Gobierno de México | CFE

Programa de Desarrollo: 2026-2030

Empresa Pública del Estado Comisión Federal de Electricidad

2026 año de Margarita Maza

Julio 2026

Abreviaturas

A

ASG: Ambiental, Social y Gobernanza.

B

BANXICO: Banco de México.

C

CA: Consejo de Administración.
CAPEX: Capital Expenditure Budget (Presupuesto de Gastos de Capital).
CC: Ciclo Combinado.
C.C.C.: Central de Ciclo Combinado.
CEBURES: Certificados Bursátiles.
CEL: Certificado de Energía Limpia.
CENACE: Centro Nacional de Control de Energía.
CENAGAS: Centro Nacional de Control del Gas Natural.
CFE: Comisión Federal de Electricidad.
CFE SB: CFE Suministro Básico.
CFE TEIT: CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos.
CFEi: CFE International, LLC.
CFEn: CFEnergía, S.A. de C.V.
CFET: CFE Telecom.
CH: Central Hidroeléctrica.
CI: Combustión Interna.
CIF ARA: Cost, Insurance and Freight Amsterdam-Rotterdam-Antwerp.
CIL: Contratos de Interconexión Legados.
CL: Contrato Legado.
CLSB: Contrato Legado para Suministro Básico.
CNE: Comisión Nacional de Energía.
CO_2: Dióxido de Carbono.

D

DA: Dirección de Administración.
DAC: Doméstica de Alto Consumo.
DACG: Disposiciones Administrativas de Carácter General.

DF: Dirección de Finanzas.
DO/Dist: Subdirección de Distribución.
DO/Gen: Subdirección de Generación.
DO/Trans: Subdirección de Transmisión.

DOF: Diario Oficial de la Federación.
DP: Dirección de Planeación.
DP/CE: Coordinación de Evaluación.
DP/CSyTE: Coordinación de Sostenibilidad y Transición Energética.
DSEEC: Dirección de Servicios Especializados y Estrategia Comercial.
DSEEC/CFE Calificados: CFE Calificados, S.A. de C.V.
DSEEC/CFE International: CFE International, LLC.
DSEEC/CFEnergía: CFEnergía, S.A. de C.V.
DSEEC/PAESE: Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico.
DSEEC/TELECOM: UN CFE Telecom.

E

EBITDA: Utilidades antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization).
EF: Empresa Filial.

F

FIBRA E: Fideicomiso de Inversión en Energía e Infraestructura.
FIEL: Fideicomiso de Energías Limpias.
FISOS: Deuda Contingente de Fideicomisos.
FMI: Fideicomiso Maestro de Inversión.
FONADIN: Fondo Nacional de Infraestructura.
FORTASEN: Fideicomiso para el Fortalecimiento del Sistema Eléctrico Nacional.
FPGC: Fideicomiso de Proyectos de Generación Convencional.
FSUE: Fondo del Servicio Universal Energético.
FV: Fotovoltaica.

G

GCR: Gerencia de Control Regional.
GEI: Gases de Efecto Invernadero.
GNL: Gas Natural Licuado.
W: Gigawatt.
GWh: Gigawatt-hora.

H

HH: Henry Hub.
HSC: Houston Ship Channel.
HSFO GC: High Sulfur Fuel Oil Gulf Coast.
HSGC: High Sulfur Gulf Coast.

I

INEGI: Instituto Nacional de Estadística y Geografía.
INPC: Índice Nacional de Precios al Consumidor.

J

JKM: Japan Korea Marker.

K

kV: Kilovoltio.
kW: Kilowatt.
kWh: Kilowatt-hora.

L

LAPEM: Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales.
LEPE CFE: Ley de la Empresa Pública del Estado, Comisión Federal de Electricidad.
LPTE: Ley de Planeación y Transición Energética.
LIE: Ley de la Industria Eléctrica.
LSE: Ley del Sector Eléctrico.

M

MBP: Mercado para el Balance de Potencia.
MDA: Mercado de Día en Adelanto.
MDD: Millones de Dólares.
MDP: Millones de Pesos.
MDE-CFE: Modelo de Desempeño Estratégico de la CFE.
MEM: Mercado Eléctrico Mayorista.
MMBTU: Millones de Unidades Térmicas Británicas (British Thermal Units).
MMDD: Miles de Millones de Dólares.

MMDP: Miles de Millones de Pesos.
MMPCD: Millones de Pies Cúbicos Diarios.
MRO: Margen de Reserva Operativa.
$MtCO_2e$: Millones de Toneladas de Dióxido de Carbono Equivalente.
MVA: Mega Volt Ampere.
MW: Megawatt.
MWh: Megawatt-hora.

N

NIIF: Normas Internacionales de Información Financiera.

O

OCDE: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos.
OPEP: Organización de Países Exportadores de Petróleo.
OPF: Obra Pública Financiada.

P

PAESE: Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico.
PAM: Programa de Ampliación, Modernización y Reforzamiento.
PAM RGD: Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución.
PAM RNT: Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión.
PANT: Programa Anticorrupción de la CFE.
PDD: Programa de Desarrollo.
PDSHI: Plan de Desarrollo del Sector Hidrocarburos.
PEE: Productores Externos de Energía.
PEF: Presupuesto de Egresos de la Federación.
PEMEX: Petróleos Mexicanos.
PIB: Producto Interno Bruto.
PIDIREGAS: Proyecto de Inversión de Infraestructura Productiva con Registro Diferido en el Gasto Público.
PIE: Productor Independiente de Energía.
PLADESE: Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico.
PLP: Productores de Largo Plazo
PML: Precio Marginal Local.
PND: Plan Nacional de Desarrollo.
PPI: Proyectos y Programas de Inversión.
PRONASE: Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía.
PROSENER: Programa Sectorial de Energía.
PVIRCE: Programa Vinculante de Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas.

R

RENAyA: Red Nacional de Agregación y Acceso.
RGD: Redes Generales de Distribución.
RNT: Red Nacional de Transmisión.

S

SEMARNAT: Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.
SEN: Sistema Eléctrico Nacional.
SENER: Secretaría de Energía.
SEPI: Subdirección de Evaluación de Proyectos de Inversión.
SHCP: Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
SIADIR: Sistema de Información de la Alta Dirección.
SIN: Sistema Interconectado Nacional.
SLP: Subastas de Largo Plazo.
SoCal: SoCal Border.
SBB: Suministrador
a de Servicios Básicos.

T

TIR: Tasa Interna de Retorno.
TG: Turbogás.
TIC: Tecnologías de la Información y Comunicación.TTF: Title Transfer Facility.
TWh: Terawatt-hora.
TyD: Transmisión y Distribución.

U

ULS GC: Ultra Low Sulfur Gulf Coast.
ULSD GC: Ultra Low Sulfur Diesel Gulf Coast.

W

WECC: Western Electricity Coordinating Council.

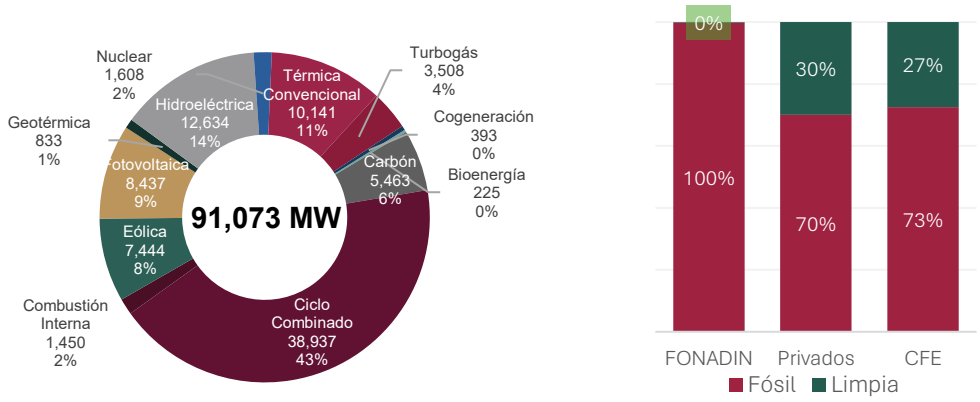
Resumen ejecutivo: Programa de Desarrollo CFE 2026-2030

Situación Actual

Para 2026, la CFE inicia su Programa de Desarrollo en una posición sólida. A raíz de la reforma constitucional del 31 de octubre de 2024 la CFE pasó a ser una Empresa Pública del Estado, integrando todas sus actividades: generación, transmisión, distribución y suministro. Antes operaba a través de varias empresas subsidiarias; estas se extinguieron y sus funciones quedaron en la propia CFE. La empresa quedó sectorizada a la Secretaría de Energía, que es la que ahora define, de forma vinculante, la planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) a través del Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico (PLADESE).

