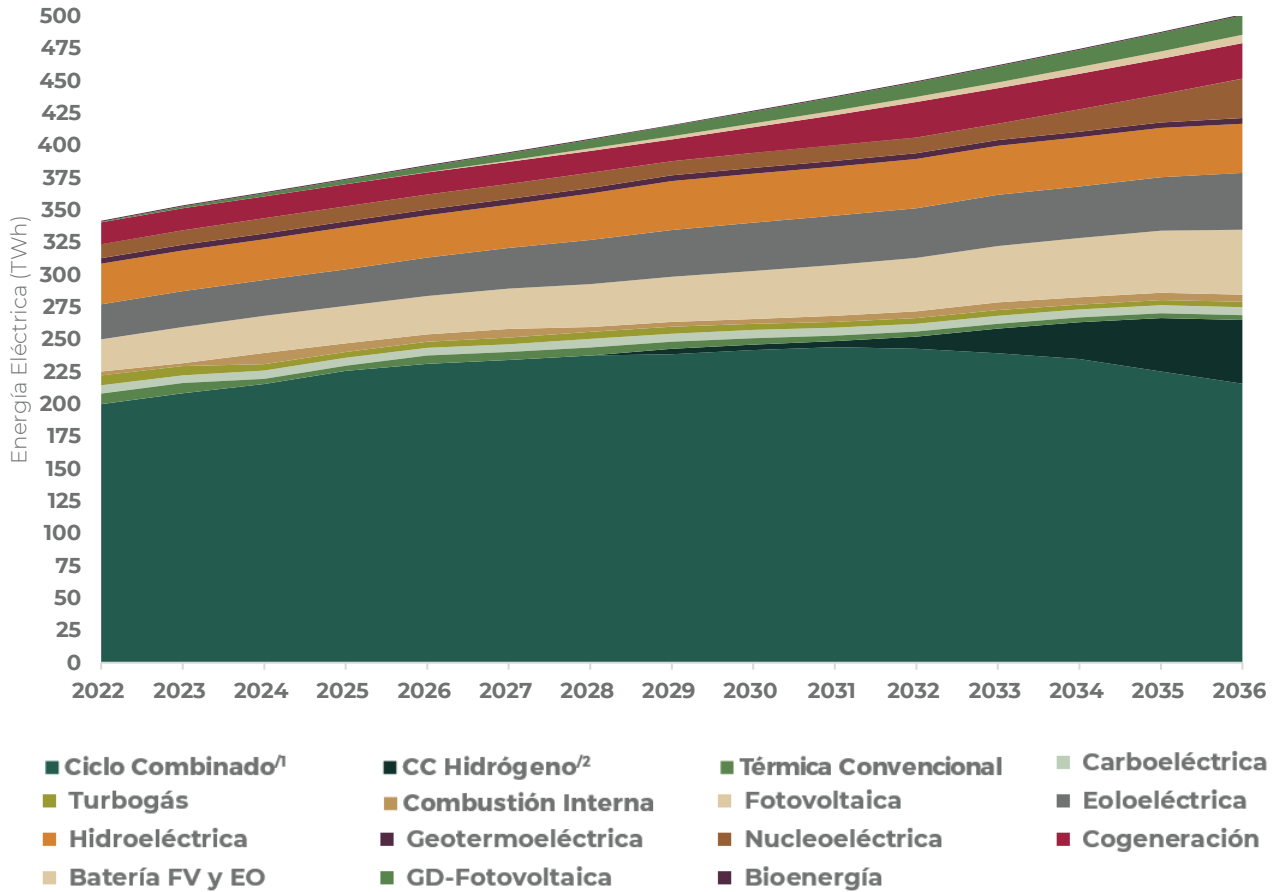
La Figura 7.9, presenta el comportamiento esperado de la generación neta inyectada (TWh) de 2022 a 2036 en el SEN, se considera la GD-FV, la cual, en los pronósticos de demanda y consumo, se considera como autoconsumo local, la producción de energía eléctrica.

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.

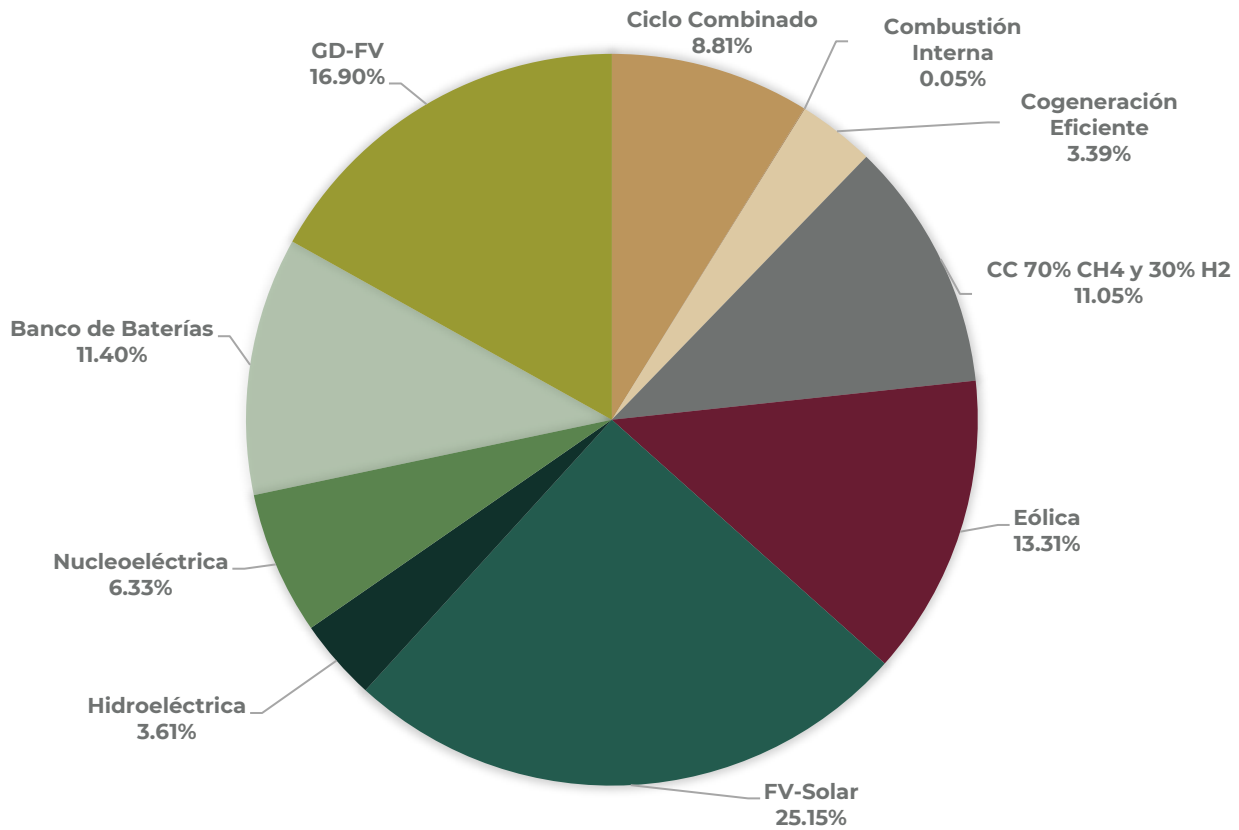
FUENTE: SENER con información de CENACE y CFE

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

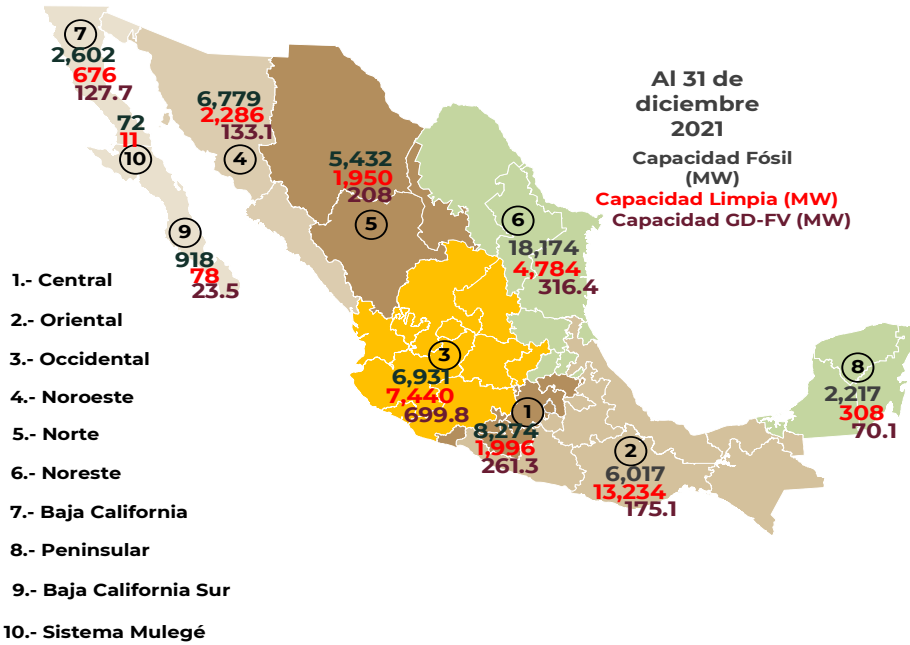
La Figura 7.11 presenta la capacidad instalada de las Centrales Eléctricas en operación comercial, pruebas y la GD-FV en MW por GCR al 31 de diciembre de 2021, se puede observar que en las GCR Oriental y Occidental la participación de la capacidad instalada de Energías Limpias es mayor que la capacidad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

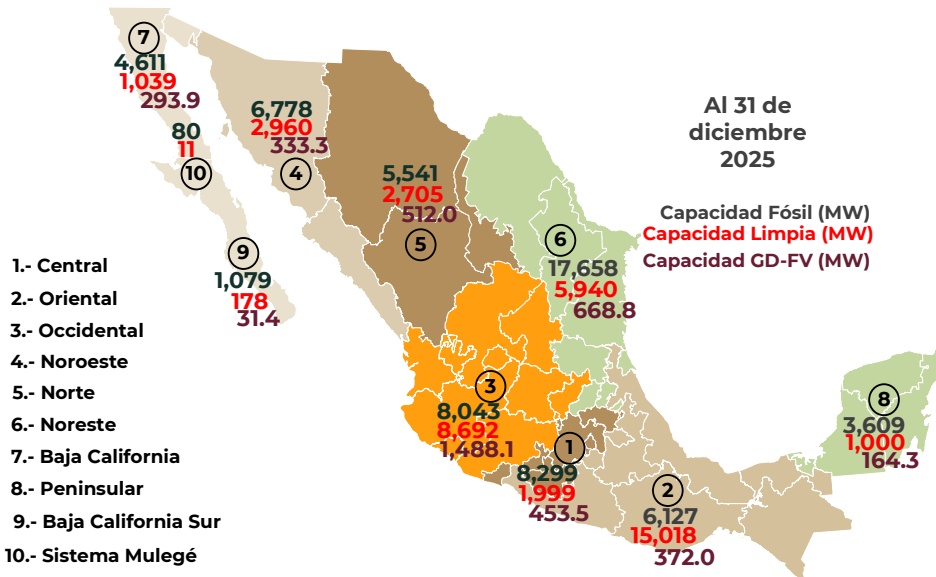


FIGURA 7. 11 CAPACIDAD INSTALADA EN OPERACIÓN COMERCIAL, PRUEBAS Y GD-FV (MW) POR GCR AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



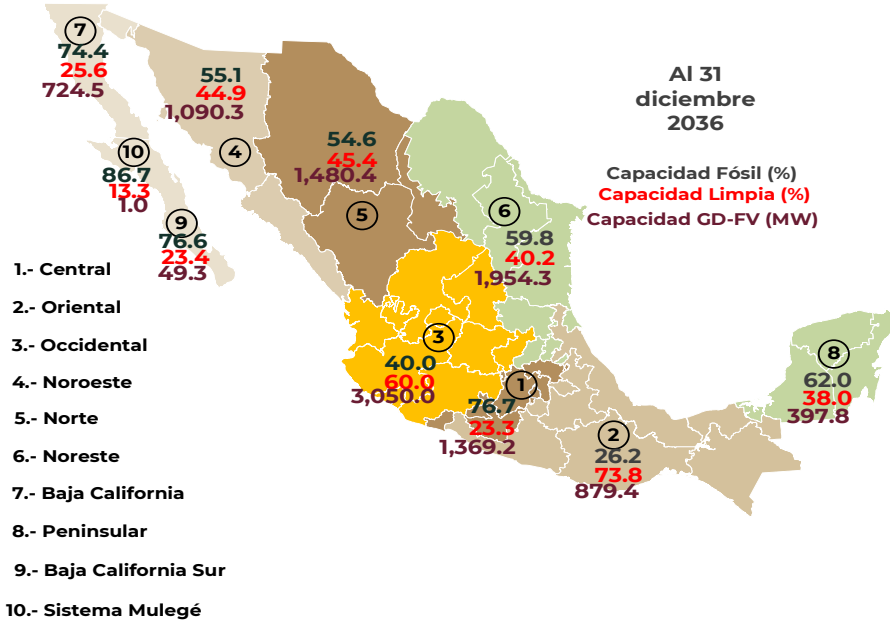
FUENTE: SENER con información de CENACE y CFE

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



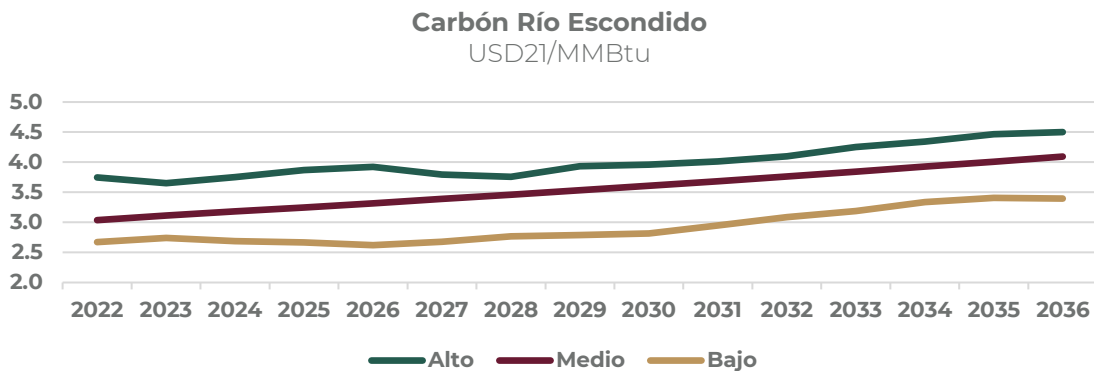
FUENTE: SENER con información de CENACE y CFE

7.3 EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES

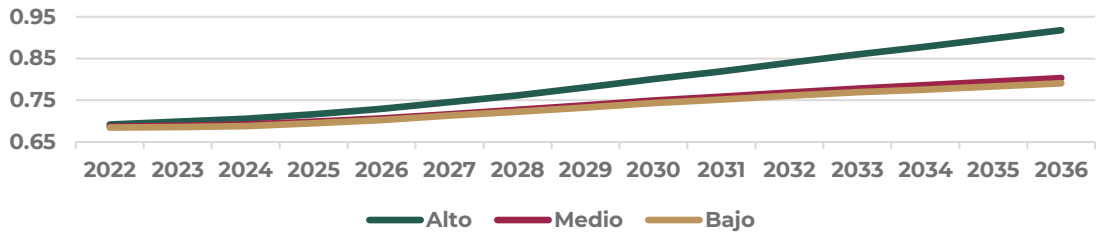
Para este ejercicio estadístico de planeación para el PIIRCE y las evaluaciones económicas de los proyectos propuestos se utilizan las trayectorias

estimadas 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.

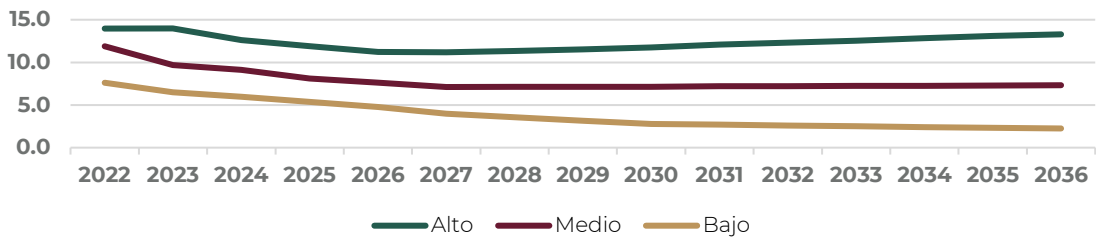
FIGURA 7.14 EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES PARA LOS ESCENARIOS ALTO, MEDIO Y BAJO



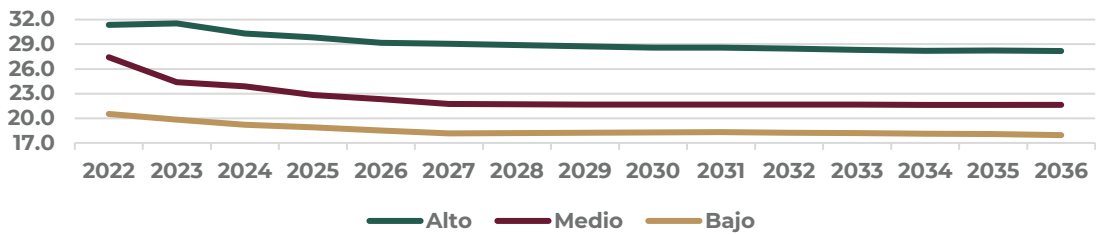
Uranio USD21/MMBtu



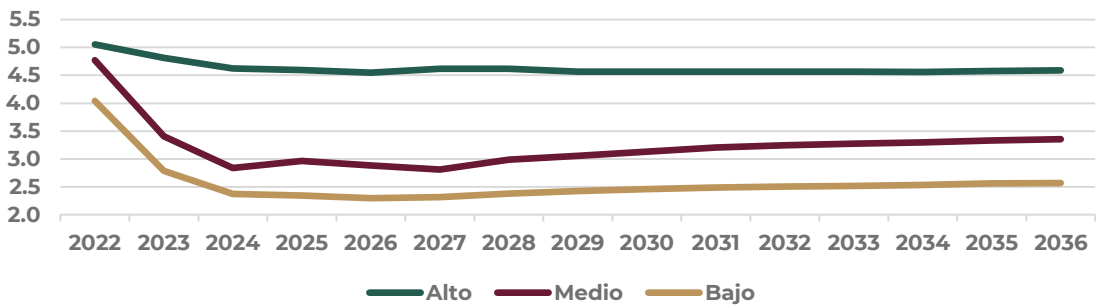
Combustóleo USD21/MMBtu



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 RESERVA DE PLANEACIÓN EN TÉRMINOS DE 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%.

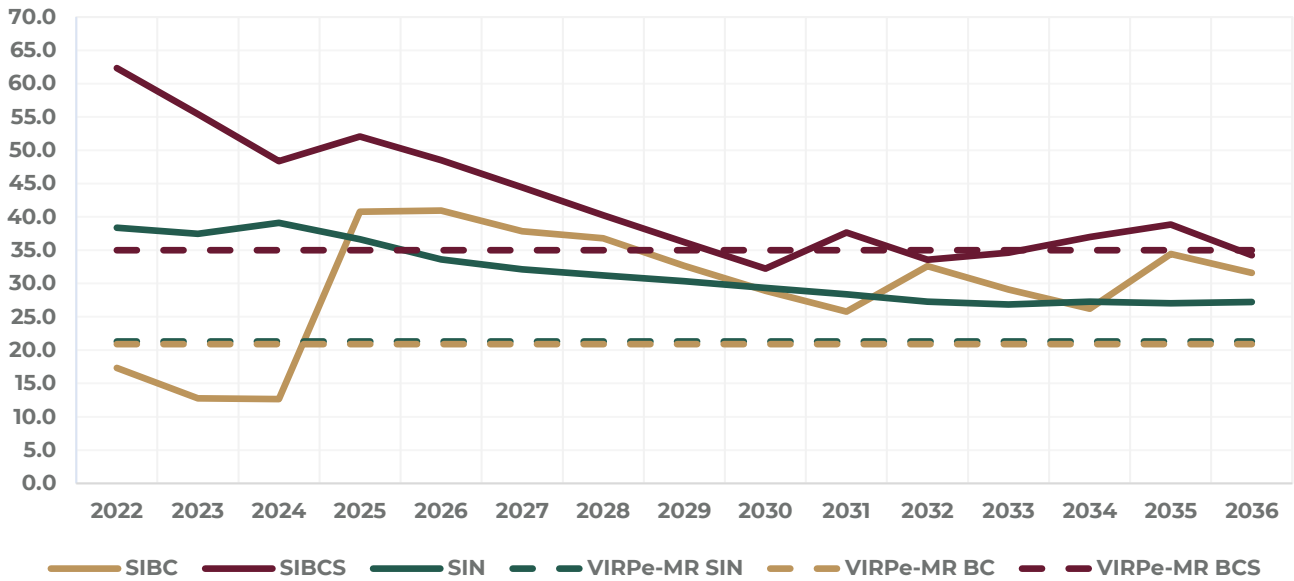
La capacidad disponible de la generación intermitente, durante la ocurrencia de la demanda máxima, resulta de la estadística de la disponibilidad horaria de los últimos 5 años de dicha generación.

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.

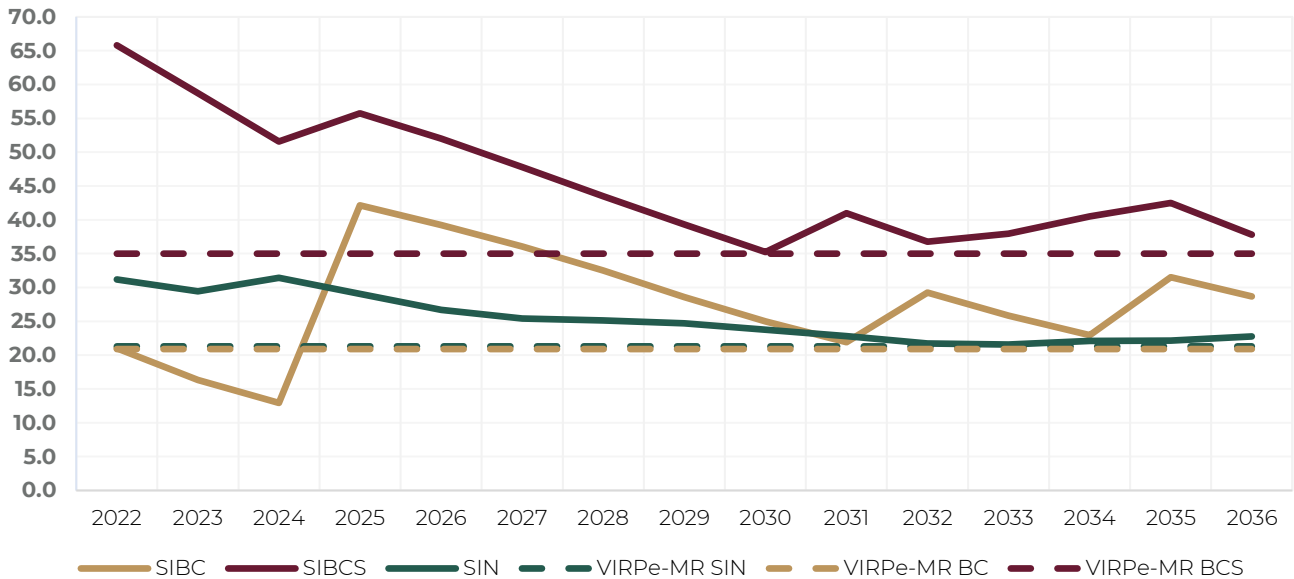
La Figura 7.16 muestra el comportamiento de la RP-MR para el escalón de la demanda máxima nocturna.

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

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.

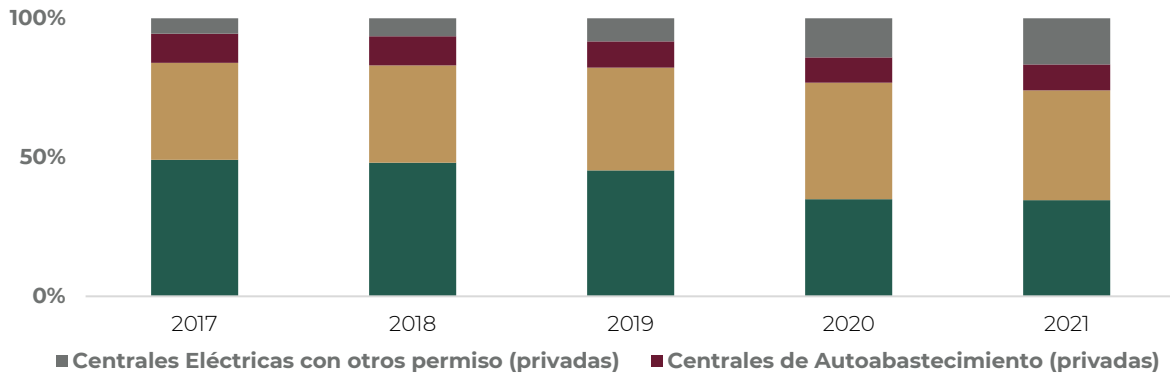
El Acuerdo de París, reconoce a las “Partes” sus necesidades específicas, circunstancias especiales y capacidades respectivas para la mitigación de los GEI, así como los tiempos que tardarán en lograr los compromisos. De los compromisos de México, se establecieron las medidas no condicionadas con la 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 7.17 y 7.18.

De acuerdo con las estimaciones internas de la SENER con los datos proporcionados por la CFE y el CENACE, en 2024 México alcanzará la meta de generación de electricidad con energías limpias del 35% en el año 2024, con lo que se dará cumplimiento a la meta al respecto establecida en la Ley de Transición Energética, así como a los compromisos internacionales de México en materia de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero establecidos en el Acuerdo de París.

FIGURA 7. 17 CONTRIBUCIÓN PORCENTUAL, POR TIPO DE PROPIETARIO/PERMISO, A LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON COMBUSTIBLES FÓSILES