La CFE es el participante más grande del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Al cierre de 2025, tiene alrededor de 51% de la capacidad instalada del sistema (46,560 MW de 91,073 MW) y genera el 42.7% de la electricidad; esta cifra sube a 57.2% si se suman las centrales que adquirió el FONADIN a Iberdrola en 2024. Cuenta con 111,195 km de líneas de transmisión y 908,195 km de redes de distribución, y atiende a 49.8 millones de usuarios en todo el país.

Figura 1. Capacidad instalada por Tecnología en el SEN a diciembre de 2025 (izquierda) y generación en el SEN de enero a diciembre 2025 por participante y fuente: limpia y fósil (derecha)



Fuente: CFE y CENACE

Durante 2025 se inyectaron 353,820 GWh al SEN y la demanda máxima en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) llegó a 52,945 MW. El sistema operó con buen margen: la reserva operativa se mantuvo cerca del 14% en promedio, más que el doble del mínimo requerido (6%), y bajó a 9.69% en el momento de mayor demanda, sin que hiciera falta desconectar a ningún usuario. El servicio también mejoró, ya que el tiempo de interrupción por usuario bajó a 10.36 minutos en septiembre de 2025, 9.32% menos que en septiembre de 2024. Para los próximos años se espera que la demanda siga creciendo, sobre todo debido al aumento de la población, la llegada de nuevas inversiones al país y el desarrollo de centros de datos.

En materia de generación limpia, en 2025 el SEN cerró con una participación de 25% de fuentes limpias y 75% de fuentes fósiles. La CFE generó 27% de su energía mediante tecnologías limpias, consolidándose como el principal generador de energía limpia del país,

con 48% de la electricidad limpia del SEN. Por el lado del suministro, CFE Suministro Básico[1] vendió 221,648 GWh, equivalentes a 506.9 mil millones de pesos en ingresos devengados, con una tarifa media nacional de 2.2870 pesos por kWh, en línea con el mandato de suministrar electricidad al menor precio posible

CFE: pilar del fortalecimiento de la soberanía energética

El Plan Nacional de Desarrollo 2025-2030 establece la soberanía energética como objetivo estratégico nacional, que se alcanza fortaleciendo a la CFE, reduciendo la dependencia del exterior y garantizando precios accesibles y suministro confiable. La CFE orienta su Programa de Desarrollo 2026-2030 hacia cuatro metas que se apoyan entre sí: consolidar el papel del Estado en el sistema eléctrico, avanzar en la transición a energías limpias, mantener tarifas accesibles con criterios de justicia energética y cuidar la solidez financiera de la empresa.

Fortalecimiento del Estado en el SEN. La CFE busca aumentar su participación en la generación del SEN, pasando de 43% en 2025 a 53% por sí misma y a 62% por el Estado en 2030, con las centrales de FONADIN. Para lograrlo, se apoya en una expansión ordenada de su capacidad y en el papel central del Estado en la planeación y operación del sistema, con participación del capital privado, pero sin ceder el control.

Transición hacia energías limpias. La meta nacional de generación limpia del SEN es de 38% al 2030, partiendo de 21% que se alcanzó en 2025. El rol de la CFE es clave para lograr la meta; la mayor parte de la nueva capacidad de su Plan de Expansión 2026-2030 es de fuentes limpias, aproximadamente 7 de cada 10 MW por instalar provendrán de energías renovables, con un peso importante de proyectos renovables que se desarrollan sobre todo junto con el sector privado. Con esto, la CFE refuerza su lugar como el principal generador limpio del país y, al mismo tiempo, adiciona ciclos combinados de última generación que dan firmeza y confiabilidad al sistema.

Tarifas accesibles y justicia energética. La CFE mantiene el compromiso de suministrar electricidad a todo el pueblo mexicano al menor precio posible, conforme al artículo 28 de la Constitución. Incorporar tecnologías más eficientes y de menor costo, ciclos combinados de última generación y proyectos renovables, contribuye a la estabilidad tarifaria ante la volatilidad existente en los precios de los combustibles. A esto se suma el programa “Justicia Energética”, que amplía el acceso al servicio eléctrico en las regiones menos atendidas.

Solidez financiera. La expansión de la capacidad de la CFE se realiza cuidando la salud financiera de la empresa. La estrategia de financiamiento combina recursos propios, nuevos esquemas y la participación de privados, de manera que las adiciones de capacidad no comprometan el balance de la CFE.

[1] Al cierre de 2025, ya como área de la CFE integrada, a cargo de la Coordinación Comercial.

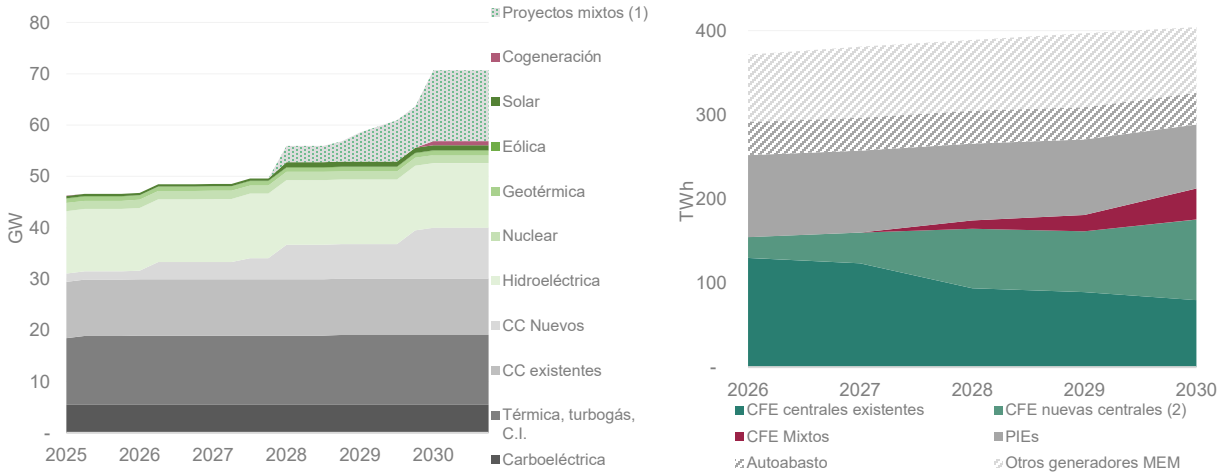
Líneas de Acción: Plan de Expansión CFE 2026-2030

El Plan de Expansión de la CFE es el instrumento que busca responder a la creciente demanda de electricidad, al mismo tiempo que impulsa el logro de los objetivos de aumentar la participación de energía renovable en la matriz energética, así como fortalecer la independencia energética, contribuyendo también a este último con la incorporación de plantas más eficientes de última tecnología de ciclo combinado.

Se implementa mediante un programa de inversión con financiamiento diversificado que combina recursos propios, instrumentos de mercado y participación privada, lo que permitirá reducir costos y tarifas sin afectar la estabilidad financiera de la Empresa Pública del Estado CFE permitiendo mantener la relación deuda/EBITDA en niveles favorecidos por las calificadoras.

El Plan incluye proyectos de generación, transmisión y distribución a lo largo de todo el país para ampliar y modernizar la infraestructura eléctrica. Como resultado, se espera que la capacidad de generación de la CFE (excluyendo los PIE) crezca en 24.1 GW al pasar de 46.6 GW en 2025 a 70.7 GW en 2030, un aumento del 52% en cinco años (más del 7% anualizado).

Figura 2. Adiciones de Capacidad por tecnología CFE (izquierda) y Generación de Electricidad por participante del SEN 2026-2030 (derecha)



Fuente: CFE

(1) Incluye Eólica, Fotovoltaica, Termosolar, Geotermia, Hidrógeno Verde y Cogeneración.

(2) Incluye generación de todas las adiciones del Plan de Expansión y Fortalecimiento, excepto los mixtos.

En materia de generación, el Plan de Expansión contempla la incorporación de 18,597 MW de capacidad en regiones estratégicas correspondiente a centrales cuya entrada en operación está prevista durante la presente administración. De forma complementaria, se considera la contribución de proyectos incluidos en el Plan de Fortalecimiento de la administración pasada, los cuales prevén la culminación de 5,486 MW, entre 2026 y 2028.