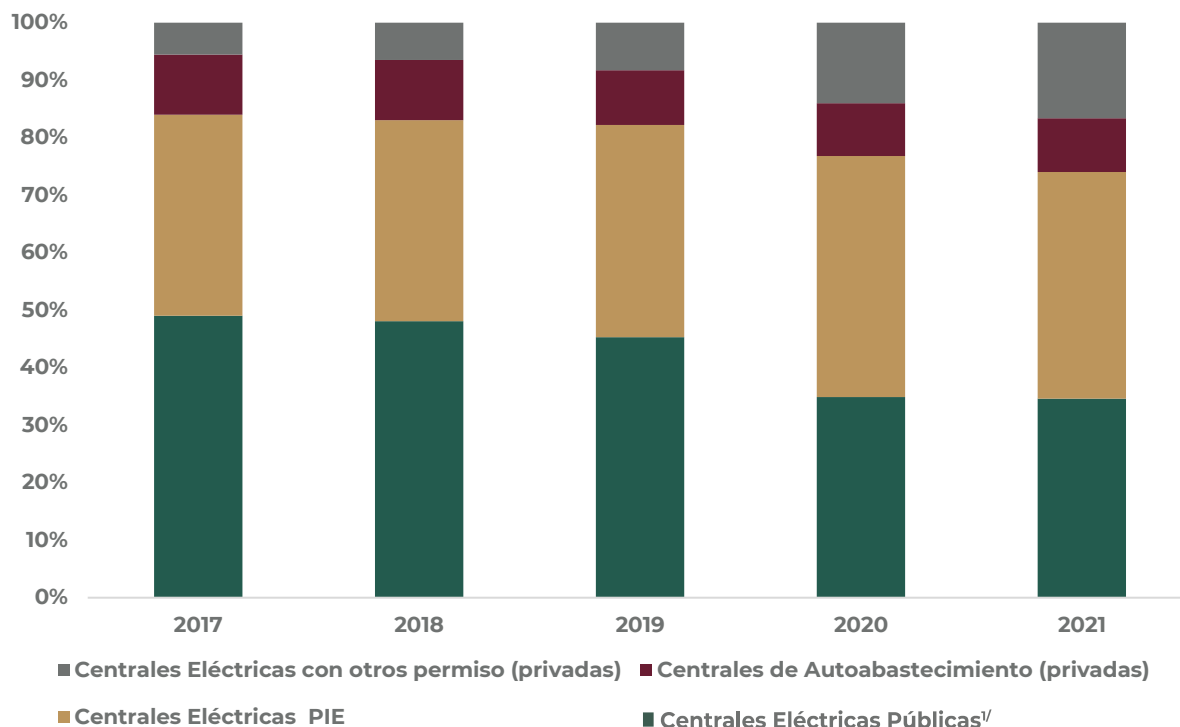


√ CFE y PEMEX

FUENTE: SENER con información de CENACE



FIGURA 7.18 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

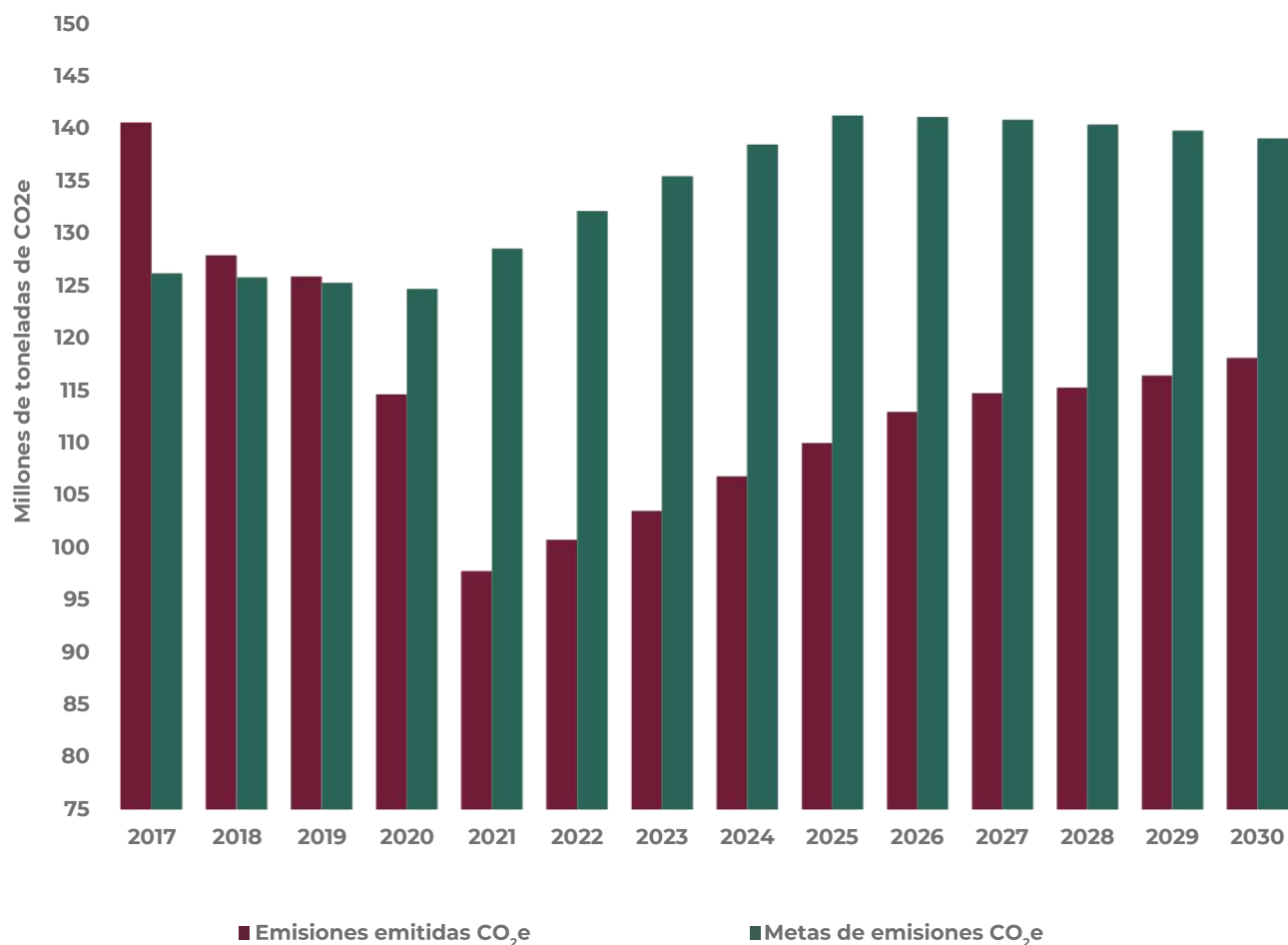
Para tener una mayor participación en la reducción de emisiones de GEI, el Acuerdo de París establece que los países desarrollados llevarían a cabo estrategias para proporcionar los apoyos financieros y las transferencias tecnológicas que tomen en cuenta las necesidades y prioridades de los países en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

La Figura 7.19 presenta la estimación de emisiones de CO₂e como resultado de la producción neta de la generación de energía eléctrica inyectada a la RNT y las RGD. Se observa que a partir de 2020 las emisiones de CO₂e son marginalmente 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 en la proyección modelada por computadora 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. 19 EVOLUCIÓN DE LAS EMISIONES DE CO₂E



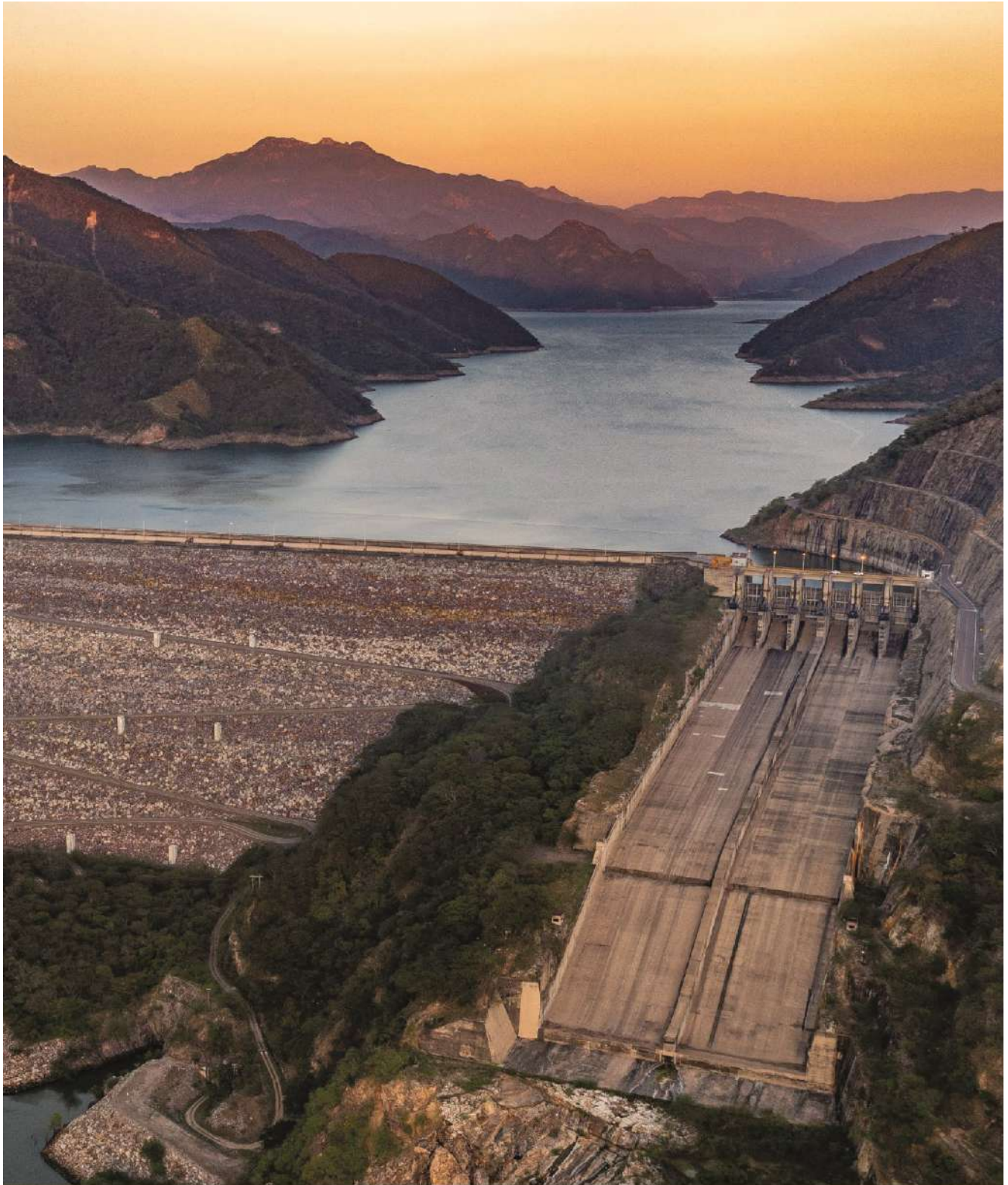
Las emisiones de CO₂e de los años 2017 – 2021 han sido estimadas usando el factor de emisión del SEN notificado por la CRE a la SEMARNAT, de sus respectivos años. Para los años 2022-2036 se usa el factor de emisión del SEN 2021, publicado por la SEMARNAT el 28 de febrero 2022.

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.





Central hidroeléctrica, Tepic, Nayarit.
Comisión Federal de Electricidad.



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 costos⁴¹ 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 7.20 presenta la distribución en por ciento 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

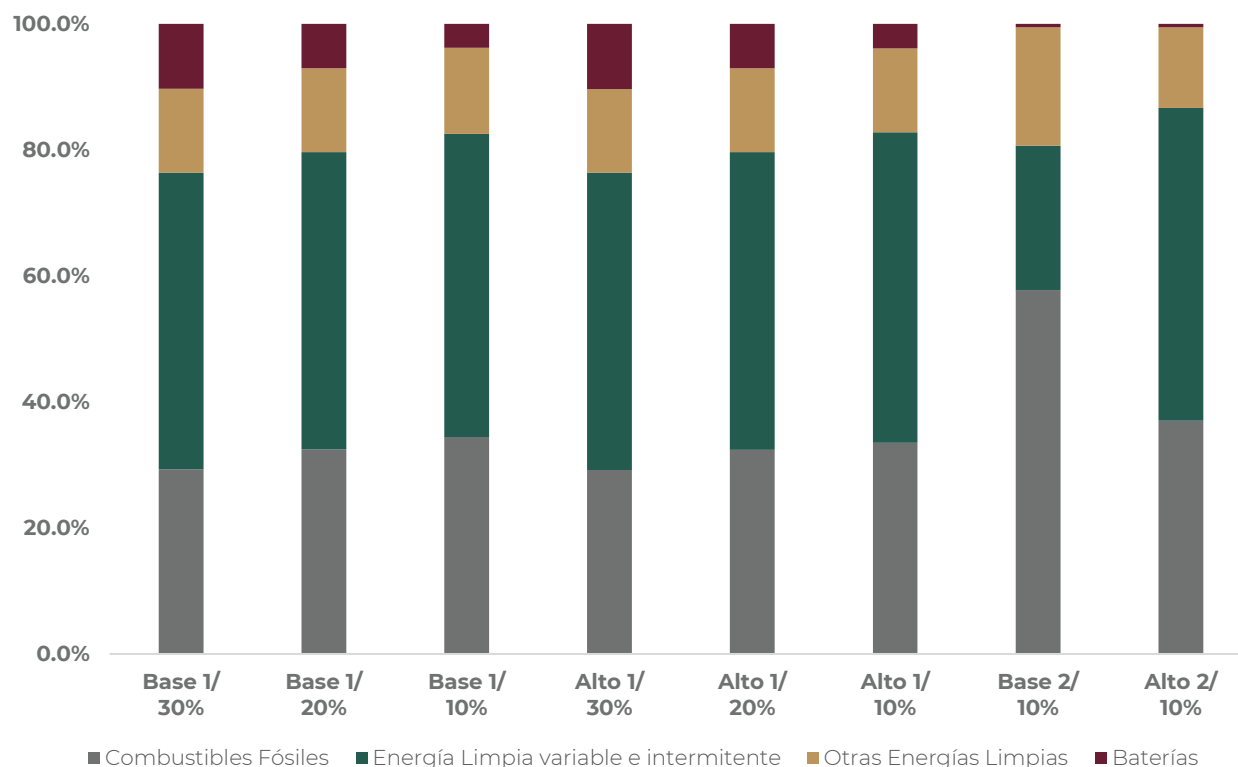
^{4/} Incluye: Nuclear, Cogeneración Eficiente, 30% del Ciclo Combinado con Hidrógeno verde, Fotovoltaica, Eólica, Geotermoeléctrica, Hidroeléctrica

FUENTE: SENER con información de CENACE

⁴¹ 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. 20 ADICIÓN DE CAPACIDAD (MW) POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2022-2036



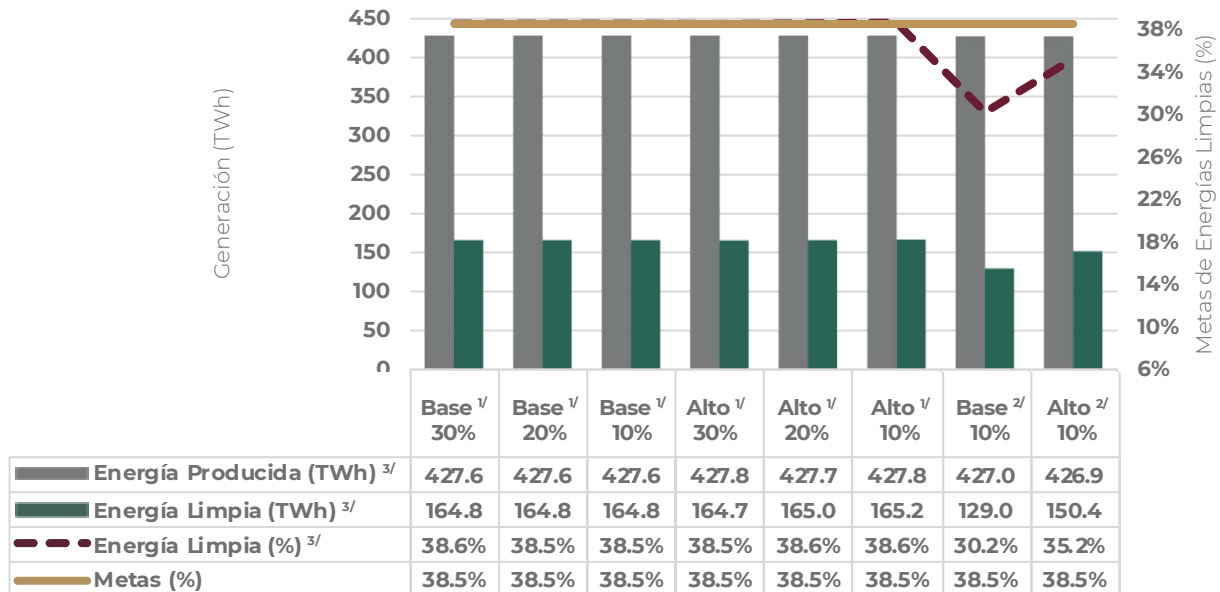
FUENTE: SENER con información de CENACE

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 7.22. La figura 7.21 Metas de Energía Limpia y la figura 7.22 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. 21 METAS DE ENERGÍAS LIMPIAS EN 2030



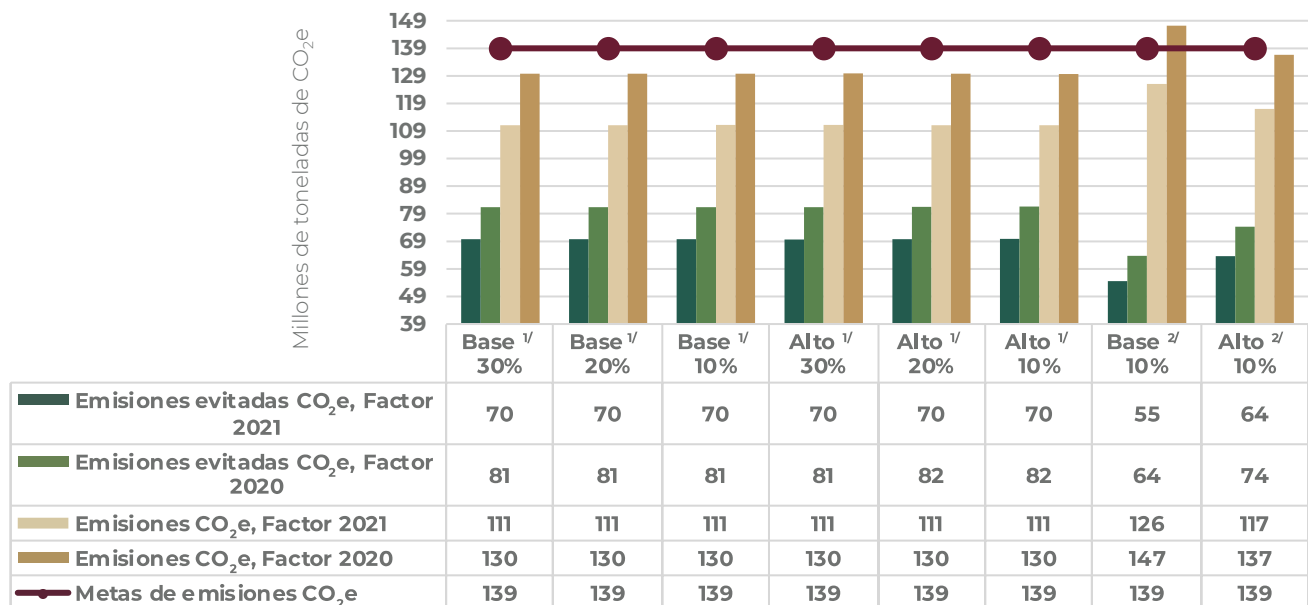
^{1/} Con cumplimiento de Metas de Energías Limpias a partir de 2030.

^{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. 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



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 7.23 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 SEMARNAT⁴². No se presentan los riesgos económicos, geopolíticos y sociales asociados por el cumplimiento de las metas sin las condiciones necesarias para que no se afecte el SEN en su complejidad.

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.

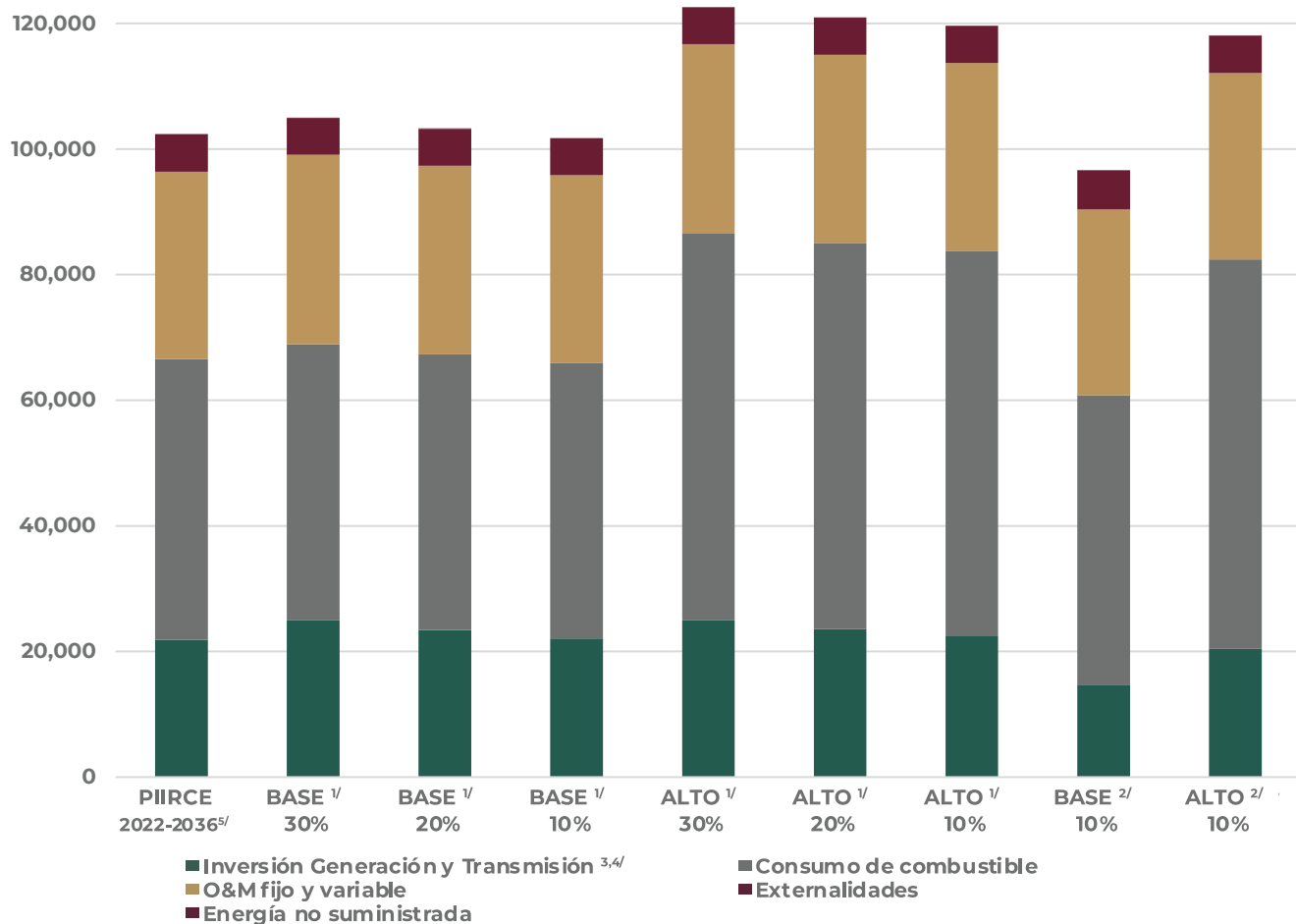
^{4/} Estimada solo para interruptores y línea de transmisión no incluye elementos asociados a la estabilidad, seguridad y Calidad para garantizar la Confiabilidad. La inversión es adicional a las propuestas del PAMRNT.

^{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

⁴²<https://www.gob.mx/semarnat/acciones-y-programas/programa-de-prueba-del-sistema-de-comercio-de-emisiones-179414>

FIGURA 7. 23 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



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



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 PÉRDIDAS 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 PÉRDIDAS 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 PÉRDIDAS 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 PÉRDIDAS 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 PÉRDIDAS 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 PÉRDIDAS 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 relativamente sensible 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 planificado (sobre la base de hechos observados y no modelados) de los proyectos tiene impacto sensible en las finanzas públicas y en los Usuarios Finales por el aumento en los costos de producción; e impacta y las 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”⁴³.

Bajo esta premisa y tomando en cuenta las necesidades más comunes de modernización, de manera general se pueden identificar los siguientes casos:

⁴³ 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

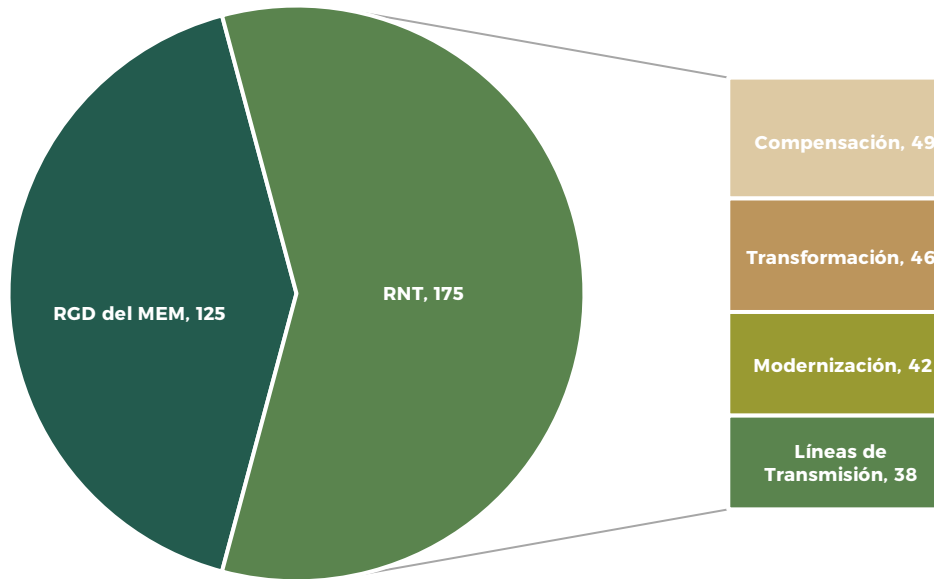
En el periodo 2015 a 2021, la SENER ha instruido a CFE Transmisión y CFE Distribución la construcción de 175 y 125 proyectos en proceso de infraestructura eléctrica para la ampliación y modernización de la RNT y las RGD del MEM, respectivamente (Ver Figura 8.1).

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 RNT⁴⁴ 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-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 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.

⁴⁴No 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.



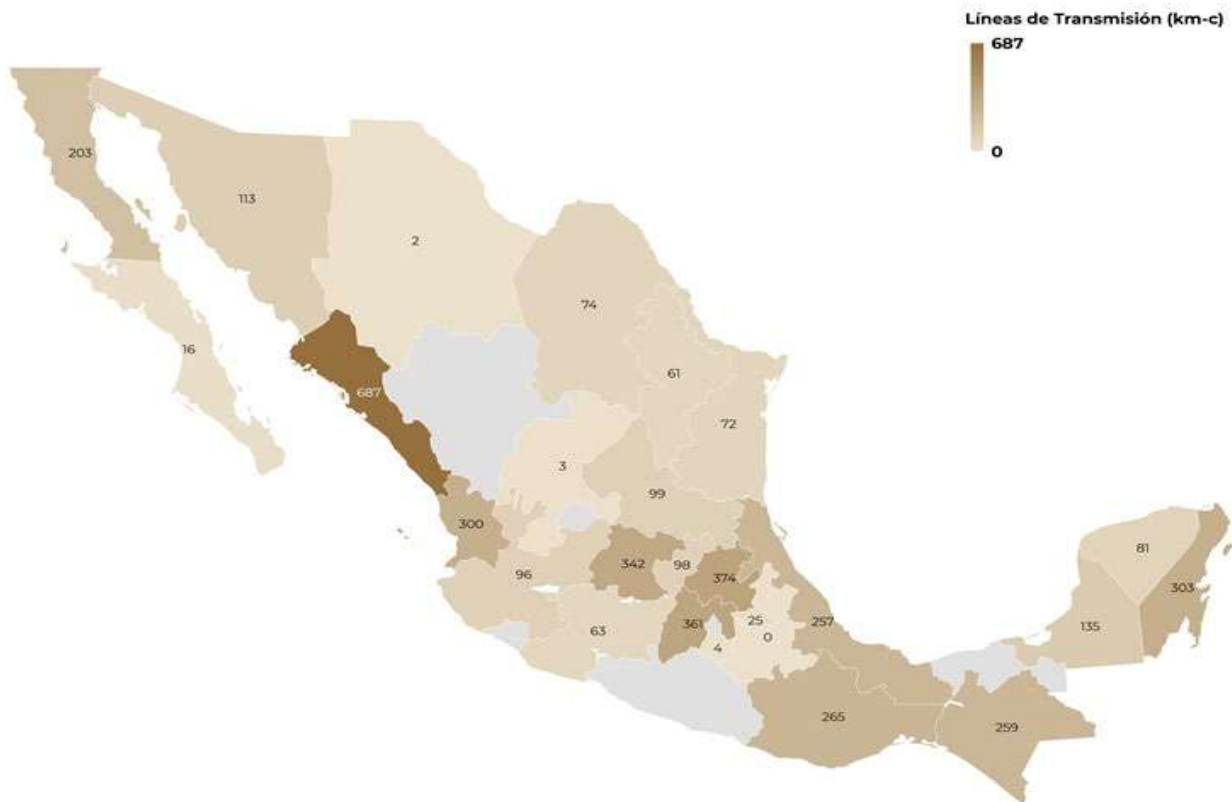
En cuanto a los estados de Hidalgo y Estado de México, el principal proyecto que contribuye a sus metas físicas es “I19-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País”, el cual permite reforzar la red de transmisión entre las regiones de Tamazunchale y el Valle 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 FEDERATIVA⁴⁵