Lo anterior, considera la incorporación de 8,477 MW de nueva capacidad firme, más 1,610 MW de capacidad de nuevos ciclos combinados que entraron en operación durante 2025 sumando 10,087 MW. Tomando como referencia la capacidad instalada al cierre de 2025,

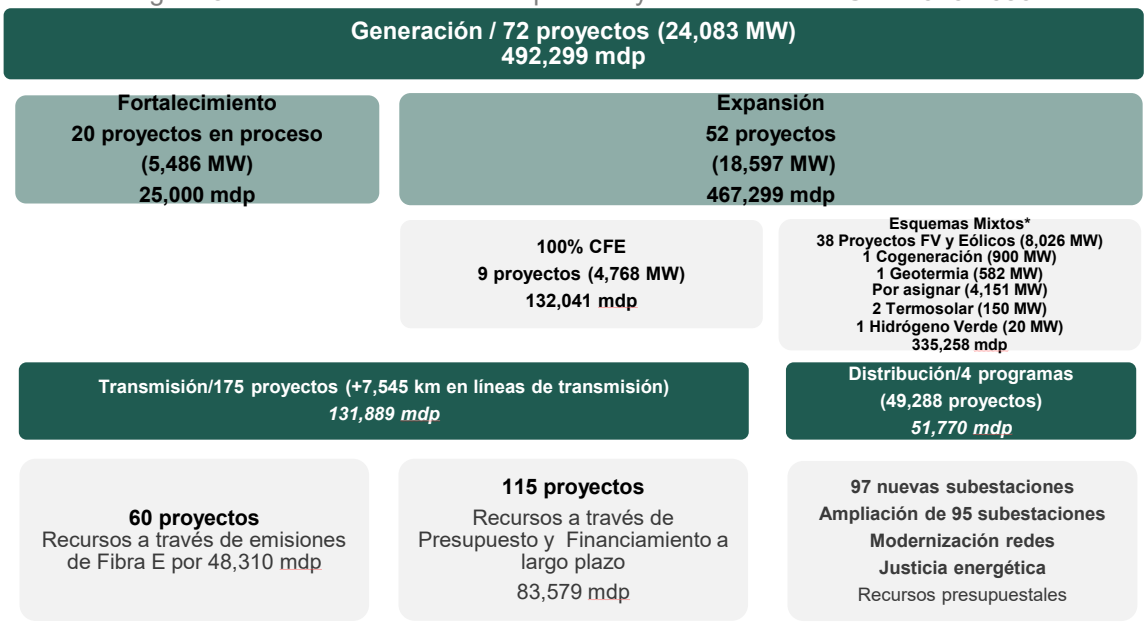
lo anterior equivale a que, en un horizonte inferior a cinco años, la CFE llevará a cabo un proceso relevante de sustitución e incorporación de capacidad, equivalente a aproximadamente una cuarta parte de su parque de generación existente. Este proceso contribuye a la renovación del portafolio de generación bajo criterios de eficiencia, confiabilidad y suficiencia, fortaleciendo la capacidad firme del sistema y consolidando una transformación estructural que robustece la seguridad energética y la posición estratégica de la CFE en el Sistema Eléctrico Nacional.

En relación con la adición de capacidad renovable, el Plan de Expansión, contempla la incorporación de 15,203 MW, lo que representa el 82% (incluyendo 1,694 MW de cogeneración por considerarse libre de emisiones contaminantes) del total de la adición de capacidad para el período 2026-2030 de 18,597 MW. Esta magnitud constituye un hito histórico para la CFE, al tratarse del mayor esfuerzo de incorporación de capacidad renovable en su historia, sin precedentes en términos de escala y participación dentro de su portafolio de generación.

Este impulso se ve reforzado por la continuidad de proyectos provenientes de la administración anterior, que aportan adicionalmente 403 MW a través de desarrollos hidroeléctricos y repotenciaciones, consolidando así una estrategia orientada a la diversificación de la matriz energética, el fortalecimiento de la sostenibilidad operativa y la reducción de la dependencia de combustibles fósiles.

En conjunto, estos proyectos aportarán estabilidad al Sistema Eléctrico Nacional y facilitarán la integración confiable de nueva capacidad renovable, que se desarrollará principalmente mediante esquemas mixtos de coparticipación con el sector privado.

Figura 3. Resumen del Plan de Expansión y Fortalecimiento CFE 2026-2030



Fuente: CFE

* La definición de número de proyectos, montos de inversión y fuentes de financiamiento está sujeta a cambios y debe considerarse preliminar.

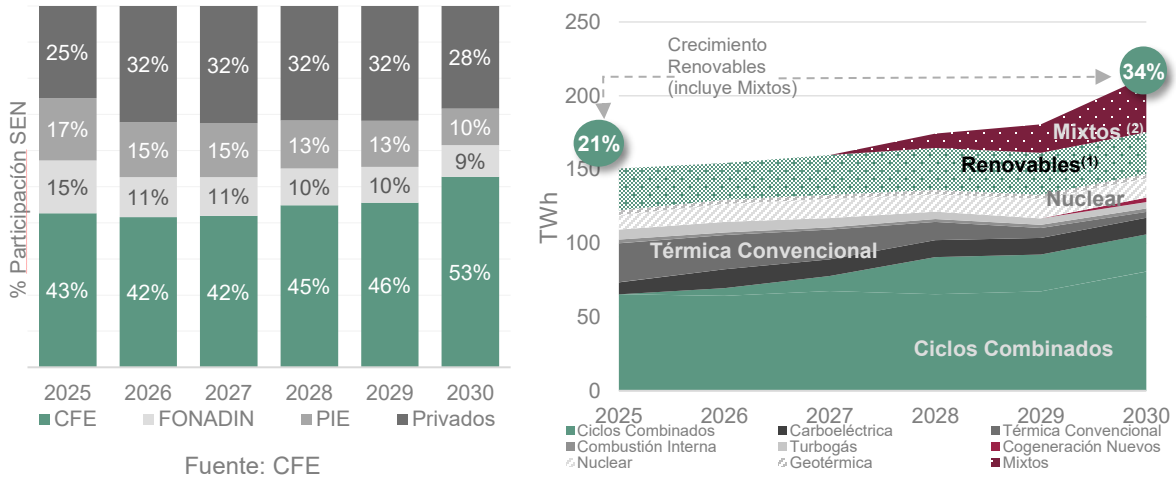
Finalmente, para las actividades de transmisión y distribución, se considera la ejecución de una inversión histórica por un monto de 183,659 millones de pesos, destinada al fortalecimiento y expansión de la infraestructura eléctrica con un aumento del 6.3% en el total de kilómetros de líneas de transmisión e inversiones a lo largo del país en modernización de la red de distribución, expansión de subestaciones y proyectos relacionados con la justicia energética.

Esta inversión permitirá la adecuada integración de las nuevas centrales de generación que se incorporarán al sistema, garantizando condiciones operativas óptimas. Asimismo, contribuirá de manera significativa a la descongestión de nodos críticos de la red, incrementando la capacidad de transmisión y mejorando la confiabilidad, continuidad y calidad del suministro eléctrico, en congruencia con la planeación estratégica de la CFE.

Resultados esperados

Como resultado de la implementación del Plan de Expansión se esperan impactos positivos considerables, tanto operativos como financieros. Del lado operativo, destaca el aumento en la participación de generación de la CFE en el SEN (pasando de 43% en 2025 a 53% por sí misma y a 62% por el Estado en 2030 considerando las centrales de FONADIN) y la transición energética en la matriz de generación, la disminución de los costos variables de generación dada la penetración de energías renovables y el despliegue de tecnologías convencionales eficientes y de última generación y, como consecuencia, el aumento en el margen de reserva esperado para 2030 de aproximadamente el doble al del 2025. Paralelamente, la participación en la generación de CFE en energías renovables se incrementará de 21% en 2025 al 34% en 2030.

Figura 4. Evolución de participación de CFE vs privados en la generación (izquierda) y de la matriz de generación eléctrica de CFE* (derecha)



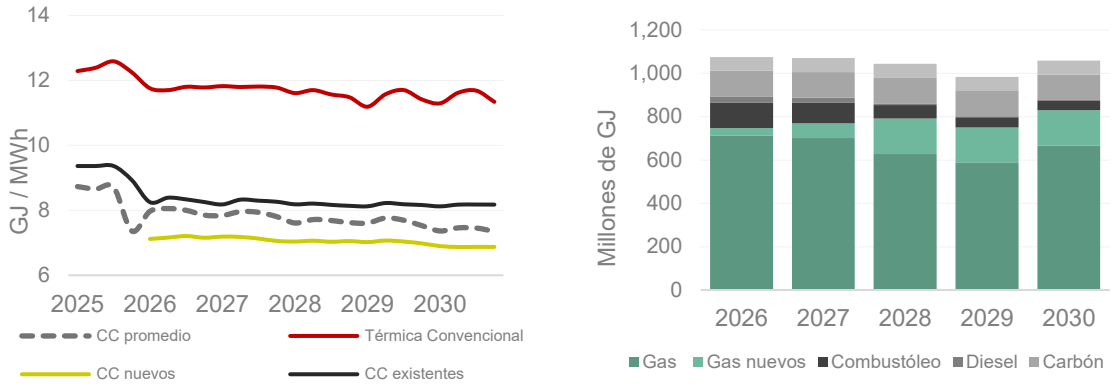
Fuente: CFE

(1) Incluye Geotermia, Eólica, Fotovoltaica e Hidroeléctrica.
(2) Incluye Fotovoltaica, Eólica, una Cogeneración, Termosolar, Geotermia e Hidrógeno Verde.

Se reemplaza la generación proveniente de centrales termoeléctricas convencionales con eficiencias térmicas superiores a los 10.5 GJ/MWh por nuevos ciclos combinados cuya eficiencia es prácticamente el doble. Este cambio tecnológico permite generar la misma cantidad de energía eléctrica utilizando significativamente menos combustibles de menor costo y amigables con el medio ambiente, lo que se traduce en reducciones significativas

en el consumo de combustibles de alto costo y elevado impacto ambiental como el combustóleo.

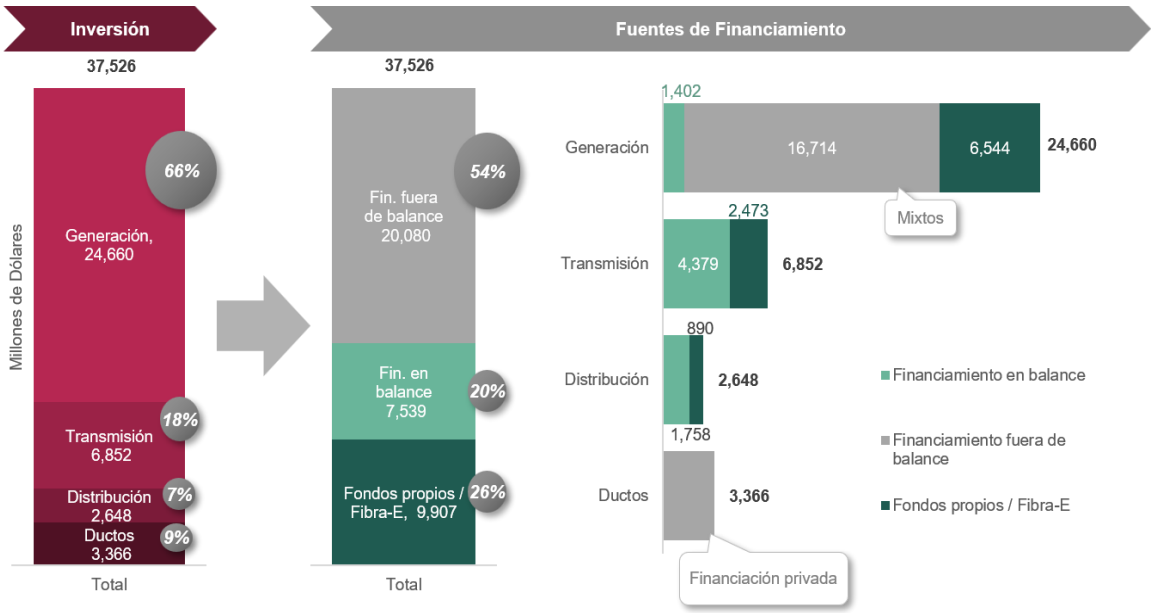
Figura 5. Eficiencia Térmica CFE: Ciclos Combinados y Térmicas Convencionales (izquierda) y Consumos de Combustibles Fósiles CFE (derecha)



Fuente: CFE.

Financieramente, se proyecta que casi la mitad de las inversiones del Plan de Expansión financien fuera del balance de CFE, manteniendo una estructura financiera saludable. Estas inversiones son en su mayoría esquemas mixtos para el financiamiento de energía renovable para la generación y el uso de la Fibra E para el financiamiento de proyectos de transmisión.

Figura 6. Estructura de inversión y financiamiento del Plan Fortalecimiento y del Plan de Expansión* 2026-2030 (millones de dólares) no incluye mantenimientos



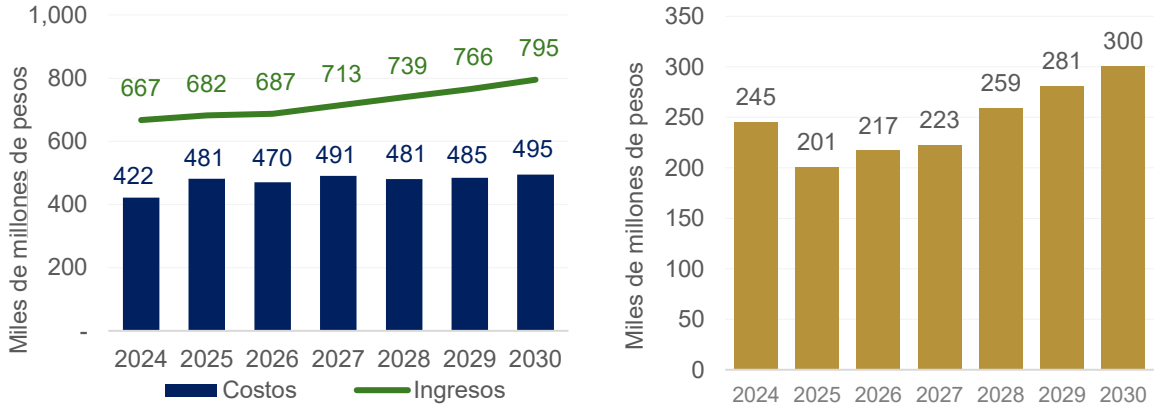
Fuente: CFE

Las proyecciones de costos consolidados y EBITDA reflejan los beneficios derivados de la estrategia de modernización del parque de generación. En particular, la integración de nuevas centrales de ciclo combinado, junto con el incremento en la participación de fuentes

renovables, no solo contribuirá a reducir la dependencia de combustibles fósiles y fortalecer la independencia energética, sino que también permitirá una disminución en los costos de generación debido a mayores eficiencias térmicas y operativas.

Estas mejoras se traducen en una estructura de costos más competitiva, lo que se ve reflejado directamente en un incremento sostenido del EBITDA proyectado, evidenciando una mayor rentabilidad y solidez financiera para la CFE en el mediano y largo plazo.

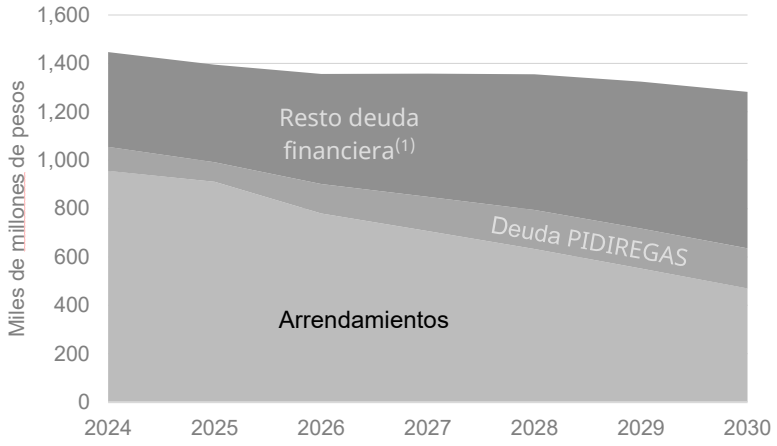
Figura 7. CFE Proyecciones de Ingresos-Costos Consolidados (izquierda) y EBITDA (derecha)



Fuente: CFE

En lo que respecta a la deuda, vale la pena destacar dos resultados esperados, 1) una disminución de la deuda en su conjunto debido a los mecanismos fuera de balance que permiten preservar la salud financiera de la CFE y, 2) una recomposición de arrendamientos que baja de 65% a 37%, que representa deuda con productores externos hacia deuda financiera que pasa de 34% a 63% que proviene de mercados de capitales públicos y competitivos y que captura la mayor inversión de CFE en proyectos propios contribuyendo al objetivo de soberanía energética.

Figura 8. Proyecciones de deuda y arrendamientos de CFE



Fuente: CFE

(1) Incluye deuda documentada, fideicomisos, y revolvente.

Conclusión

El esfuerzo inédito que está realizando la CFE, en conjunto con el Gobierno Federal, para la planeación y ejecución del Plan de Expansión dará como resultado consolidar el papel de la CFE como empresa pública, democratizando el acceso a la energía de la mano de la planeación estratégica y el trabajo conjunto entre los sectores público y privado.

El Plan de Expansión 2026-2030 fortalece la seguridad y soberanía energética del país, incorporando nueva capacidad de generación, ampliando la red de transmisión y modernizando la infraestructura de distribución para atender a más usuarios y regiones estratégicas.

La transición energética y la confiabilidad del sistema avanzan de manera complementaria, mediante la incorporación de energías renovables, tecnología eficiente de ciclo combinado y obras de transmisión que facilitan la integración de nueva capacidad limpia.

La combinación de inversión productiva y disciplina financiera permitirá a la CFE alcanzar sus objetivos operativos, sociales y ambientales, manteniendo indicadores financieros saludables, fortaleciendo su capacidad de generación de valor y preservando su sostenibilidad de largo plazo.

Índice analítico

El Programa de Desarrollo 2026-2030 se encuentra estructurado en tres grandes secciones: estatus actual, visión a futuro y Plan de Expansión, y proyecciones financieras y operativas. La estructura permite identificar de manera clara: de dónde partimos, a dónde vamos y qué resultados se proyecta obtener.