FUENTE: SENER con información de CENACE

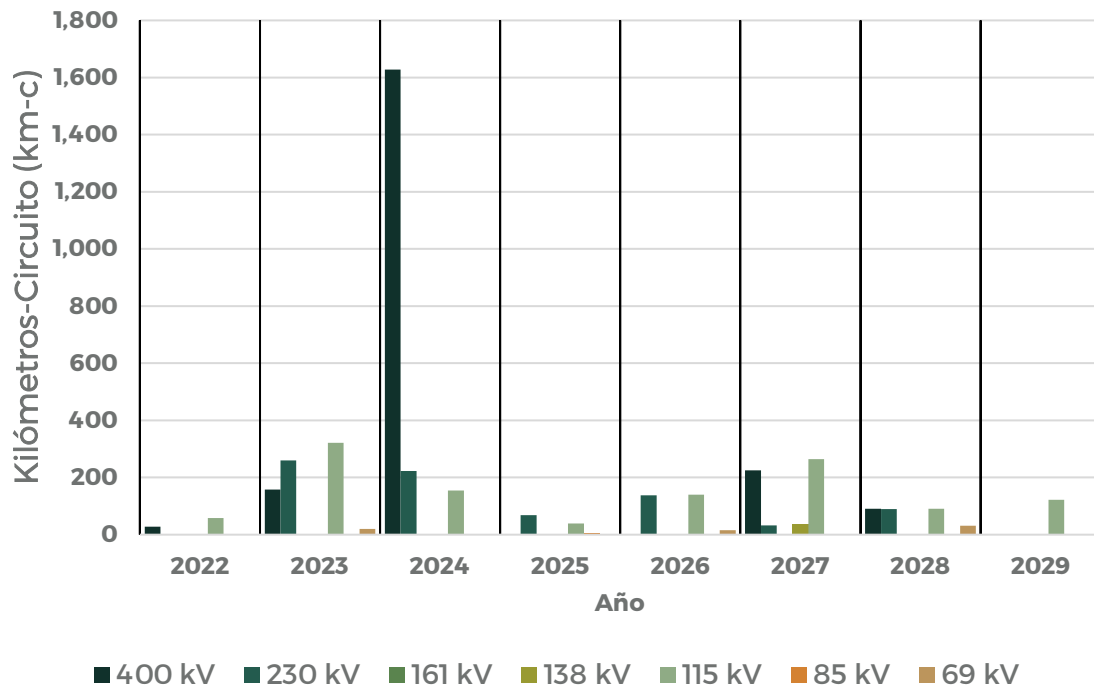
⁴⁵ Las distancias pueden variar una vez definida la Ficha de Información de Proyecto final por el CENACE con base a la Información de CFE de campo.



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"⁴⁶.

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 TENSIÓN⁴⁷



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.

⁴⁶ CFE Transmisión reporta terminación en 2024 a CENACE.

⁴⁷ 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.

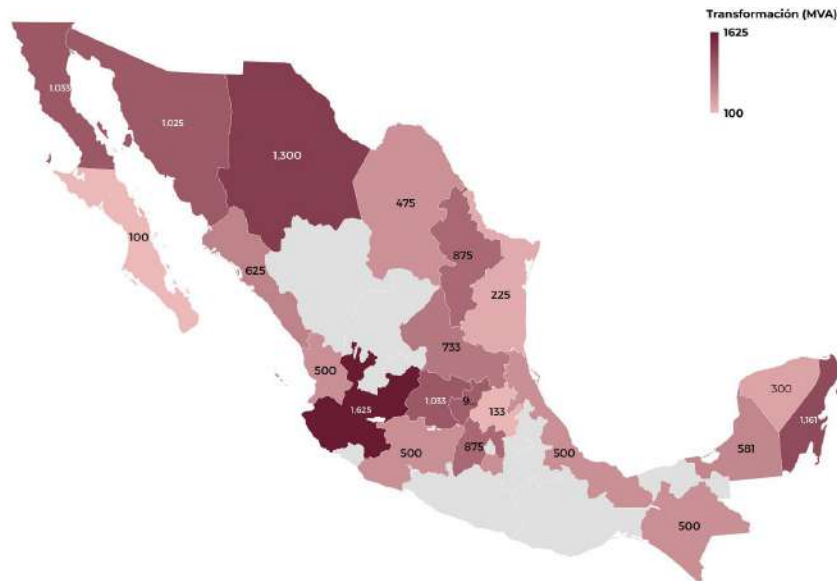
El estado de Quintana Roo incorporará los proyectos “P18-PE2 y P20-PE3 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (Fases I y II)”, “Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar – Chankanaab II”, los cuales adicionarán 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.

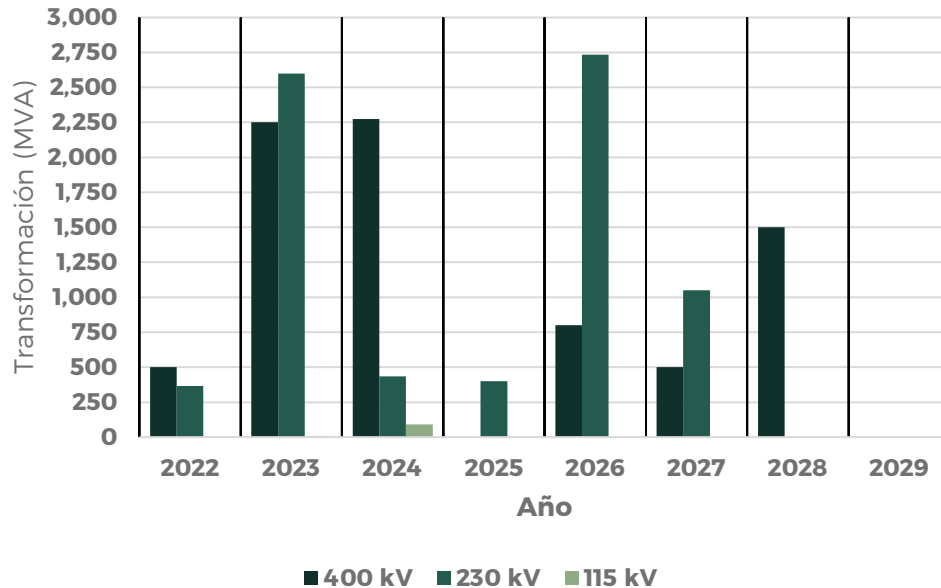
Figura 8.4 Capacidad (MVA) de Bancos de Transformación de ampliación de la RNT instruidos por SENER por Entidad Federativa



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 TENSIÓN⁴⁸



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-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 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.

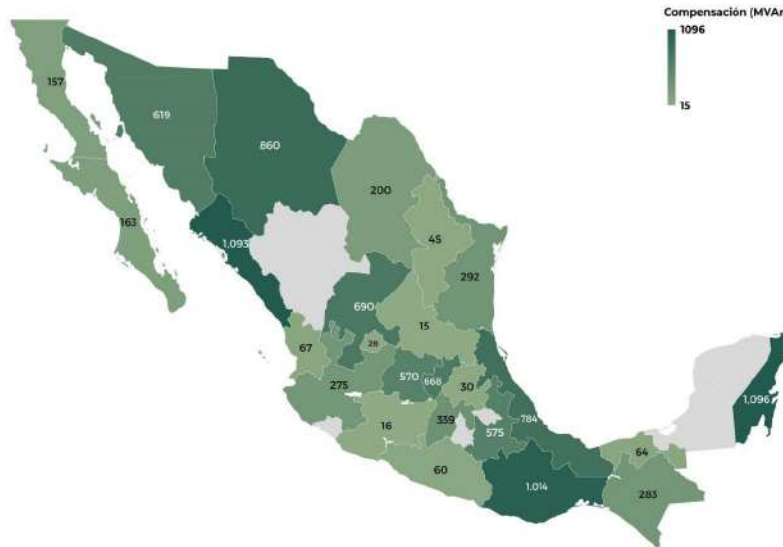
⁴⁸ Ibidem 4



En 2024 se verán las mayores adiciones de Compensación de potencia reactiva, con un total de 2,947.4 MVAR, donde la principal contribución provendrá del proyecto “I20-SIN1 Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de

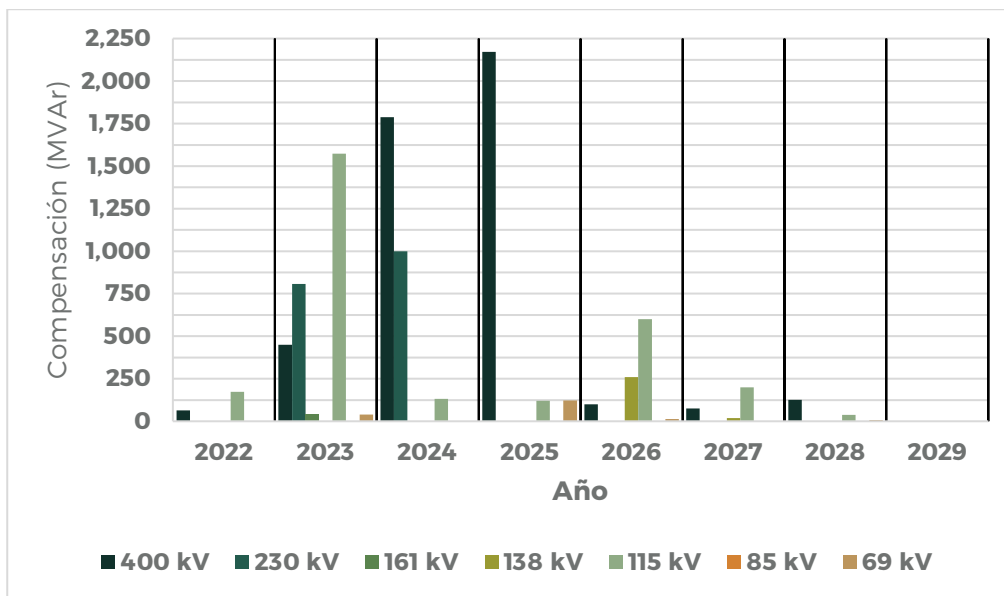
transmisión internos en la GCR Noreste y de los enlaces de transmisión con las GCR Occidental y Norte”. Posteriormente la mayor contribución será en el año 2023 con 2,912.4 MVAR.

Figura 8.6 Capacidad de Compensación de Potencia Reactiva (MVAR) de ampliación de la RNT instruida por SENER por Entidad Federativa



FUENTE: SENER con información de CENACE

FIGURA 8.7 CAPACIDAD (MVAR) DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDA POR SENER POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN



FUENTE: SENER con información de CENACE



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 FEDERATIVA⁴⁹

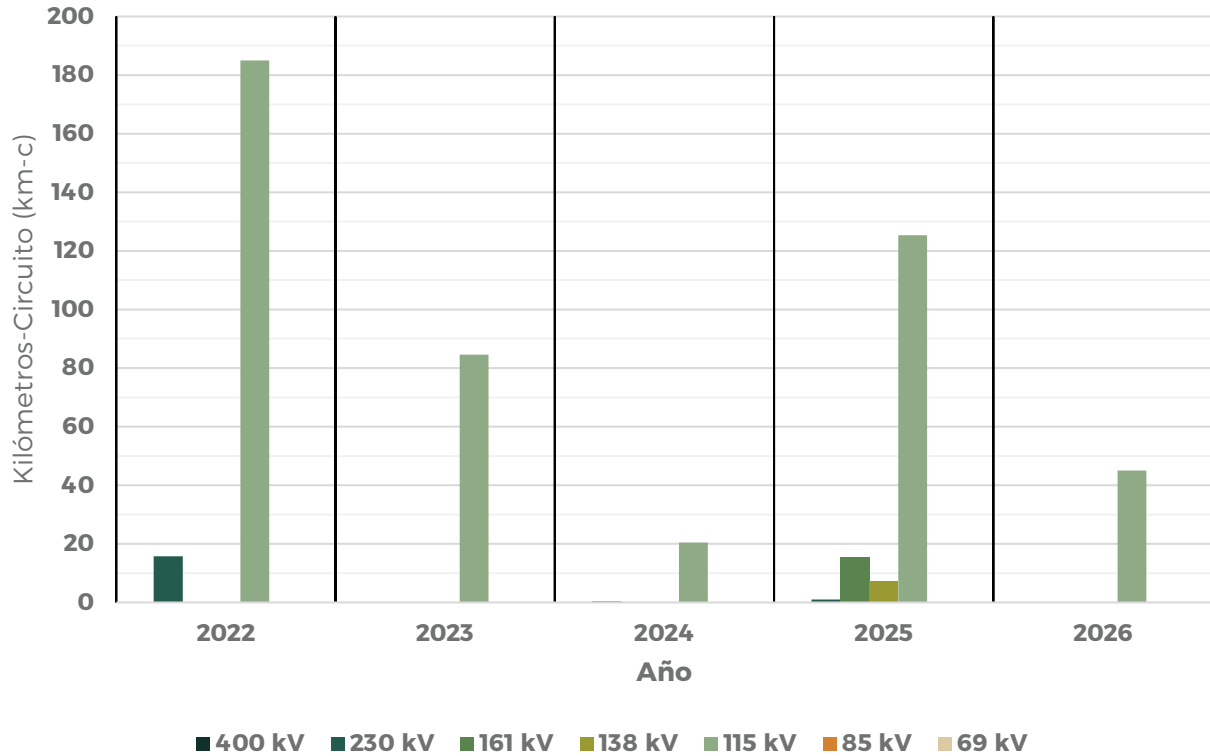


FUENTE: SENER con información de CENACE

⁴⁹ 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.