Estatus Actual: Capítulos 1 a 8

La primera sección del Programa de Desarrollo consiste en una descripción del marco de referencia bajo el cual se desarrolla el Programa y el Plan de Expansión, incluyendo el marco jurídico y regulatorio, y el diagnóstico y la descripción de la Infraestructura en el Sistema Eléctrico Nacional.

Asimismo, se describe la dinámica del Mercado Eléctrico Mayorista, del Mercado de Suministro de Electricidad y el estatus de las Empresas Filiales de CFE, relevantes para entender los mecanismos a través de los cuáles impactará el programa de inversión.

Por último, se expone la situación financiera de CFE y los esquemas de financiamiento utilizados en los últimos años.

Visión a futuro y Plan de Expansión 2026-2030: Capítulos 9 a 11

Esta sección plasma hacia dónde queremos dirigir a la CFE, se plantean los objetivos, misión y visión de la empresa.

En esta sección se detalla el Plan de Expansión CFE 2026-2030, sus proyecciones resultantes, así como sus fuentes esperadas de financiamiento.

Proyecciones operativas y Financieras: Capítulo 12 y 13

Las proyecciones operativas se presentan en primer lugar, posteriormente se describen las proyecciones financieras consolidadas de la CFE.

Contenido

1. Diagnóstico del Sector Eléctrico Nacional (SEN) 21

1.1. Introducción 21

1.2. Marco Jurídico y Regulatorio 21

1.3. Marco de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional 22

1.4. Empresa Pública del Estado: Comisión Federal de Electricidad 25

1.5. Escenario de Planeación: Plan de Fortalecimiento y Plan de Expansión de la CFE 2026-2030 25

2. Diagnóstico del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) 31

2.1. Situación Actual 31

2.2. Demanda y Consumo Nacional de Electricidad 33

2.3. Reserva Operativa 35

3. Infraestructura y Generación: Sistema Eléctrico Nacional 36

3.1. Capacidad del SEN por Tecnología y Tipo de Participante del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) 36

3.2. Capacidad CFE y PIE por Tecnología y Tipo de Fuente: Fósil y Limpia 39

3.3. Generación de Electricidad por Tipo de Participante del MEM 42

3.4. Generación de Electricidad por Tipo de Fuente (Fósil y Limpia) y por Tipo de Participante 42

4. Dinámica del Mercado Eléctrico Mayorista 43

4.1. Precios Marginales Locales (PML) 43

4.2. Precios del Mercado de Balance de Potencia 45

5. Mercado de Suministro de Electricidad 48

5.1. Situación del Mercado de Suministro 48

5.2. Suministro Básico CFE 48

5.3. Evolución de usuarios, ventas, precios medios (tarifas) e ingresos por Sector 49

5.4. Ventas de Electricidad y Tarifas Finales CFE SSB 50

6. Empresas Filiales CFE 53

6.1. Suministro Calificado CFE 53

6.2. CFE International 53

6.3. CFEnergía 54

6.4. Intermediación de Contratos de Interconexión Legados (CIL). 56

6.5. CFE Capital 58

6.6. TELECOM y CFE Telecomunicaciones e Internet para todos 60

7. Situación Financiera 61

7.1. Evolución de los Ingresos y Costos 61
7.2. Evolución del Resultado de Operación, Gastos Financieros, Resultado Neto y EBITDA 62
7.3. Evolución de principales rubros del Balance General/Estados Financieros: Activos, Pasivos, Patrimonio 63
8. Esquemas de Financiamiento 64
8.1. Deuda Directa 64
8.2. Deuda Contingente: Fideicomisos (FISOS) 67
8.3. Otras Estrategias de Financiamiento 68
9. Direccionamiento Estratégico 72
9.1. Misión 72
9.2. Visión 72
9.3. Objetivos 72
10. Plan de Expansión CFE 2026-2030 74
10.1. Insumos del Plan de Expansión CFE 2026-2030 75
10.2. Modelo de Optimización y Despacho del Sistema Eléctrico 81
11. Esquema de Financiamiento: Plan de Expansión CFE 2026-2030 87
11.1. Proyectos de Inversión por Proceso, Montos y Tipo de Financiamiento 91
12. Proyecciones CFE Suministro Básico 93
12.1. Pronóstico de Compras e Ingresos de CFE Suministro Básico 93
13. Proyecciones financieras consolidadas de la CFE 95
13.1. Proyecciones Financieras de CFE: sólida generación de caja y mejora estructural de márgenes 98

1. Diagnóstico del Sector Eléctrico Nacional (SEN)

1.1. Introducción

La Ley del Sector Eléctrico (LSE) publicada en marzo de 2025, define en su artículo 2 al sector eléctrico como el conjunto de actividades (de interés público) que comprenden la generación, el almacenamiento, la transmisión, la distribución y la comercialización de la energía eléctrica, así como la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, la operación del Mercado Eléctrico Mayorista, y la proveeduría de insumos primarios para el sector. Además, define que la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica son áreas estratégicas exclusivas del Estado y que el Suministro Básico es una actividad estratégica para el desarrollo nacional que debe contribuir con proveer al pueblo de los Estados Unidos Mexicanos de electricidad al menor precio posible.

1.2. Marco Jurídico y Regulatorio

La Comisión Federal de Electricidad se encuentra en una etapa de transformación y fortalecimiento derivada de las reformas constitucionales y legales que iniciaron con la reforma constitucional del 31 de octubre de 2024, que modificó los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, y a su vez, la publicación de la Ley de la Empresa Pública del Estado CFE (LEPE CFE), la Ley del Sector Eléctrico (LSE), la Ley de Planeación y Transición Energética (LPTE), todas publicadas el 18 de marzo de 2025 y, el Reglamento de la LSE publicado el 3 de octubre de 2025, así como el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2025-2030, el Programa Sectorial de Energía (PROSENER) 2025-2030 y el Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico (PLADESE) publicado el 17 de octubre de 2025.

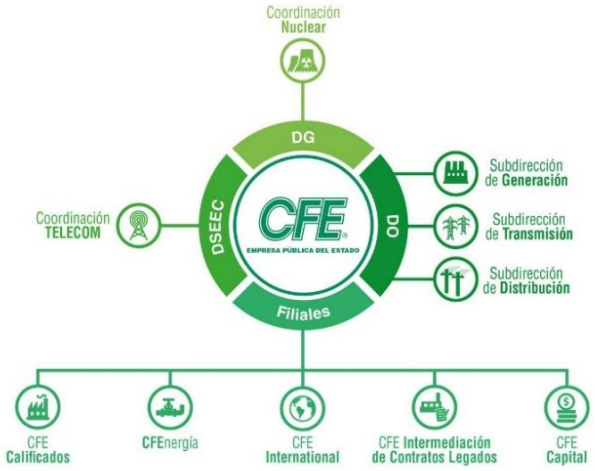
El nuevo marco legal del sector eléctrico en México, derivado de las reformas y la publicación de las Leyes antes mencionadas, establece una estructura sólida en la que:

- La Secretaría de Energía (SENER) es responsable de la planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) con carácter vinculante, control y prevalencia del Estado. Dicha planeación se desarrolla en el Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico (PLADESE) sobre el cual la LPTE y su Reglamento establecen que debe ser publicado en el mes de mayo de cada año y que debe incluir el listado de los proyectos de la CFE y de los requerimientos de capacidad que puede ser desarrollada por los particulares, por región y tipo de tecnología.
- La Comisión Nacional de Energía (CNE) continúa como el órgano regulador, pero sectorizada a la SENER.
- El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) se mantiene como operador del Mercado Eléctrico Mayorista; y
- La Comisión Federal de Electricidad (CFE), integrada verticalmente como empresa pública del Estado y sectorizada a la SENER, tiene como objeto procurar la justicia energética y el desarrollo sustentable de las actividades de generación, almacenamiento, transmisión, distribución, comercialización y suministro de

electricidad, así como contribuir en la provisión del servicio de Internet y telecomunicaciones con el Estado Mexicano.

De acuerdo con el Transitorio Tercero de la LEPE CFE, por ministerio de ley se extinguen las empresas productivas subsidiarias de la CFE y la propia CFE se subroga en todos sus derechos y obligaciones, consolidando así una estructura integrada legalmente única para la generación, transmisión, distribución y suministro de electricidad. Asimismo, reconoce y regula expresamente la figura de empresas filiales de la CFE.

Figura 1. Comisión Federal de Electricidad



Fuente: CFE

En particular, el Artículo 9 y 61 de la LEPE CFE permite que la CFE pueda contar con empresas filiales; y el Artículo 62 de la misma Ley define qué constituye una filial (participación mayoritaria de la CFE). Los Artículos 63 al 68 regulan su creación y operación en congruencia con la CFE, asegurando la coordinación, control y alineación con los objetivos estratégicos de la empresa. Este nuevo marco legal establece reglas claras que brindan certidumbre para atraer inversión a los proyectos de infraestructura eléctrica, incluidos aquellos enfocados en energía limpia. Esto no solo impulsa el avance de la transición energética, sino que también permite aprovechar la coyuntura del interés generado por la relocalización de inversiones y preparar al SEN para responder a esta nueva demanda.