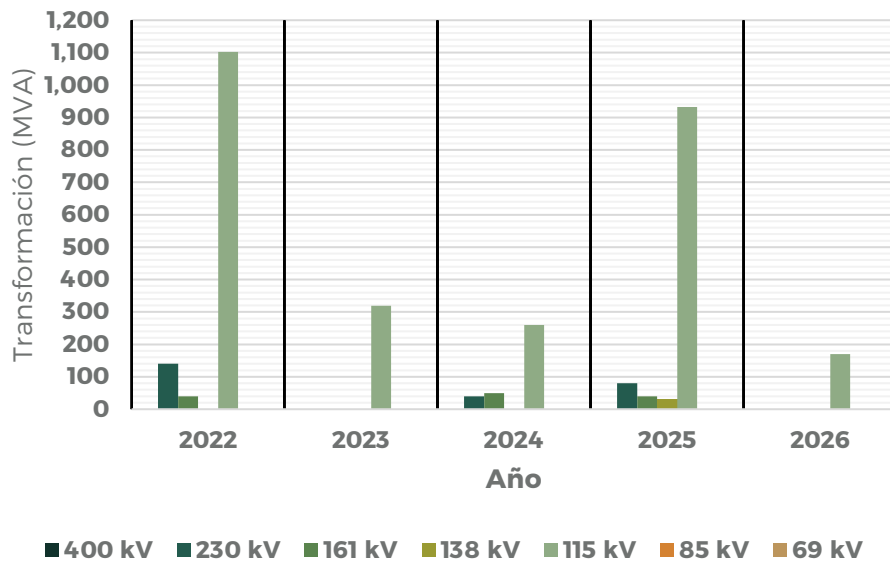


FIGURA 8.10 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM INSTRUIDOS POR SENER POR ENTIDAD FEDERATIVA



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 TENSIÓN⁵⁰



FUENTE: SENER con información de CENACE

⁵⁰ 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 Rio 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.

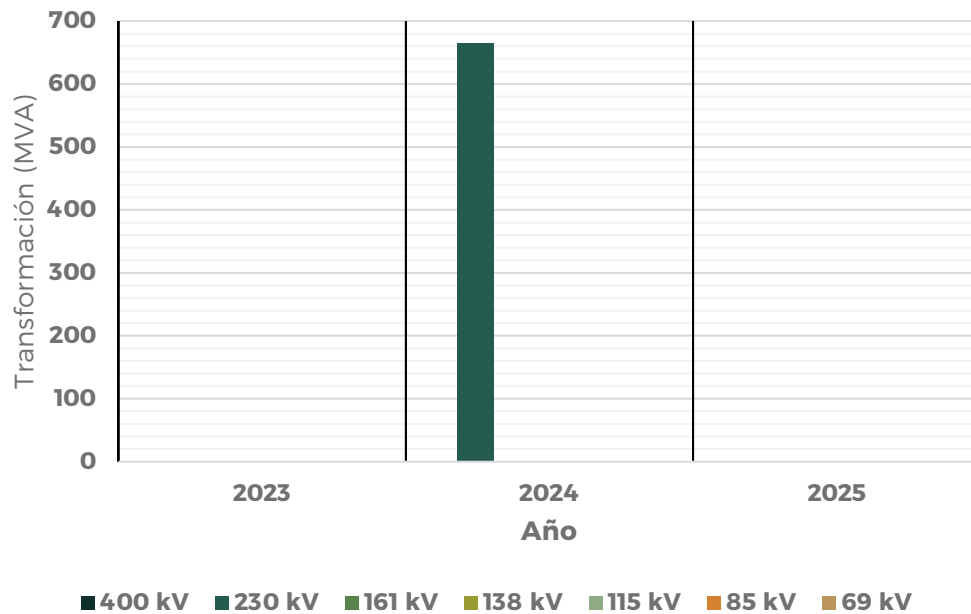


FIGURA 8.14 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE LA RNT ASOCIADAS AL PLAN DE FORTALECIMIENTO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL POR ENTIDAD FEDERATIVA



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.

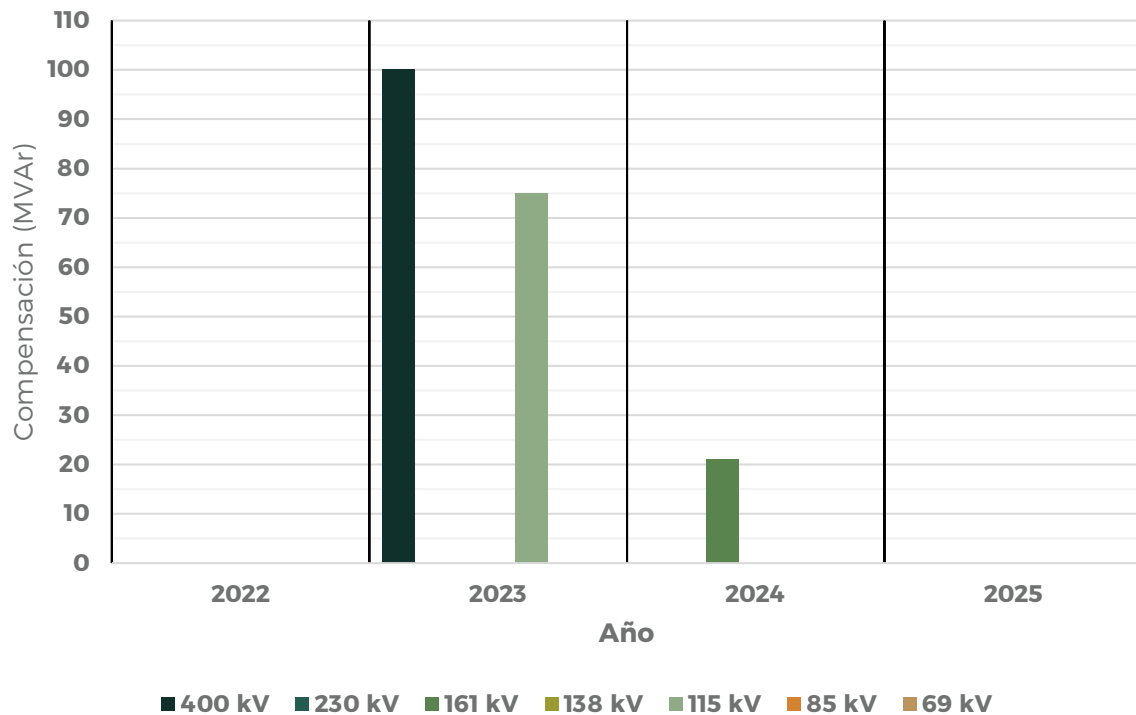
FIGURA 8.16 CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA (MVAR) DE AMPLIACIÓN DE LA RNT ASOCIADOS AL PLAN DE FORTALECIMIENTO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL POR ENTIDAD FEDERATIVA



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

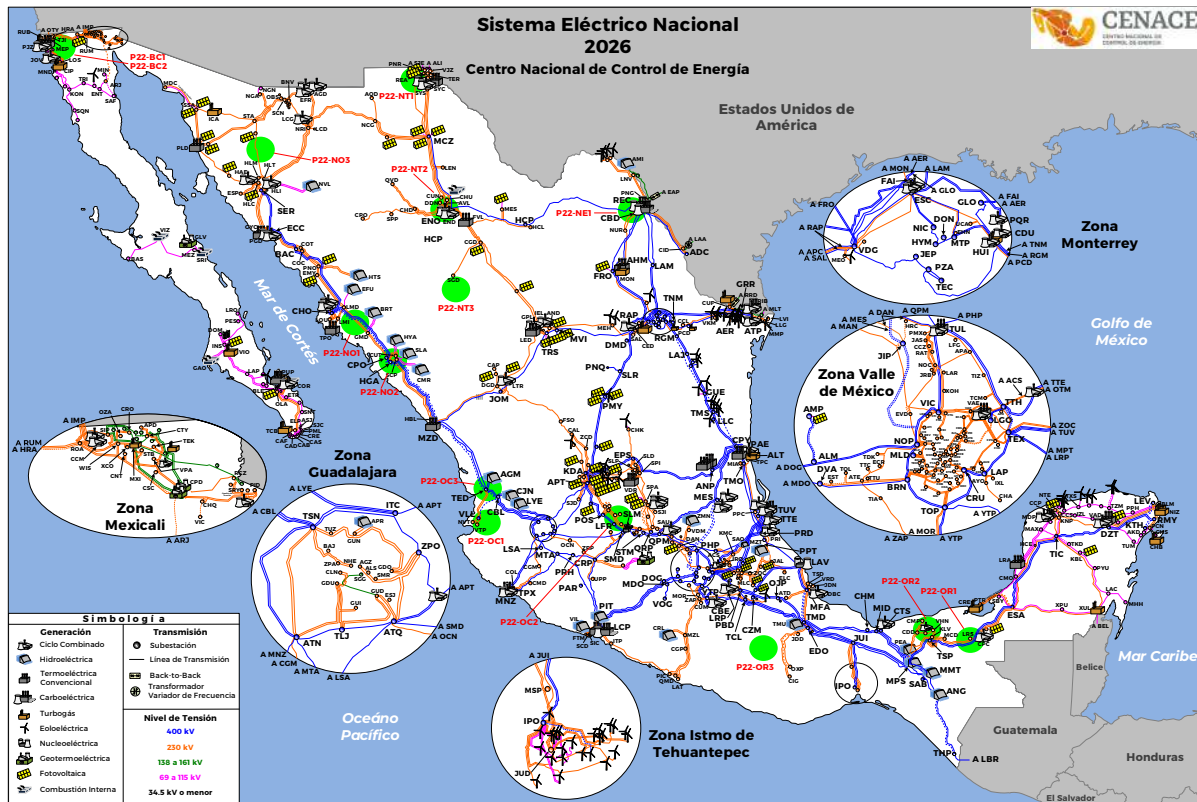
FUENTE: SENER con información de CENACE

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.

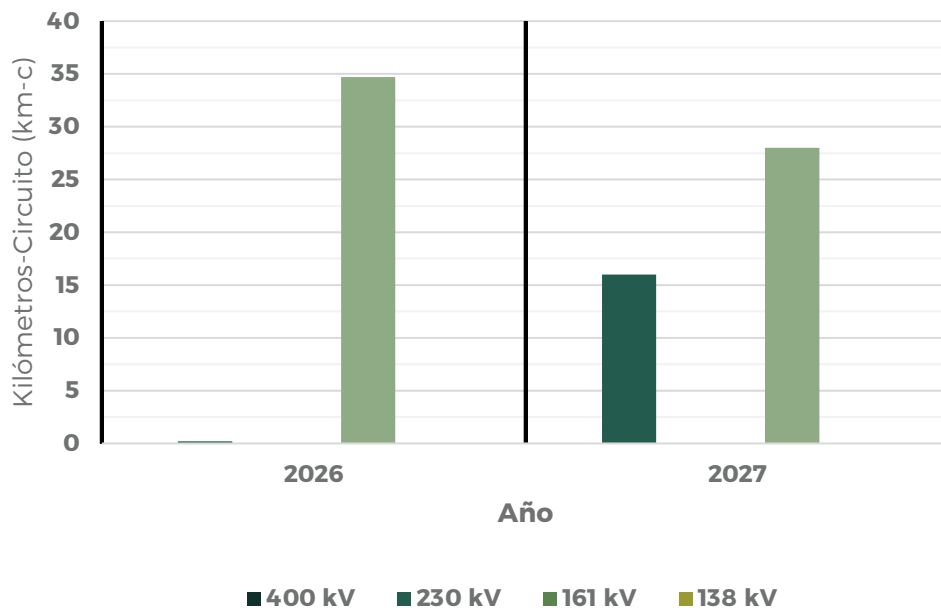
Solo se adiciona red de transmisión en 230 y 115 kV, siendo el mayor incremento en el año 2027 con 16.0 km-c en 230 kV y 28.0 km-c en 115 kV motivados por el proyecto “P22-NO1 Incremento en la capacidad de Transformación entre la zona Guasave y Los Mochis”.

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.

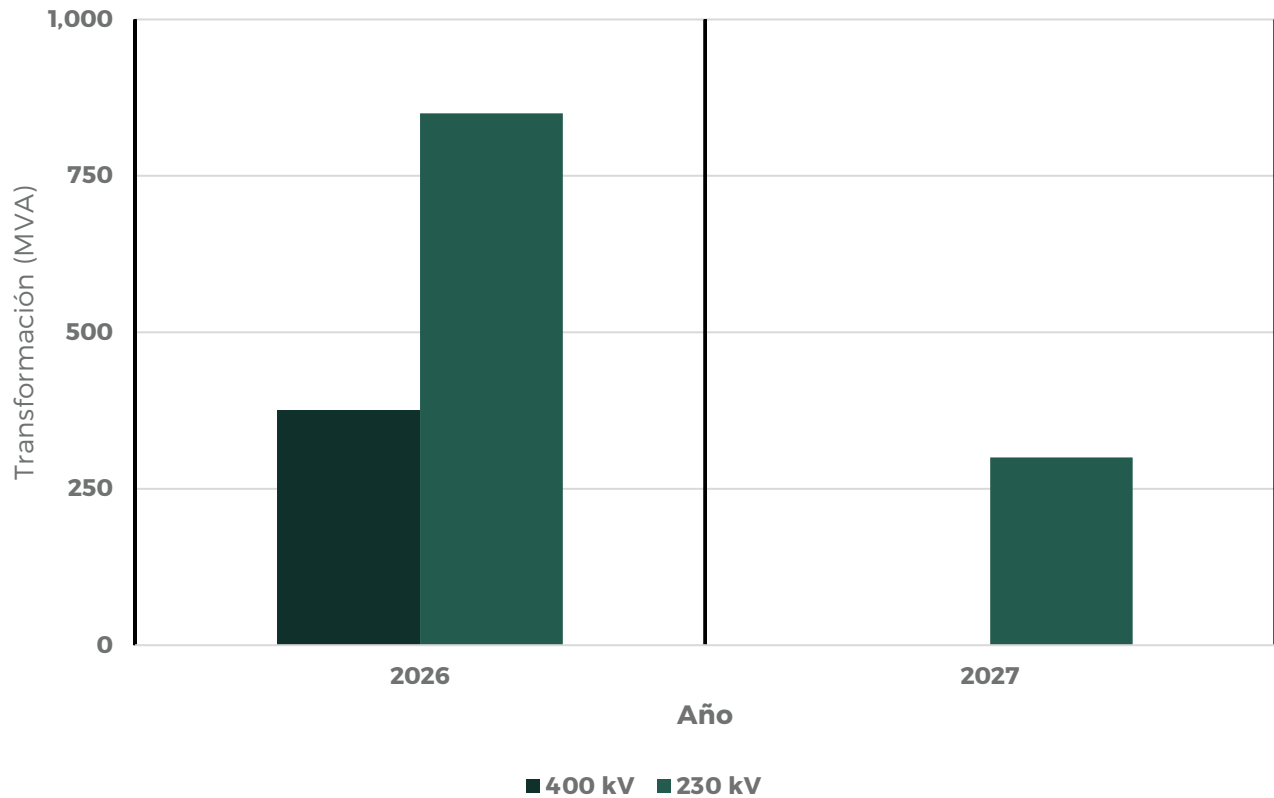
FIGURA 8.21 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS POR ENTIDAD FEDERATIVA



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.

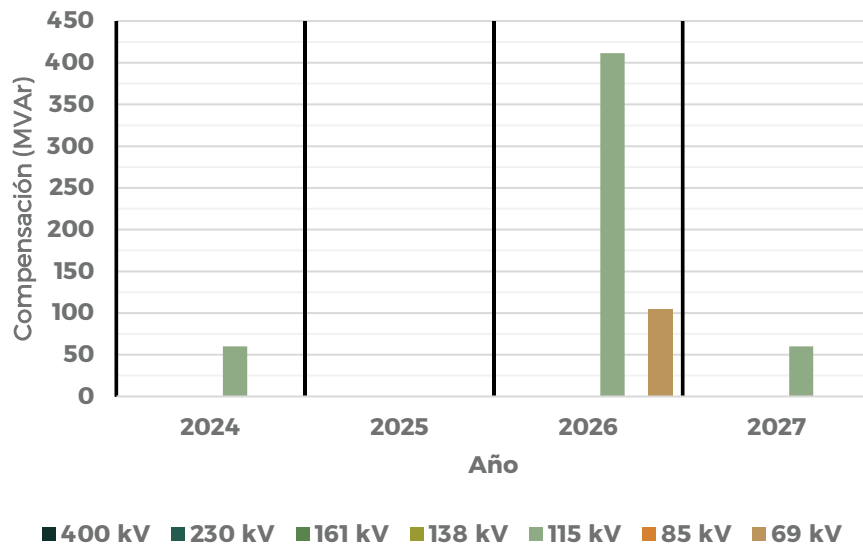


FIGURA 8.23 CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA (MVAR) DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS POR ENTIDAD FEDERATIVA



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	Naranjo 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.

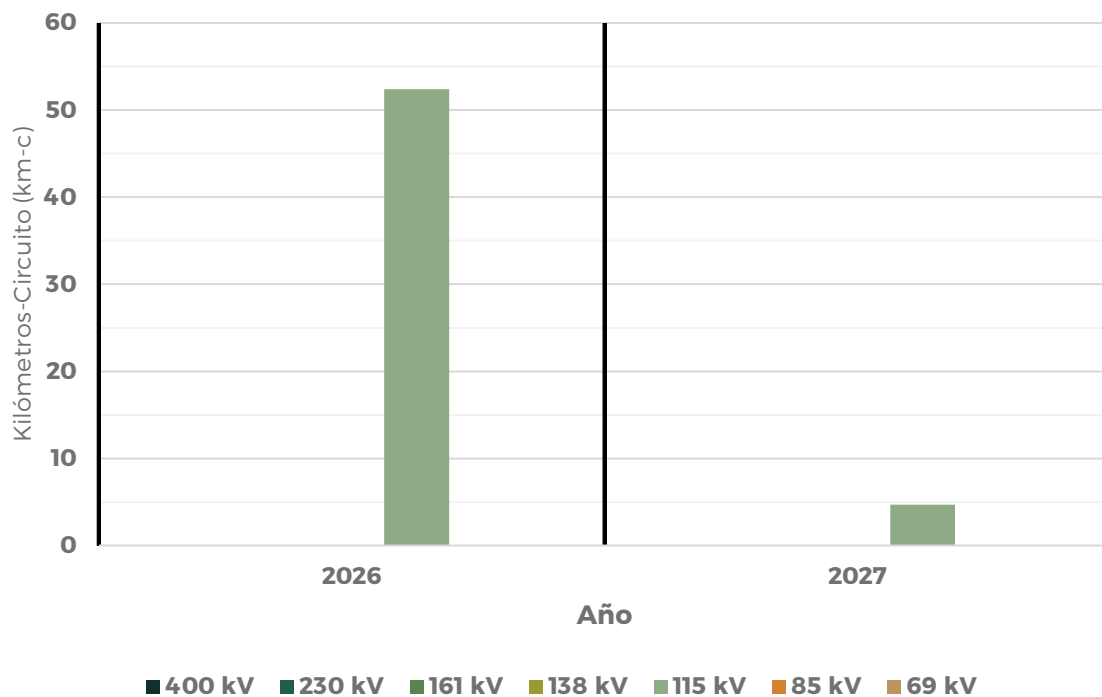


FIGURA 8.26 LONGITUD (KM-C) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADAS POR ENTIDAD FEDERATIVA, ASOCIADAS A PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RGD DEL MEM



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



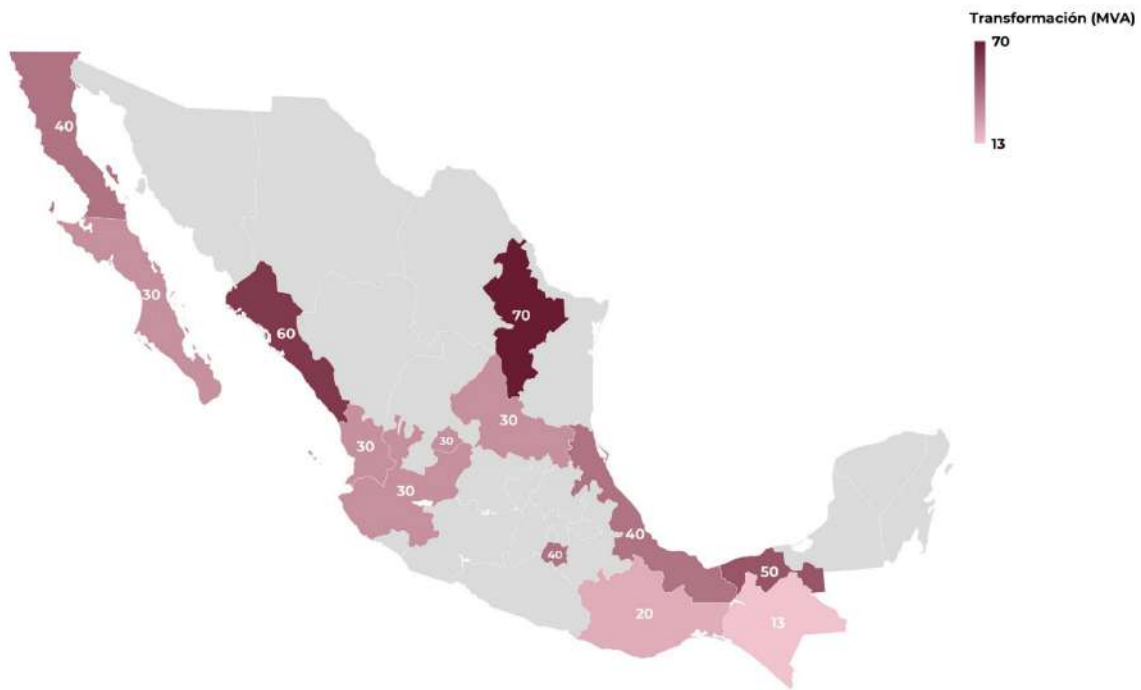
Los proyectos de ampliación de las RGD del MEM identificados en el ejercicio de planeación del PAMRNT 2022 - 2036 constituyen de un total de 482.5 MVA de capacidad de transformación, de los cuales la mayor contribución provendrá de los estados de Nuevo León, Sinaloa, y Tabasco. En la Figura 8.28 se puede 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.

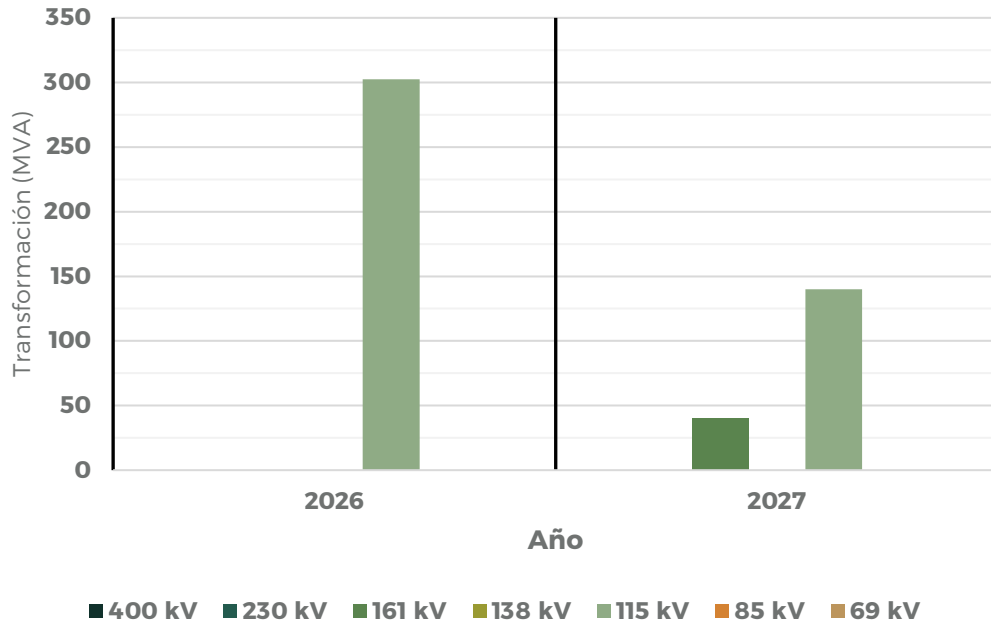
FIGURA 8.28 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD DEL MEM IDENTIFICADOS POR ENTIDAD FEDERATIVA



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 autotransformador 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 infraestructura⁵¹, 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.

⁵¹ 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 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 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-NEI
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-BSI
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 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

8.8 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	MVAr
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 2022-2026⁵².

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

⁵² 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



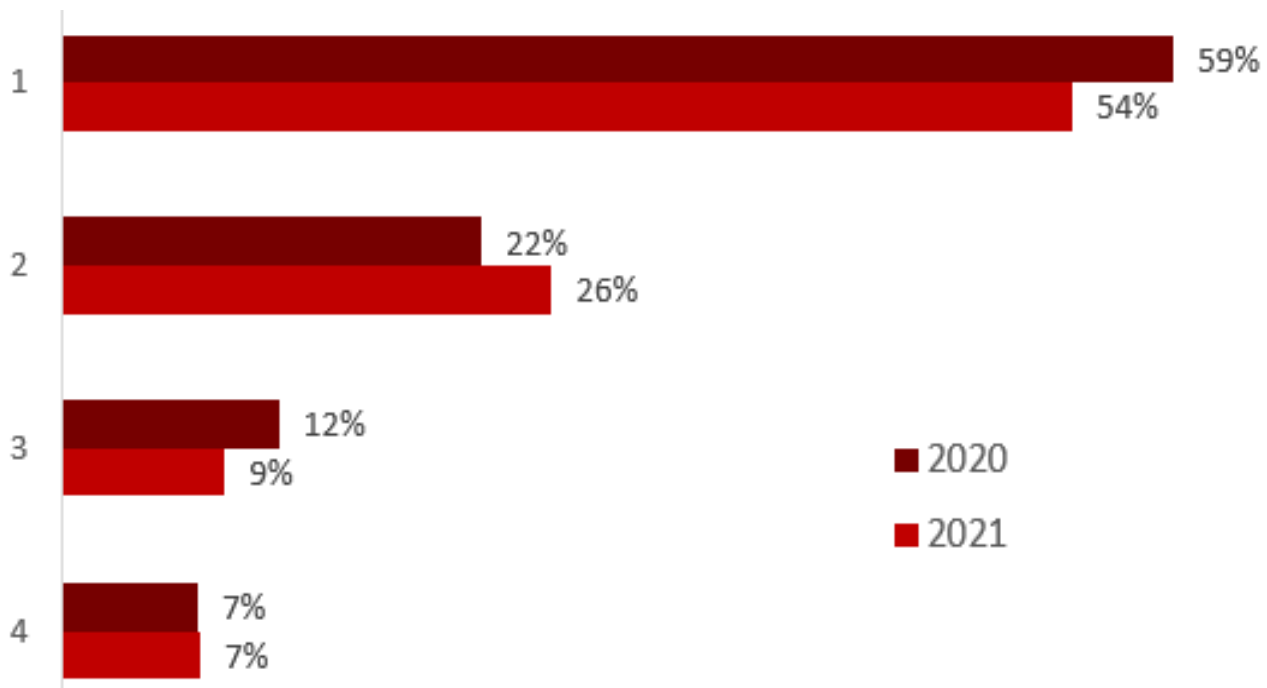
9.3 INCREMENTAR LA CALIDAD, CONFIABILIDAD Y SEGURIDAD EN LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN Y EN EL SUMINISTRO ELÉCTRICO

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 (MILLONES DE PESOS)

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 (MILLONES DE PESOS)

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 (MILLONES DE PESOS)

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 (MILLONES DE PESOS)

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 (MILLONES DE PESOS)

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	Potreriños	A3M10	400
Aguascalientes Potencia-Potrero Solar Maniobras	Potreriños	A3M00	400
Aguascalientes Potencia	León III/León IV	93330	230
Aguascalientes Potencia	León III	93960	230
LEÓN (32)	SALAMANCA (34)		400 / 230 / 115
Potreriños	Las Fresas	A3L30	400
Potreriños	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/Ymnsa-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
HUAASTECA (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
HUAASTECA (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
Porcentaje	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 ^v	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 Donald 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 Hueyotlipán	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., Navjoa Solar	Noroeste	Sonora	Navjoa	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	Nacoziari 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 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
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 invernadero⁵³. 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%⁵⁴ (171 MtCO_{2e}) 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:

⁵³ 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

⁵⁴ (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.”⁵⁵

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.”⁵⁶

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

⁵⁵ 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

⁵⁶ 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 neta⁵⁷ de energía limpia de CFE, de los diferentes permisionarios (incluyendo abasto aislado⁵⁸), la Generación Distribuida⁵⁹ 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 Limpias⁶⁰ plasmada en la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y la definición de Energías Renovables⁶¹ descrita en la Ley de

⁵⁷ 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".

⁵⁸ 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.

⁵⁹ 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;"

⁶⁰ 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.

⁶¹ 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 nucleoelectrónica 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 regenerativos⁶². 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, eololéctricas, 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.”