1.3. Marco de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional

El Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2025-2030 establece que la soberanía energética es un objetivo estratégico del desarrollo nacional. Este propósito se alcanza fortaleciendo a la CFE, reduciendo la dependencia del exterior y garantizando precios accesibles y un suministro confiable, a través del desarrollo de proyectos renovables y de esquemas de inversión claros, sostenibles y con sentido social.

Por su parte, el Programa Sectorial de Energía (PROSENER) 2025-2030 establece objetivos concretos que refuerzan el papel estratégico de la CFE en el desarrollo energético nacional: a) Fortalecer la autosuficiencia, soberanía y seguridad energética mediante una planeación energética vinculante que garantice el acceso equitativo a la energía; b) Impulsar proyectos estratégicos de energías renovables y tecnologías limpias; c) Garantizar la justicia energética, y el acceso universal a energía asequible y confiable.

El Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico (PLADESE) 2025-2040 publicado en el Diario Oficial de la Federación el 17 de octubre de 2025, constituye un instrumento de planeación del sector energético, con una visión de mediano y largo plazo para el desarrollo y modernización de la infraestructura del sector eléctrico, siendo un pilar del desarrollo ordenado del sector eléctrico y la planeación vinculante (Art. 12, LSE) que busca que la expansión del SEN incorpore un enfoque de planeación técnica y de justicia energética y social.

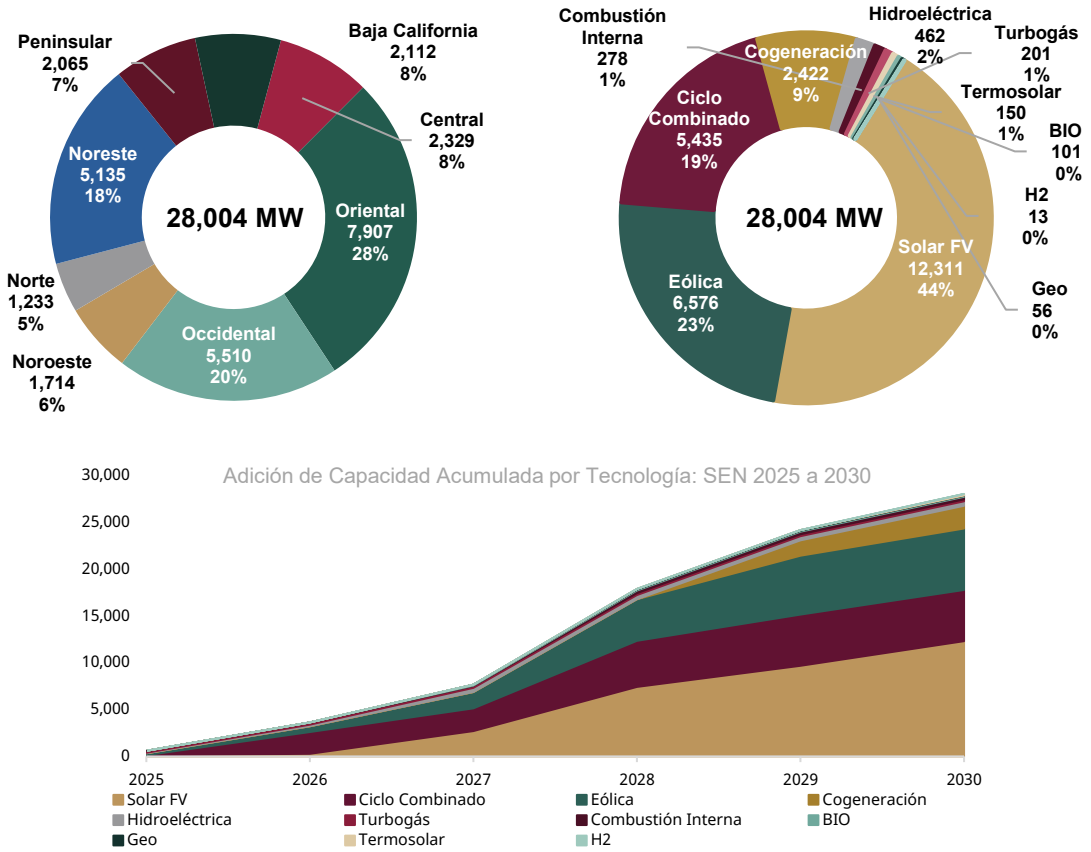
Para el periodo 2026-2030, se consideran los proyectos firmes con Contrato de Interconexión y los estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional del PND 2025-2030; en el proceso de optimización de mediano y largo plazo, cuyo objetivo es abastecer el Suministro Eléctrico y garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del SEN, así como el cumplimiento de metas de Energías Limpias establecidas en la LPTE y la reducción de gases de efecto invernadero (GEI) de los compromisos internacionales, de tal manera que se minimice el costo total de la operación del SEN.

El PLADESE, mediante el Programa Vinculante de Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PVIRCE) presenta los requerimientos de Adición y Retiro por Gerencia de Control Regional (GCR), tecnología y año de entrada en operación o retiro y, mediante el Programa de Ampliación y Modernización de Redes de Transmisión y de los elementos de las Redes Generales de Distribución define los proyectos de redes.

- Se prevé la instalación de un total de 28,004 MW de capacidad de generación eléctrica en el SEN (considerando los proyectos pendientes del Plan de Fortalecimiento de la administración anterior), de los cuales el Estado aportará 17,009 MW y los Particulares 10,995 MW.

- Del total de los 28,004 MW, el 76% corresponde a energías limpias como la Solar Fotovoltaica, Eólica y la Cogeneración, mientras que los Ciclos Combinados representan el 19% y el 5% lo componen las fuentes de energía restantes como la Hidroeléctrica, Termosolar, Geotermoeléctrica, Combustión Interna y Turbogás.

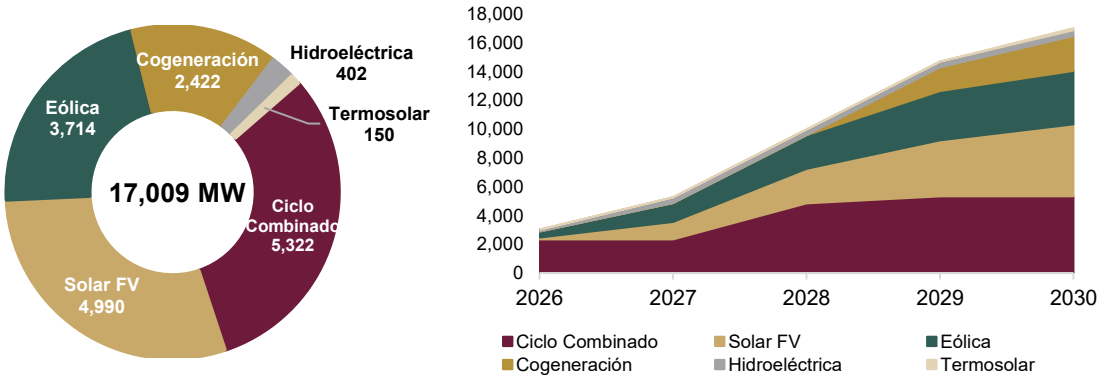
Figura 2. PLADESE: Adiciones de Capacidad Acumulada en el SEN 2025-2030 por Gerencia de Control regional (GCR) y Tecnología (MW)



Fuente: PLADESE/PVIRCE

De acuerdo con PLADESE, los 17,009 MW de adición de Capacidad por parte del Estado (CFE) comprenden parte del Plan de Fortalecimiento y del Plan de Expansión de la administración actual. Al Plan de Expansión corresponden 14,046 MW (considerando la inversión conjunta de PEMEX y CFE para la Cogeneración), de los cuales el 77% corresponde a energías limpias, en el que el 60% corresponde a renovables (Solar Fotovoltaica: 4,393 MW y Eólica 3,850 MW).

Figura 3. PLADESE: Adiciones de Capacidad CFE por Tecnología (MW)



Fuente: PLADESE/PVIRCE

1.4. Empresa Pública del Estado: Comisión Federal de Electricidad

La CFE para cumplir con su mandato requiere de inversiones y financiamientos para desarrollar los proyectos que permitirán alcanzar estos objetivos, por lo que la LEPE CFE le permite actuar de manera directa o a través de sus Empresas Filiales para implementar proyectos estratégicos y establecer esquemas de colaboración con los sectores público, privado y social:

- Artículo 9: Autoriza a la CFE a celebrar contratos, convenios, alianzas o asociaciones con los sectores público, privado o social, nacionales o internacionales, con el fin de cumplir su objeto.