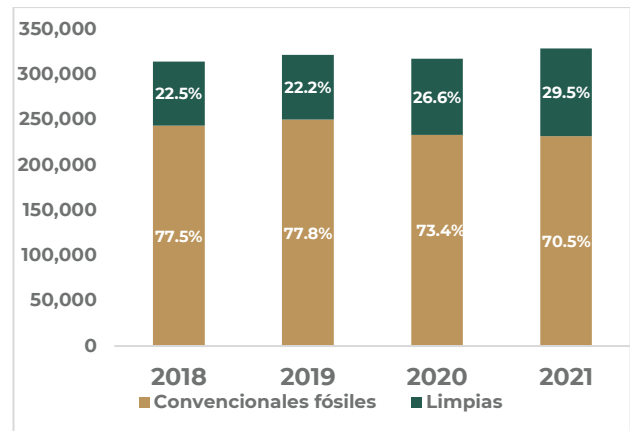
⁶² Frenos Regenerativos: Es un dispositivo que permite reducir la velocidad de un vehículo transformando parte de su energía

Generación Total 2018 a 2021

La Generación Total⁶³ 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 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).

⁶³ 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.

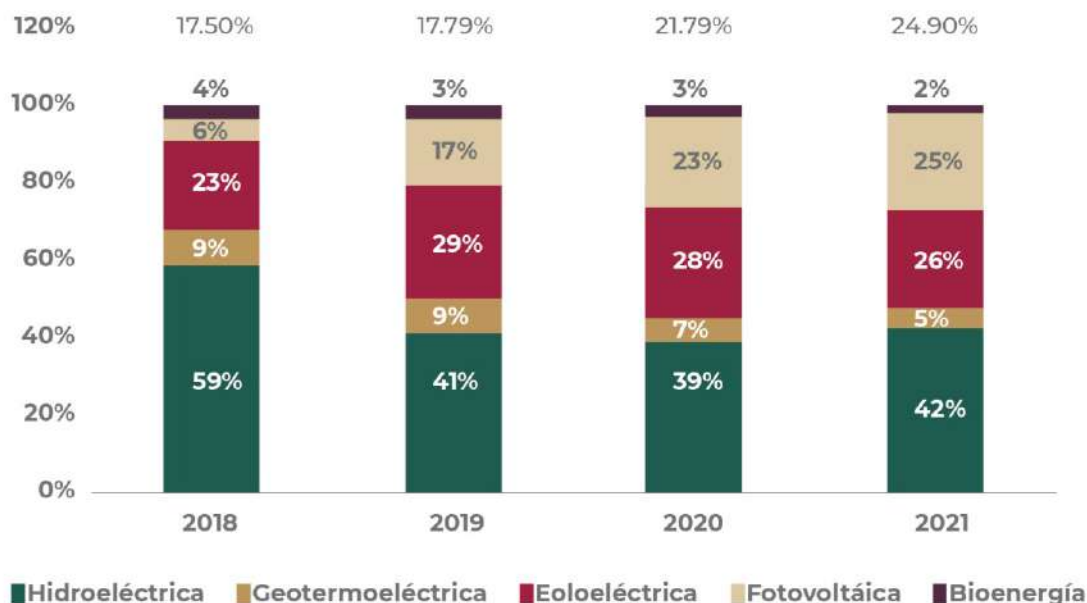
^{3/} Incluye Sistemas Fotovoltaicos Interconectados financiados por el Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO).

^{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.

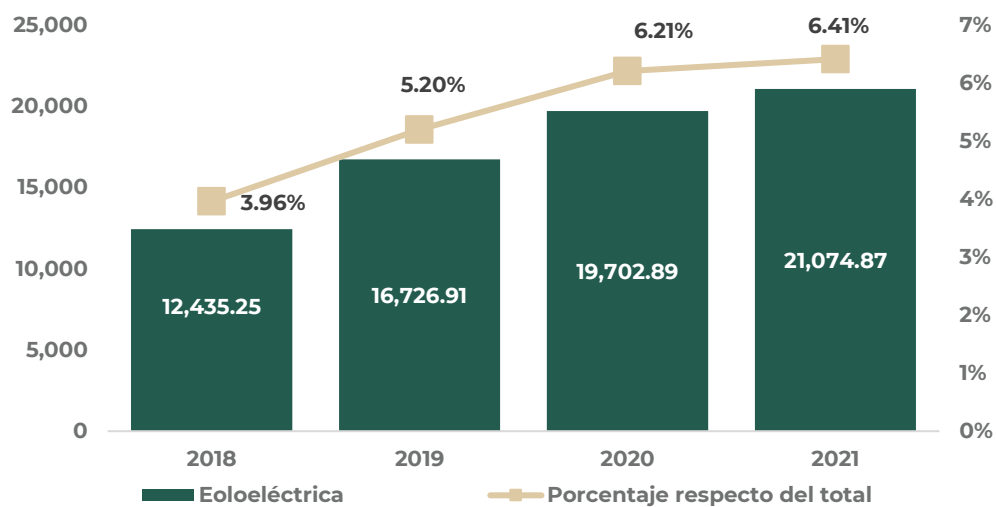
La generación hidroeléctrica durante el periodo 2018-2021, representa en promedio el 9% de la generación total de energía eléctrica.

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

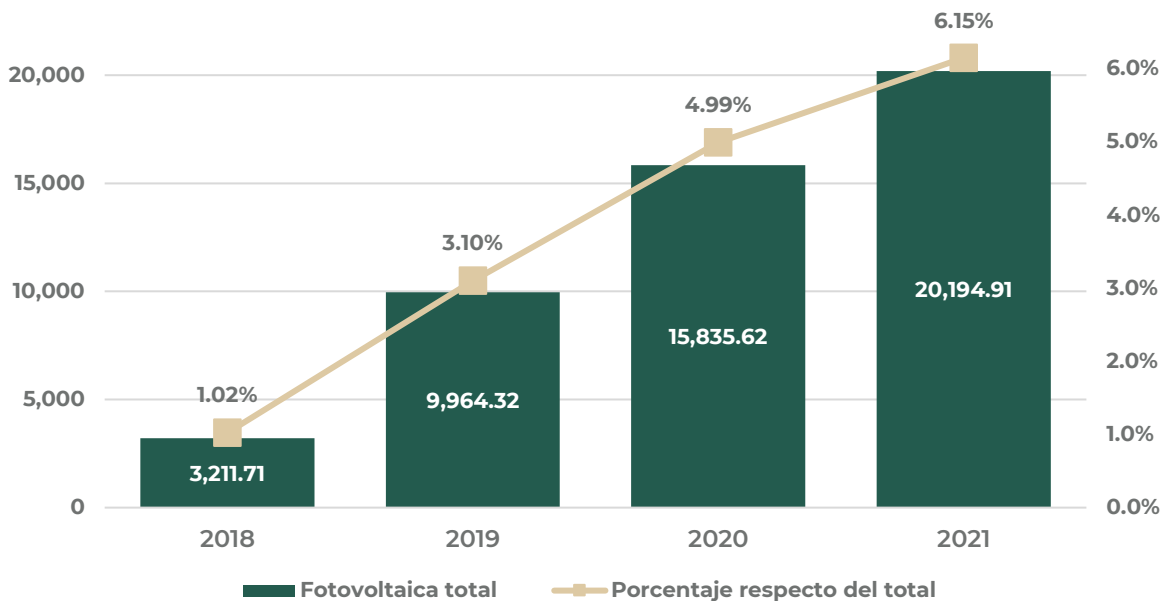
Por su parte, la generación fotovoltaica total durante los años 2019, 2020 y 2021, representó el 3.10%, 4.99% y 6.15% de la generación total de energía eléctrica, respectivamente (Ver gráfico 4).

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.

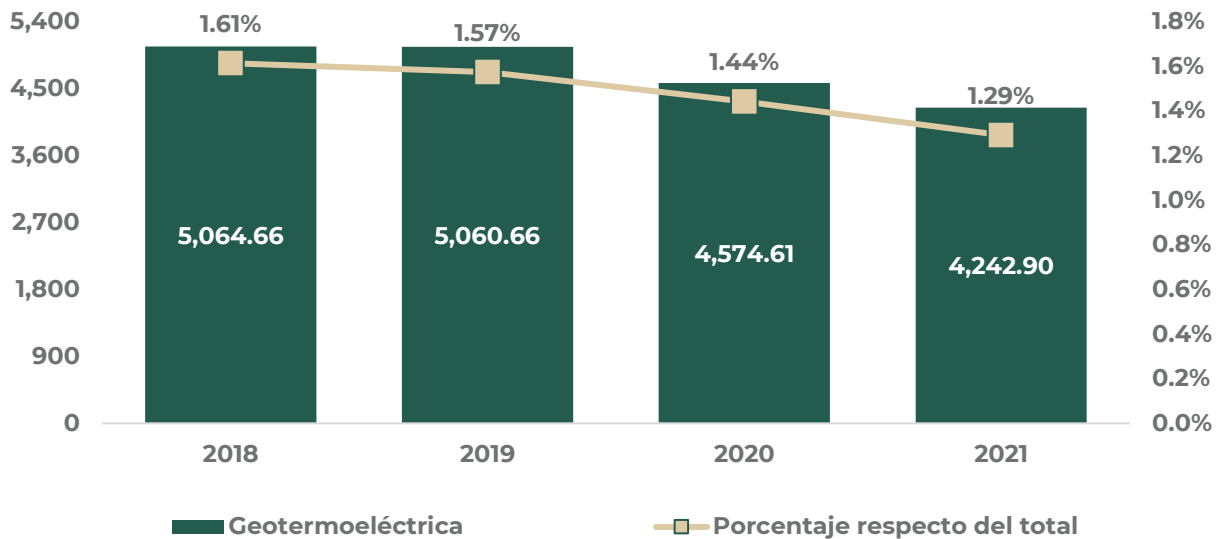
Geotermoeléctrica

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 2018⁶⁴, 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.

⁶⁴ 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%

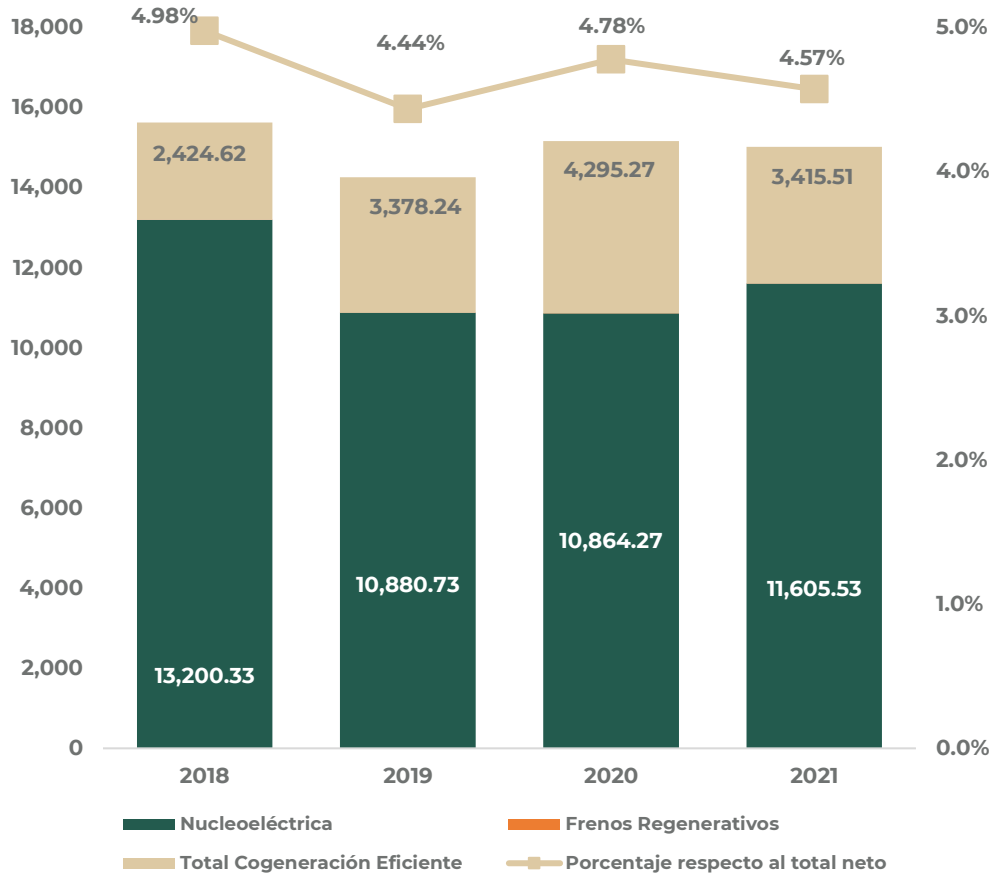
FUENTE: SENER con datos de CENACE, CFE y CRE.

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.

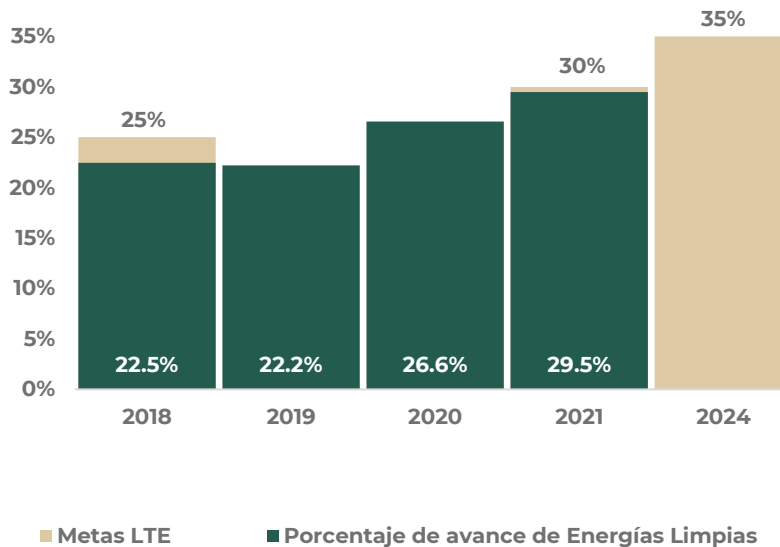


El gráfico 7 muestra el porcentaje de generación de energía con fuentes limpias, contrastado con las metas de generación de energías limpias establecidas en la LTE y la LGGG. Al cierre del 2018 se obtuvo una participación del 22.5% de la generación con fuentes limpias, quedando un 2.5% por debajo de 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 Renovables.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