- Artículo 11: Permite a la CFE y a sus Empresas Filiales celebrar esquemas de coinversión o colaboración que compartan costos, gastos, inversiones y riesgos.

- Artículos 61 y 64: Establecen que la CFE podrá desarrollar sus actividades a través de sus Empresas Filiales, siempre garantizando eficiencia, continuidad y accesibilidad del servicio público, bajo un marco de competencia y transparencia.

- Finalmente, el artículo 16 de la LEPE CFE mandata a la CFE la elaboración anual de su Programa de Desarrollo que incluya un diagnóstico de su situación operativa y financiera, los objetivos, líneas y oportunidades de desarrollo, para garantizar el suministro de energía eléctrica y procurar la justicia energética, el fortalecimiento, seguridad y confiabilidad del SEN, así como el desempeño sustentable y sostenible de sus actividades. Además de las principales estrategias comerciales, financieras y de inversiones, los proyectos de gran magnitud, de transición energética y de mejora tecnológica, así como sus principales riesgos estratégicos y comerciales.

1.5. Escenario de Planeación: Plan de Fortalecimiento y Plan de Expansión de la CFE 2026-2030

El Plan de Expansión de la CFE es el instrumento que busca responder a la creciente demanda de electricidad, y se encuentra alineado con los objetivos de la política económica, social, energética y ambiental del país definida en el PLADESE, integrando un portafolio de proyectos en los sectores de generación, transmisión y distribución, con proyectos bien definidos para la CFE, sector privado y esquemas mixtos.

La CFE implementa un programa de inversión orientado a fortalecer la infraestructura eléctrica del país mediante una estructura financiera que combina recursos propios, instrumentos de mercado y participación privada. Este enfoque se centra en dos pilares fundamentales: los Esquemas Mixtos de Inversión para la infraestructura de generación y la FIBRA E para las redes de transmisión. Estos mecanismos permiten ampliar la capacidad instalada y modernizar la red de transmisión sin comprometer la solidez financiera de la empresa.

1.5.1. Plan de Expansión CFE 2026-2030

La figura 4 presenta el Plan de Expansión de la CFE 2026-2030, el cual considera la adición de 18,597 MW de diversas tecnologías, de las cuales 15,203 MW son de tecnologías renovables[2] y 3,394 MW provienen de tecnologías convencionales principalmente ciclos combinados.

Figura 4. Resumen de Financiamiento para el Plan de Expansión CFE[3]: 2026-2030 (miles de millones de pesos y miles de millones de dólares)[4]

Fuente: CFE

*No incluye inversión de los proyectos del Plan del Fortalecimiento de la administración anterior por ~25 mil millones de pesos (mmdp).
**Incluye cinco nuevos Ciclos Combinados (3,174 MW), una Combustión Interna (120 MW), Secuencia III y IV de Puerto Peñasco (580 MW), una Cogeneración (794 MW) y Aeroderivadas (100 MW).
*** Incluye adición de capacidad renovable pendiente por asignar de 4,151 MW más 150 MW de Termosolar, 150 MW de Fotovoltaica, 582 MW de Geotermia y 20 MW de Hidrógeno Verde.

En resumen, el Plan de Expansión contempla una inversión de 651 mil millones de pesos (32.9 mmdd) para Generación, Transmisión y Distribución. Se estima que más del 50% del financiamiento provenga de esquemas fuera del balance de la CFE, en particular por el uso de esquemas mixtos para el desarrollo de centrales eléctricas de tecnología renovable.

- **Generación:** Se estima adicionar 18.6 GW de capacidad instalada a la matriz energética de CFE conformada de la siguiente forma:

[2] Incluye la capacidad de las cogeneraciones por 1,694 MW.
[3] Incluye Aeroderivadas Riviera Maya y no incluye la inversión del Plan de Fortalecimiento.
[4] La definición de número de proyectos, montos de inversión y fuentes de financiamiento está sujeta a cambios y debe considerarse preliminar. No incluye inversión en nuevos gasoductos ni en mantenimientos.

1.- Proyectos propios: 4.8 GW en proyectos de ciclo combinado, solar fotovoltaica, combustión interna, hidroeléctrica y cogeneración.

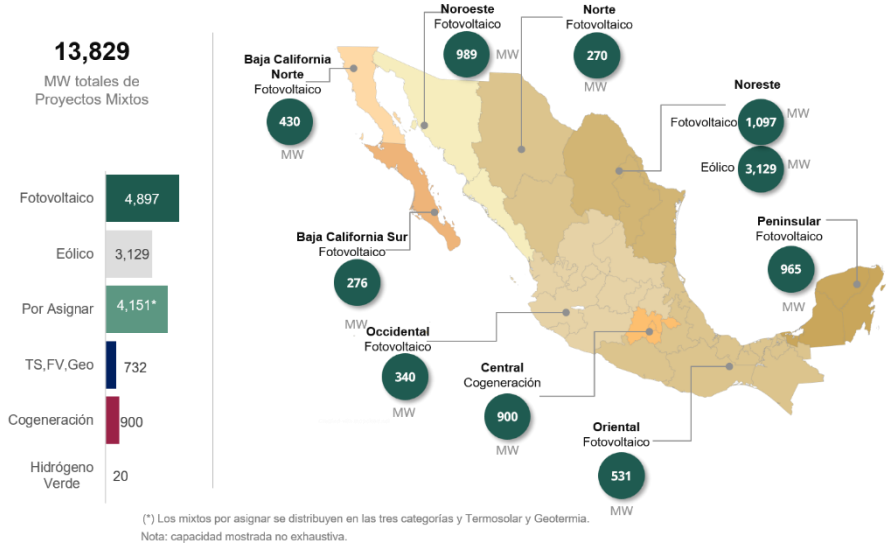
Figura 5. Proyectos Propios CFE: Plan de Expansión CFE 2026-2030 (MW)

Fuente: CFE

(*) Más las adiciones pendientes de entrar en operación entre la segunda mitad del 2026 y 2028 del Plan de Fortalecimiento de la administración anterior:

2.- Esquemas de desarrollo mixto: Considera 13.8 GW que provienen de proyectos basados principalmente en tecnologías solar fotovoltaica y eólica de los cuales 8,026 MW ya han sido asignados y 4,151 MW están pendientes de asignar, más 900 MW para centrales de cogeneración, 582 MW de geotermia, 150 MW de termosolar y 20 MW de hidrógeno verde.

Figura 6. Proyectos Mixtos del Plan de Expansión CFE 2026-2030 (MW)*



Fuente: CFE

(*) Los mixtos por asignar se distribuyen en las tres categorías y Termosolar y Geotermia.

Nota: capacidad mostrada no exhaustiva.

*La definición de número de proyectos, montos de inversión y fuentes de financiamiento está sujeta a cambios y debe considerarse preliminar.

- **Transmisión:** Se adicionarán 7,545 km en líneas de transmisión por medio de 175 proyectos en distintas regiones del país. Se estima el uso de la Fibra E para financiar alrededor de 2.5 mmdd, incluyendo la colocación del primer bono de la Fibra E por un monto de 725 mdd en septiembre de 2025.

- **Distribución:** Desarrollo y ampliación de subestaciones, modernización de redes de distribución y proyectos de electrificación a través del programa "Justicia Energética" por un monto total de 2.6 mmdd.

1.5.2. Plan de Fortalecimiento CFE: 2026-2030

En 2025, como parte del Plan de Fortalecimiento de la administración pasada entraron en operación tres ciclos combinados por 1,610 MW de capacidad (C.C.C Salamanca, C.C.C Sauz II y C.C.C San Luis Potosí) y, en la primera mitad de 2026 entraron en operación tres ciclos combinados más por 1,680 MW (C.C.C Mérida/Elvia Carrillo Puerto, C.C.C González Ortega y C.C.C Manzanillo III).

Entre la segunda mitad de 2026 y 2028 se prevé la entrada en operación de cuatro ciclos combinados pendientes del Plan de Fortalecimiento, que en conjunto aportarán 3,403 MW de capacidad (C.C.C Tuxpan Fase I, C.C.C Riviera Maya/Valladolid IV, C.C.C San Luis Río Colorado y C.C.C Lerdo). Adicionalmente, se añadirán 403 MW provenientes de cuatro nuevas centrales hidroeléctricas (C.H Santa María, C.H Picachos, C.H Amata, C.H Chicoasén II) y de diversas rehabilitaciones y modernizaciones.

Figura 7. Proyectos del Plan de Fortalecimiento CFE: 2026-2030 (MW)*

Fuente: CFE

*Los 403 MW de adiciones hidroeléctricas consideran cuatro proyectos por 286.4 MW más diversas repotenciaciones y modernizaciones por 117 MW.

La Tabla 1 y 2 muestran el resumen de adiciones de capacidad de generación y proyectos de gasoductos en construcción de ambos Planes: Fortalecimiento y Expansión de CFE 2026-2030:

Tabla 1. Adiciones de Capacidad: Plan de Fortalecimiento y Plan de Expansión:2026-2030

Tecnología	Proyectos	Capacidad (MW)	Fecha Estimada de Entrada en Operación
Subtotal Plan de Expansión	**52**	**18,597**	
Eólica (Mixtos)	8	3,129	2028-2030
Fotovoltaica (Mixtos)	30	4,897	2028-2030
Por Asignar (Mixtos)	-	4,151	2029-2030
Termosolar (Mixtos)	2	150	2030
Geotermia (Mixtos)	1	582	2030
Hidrógeno Verde (Mixtos)	1	20	2030
Cogeneración (Mixtos)	1	900	2030
Fotovoltaica Puerto Peñasco Sec. III y IV	2	580	2028
Ciclos Combinados	5	3,174	2030
Combustión Interna	1	120	2029
Cogeneración (Propios)	1	794	2028
Aeroderivadas Riviera Maya	-	100	2026
Subtotal Plan de Fortalecimiento[5]	**20**	**5,486**	
Ciclos Combinados*	7	5,083	2026-2028
Hidroeléctrica	13	403	2026-2028
Total	**72**	**24,083**	

Fuente: CFE

*Incluye: C.C.C. Manzanillo III, C.C.C. González Ortega, C.C.C. Mérida/Elvia Carrillo, C.C.C Tuxpan Fase I, C.C.C Riviera Maya/Valladolid IV, C.C.C San Luis Rio Colorado y C.C.C Lerdo.

Tabla 2. Gasoductos en Desarrollo CFE*

Nombre	Fecha Estimada Entrada Operación	Ubicación	Capacidad MMPCD	Km	Descripción
Amp. Gasoducto Mayakán (Sistema Cuxtal II)	2027	Ciudad Pemex – Riviera Maya	307	695	Ampliación de Gasoducto Mayakán
Ramal Cosoleacaque	2027	Coatzacoalcos, Veracruz	600	12	Interconexión entre el SISTRANGAS y el Gasoducto Tuxpan – Coatzacoalcos – Paraíso (Puerta al Sureste)
Ramal Paraíso (1)	Por definir	Paraíso, Tabasco	547	70	Interconexión con el Gasoducto Puerta al Sureste, con el Gasoducto Mayakán y con el SISTRANGAS en la región de Cactus

[5] La definición de número de proyectos, montos de inversión y fuentes de financiamiento está sujeta a cambios y debe considerarse preliminar. No incluye las adiciones de capacidad del Plan de Fortalecimiento iniciadas en 2025 por 1,680 MW.

Nombre	Fecha Estimada Entrada Operación	Ubicación	Capacidad MMPCD	Km	Descripción
Centauro Norte Fase I	2026	San Luis Río Colorado	400	77	Interconexión entre Mexicali y San Luis Río Colorado
Centauro Norte Fase II	2028	Caborca, Sonora		365	Interconexión entre Sásabe y San Luis Río Colorado
Re-ruteo Guaymas-El Oro	2029	Sonora y Sinaloa	510	~70-90	Interconexión con los Gasoductos El Encino-Topolobampo y Sásabe-Guaymas
Tula Villa de Reyes (Arco Tula)	2027	Tula, Hidalgo	505	17.5	Brinda flexibilidad operativa en las zonas centro-occidente.

Fuente: CFE, con información de SENER

* El Gasoducto Puerta al Sureste terminó su construcción comercial, quedan pendientes la construcción de los ramales Cosoleacaque y Paraíso.
(1) Corresponde a la capacidad total de la ampliación Mayakán.

En mayo de 2025 concluyó la construcción del Gasoducto Puerta al Sureste, con una capacidad de transporte de 1,348 MMPCD. Actualmente, el gasoducto se encuentra en operación comercial, pero quedan pendientes la construcción de las interconexiones con el SISTRANGAS correspondientes a los ramales Cosoleacaque y Paraíso así como el gasoducto Cuxtal II lo que permitirá el suministro de gas a las nuevas centrales eléctricas de la Península de Yucatán: C.C.C. Riviera Maya, y C.C.C. Elvia Carillo Puerto, así como a las existentes, al duplicarse la capacidad de transporte de 240 MMPCD a 547 MMPCD durante el segundo semestre de 2027.

Por otro lado, el objetivo del proyecto Gasoducto Centauro del Norte es llevar gas natural a precios competitivos a Baja California, mediante el desarrollo del Gasoducto Centauro del Norte Fase I y II con una capacidad de 400 MMPCD y una longitud de 442 km, uniendo Sonora y Baja California, asegurando el suministro a las nuevas centrales de ciclo combinado de C.C.C. González Ortega y C.C.C. San Luis Río Colorado.

Algunos gasoductos estratégicos para abastecer el centro-occidente aún se encuentran pendientes de entrada en operación como son el Tula-Villa de Reyes y Tuxpan-Tula. La CFE en alianzas estratégicas buscan resolver las problemáticas de los gasoductos Tuxpan-Tula y Tula-Villa de Reyes a través de una ruta alterna que permita completar los tramos pendientes de construcción, sin afectar los derechos de las comunidades de Puebla e Hidalgo.

2. Diagnóstico del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

2.1. Situación Actual

El Estado ejerce el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), la operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y el acceso cuando sea técnicamente factible a la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD) a través del CENACE.

El Control del SEN y el servicio público de Transmisión y Distribución de energía eléctrica son consideradas áreas estratégicas encargadas de mantener la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica.

El SEN está conformado por ocho Gerencias de Control Regional (GCR) del CENACE, que incluyen 56 Zonas de Transmisión y 31 zonas de operación de transmisión, para operar 3,981 Líneas de Transmisión para suministrar energía a las redes generales de distribución y usuarios en alta tensión. La GCR de Baja California se compone de tres sistemas interconectados: Sistema Interconectado de Baja California (BCA), Sistema Interconectado de Baja California Sur (BCS) y Sistema Interconectado de Mulegé (MUL).

Figura 8. Gerencias de Control Regional del Sistema Eléctrico Nacional

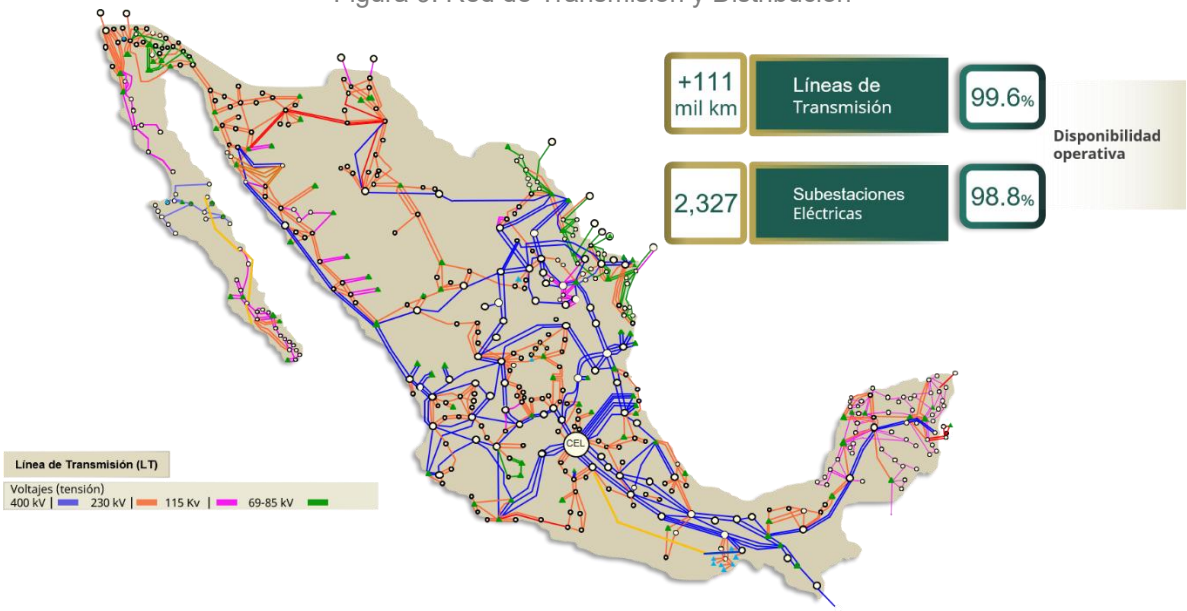
Fuente: CFE

La operación de las ocho GCR está bajo la responsabilidad del CENACE, divididas en siete centros de control ubicados en las ciudades de México, Puebla, Guadalajara, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey, Mérida y Mexicali.

Las siete regiones de Control (Central, Oriental, Occidental, Noroeste, Norte, Noreste y Peninsular) se encuentran interconectadas y forman el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Su objetivo consiste en compartir los recursos y reservas de capacidad ante la diversidad de demandas y situaciones operativas. Esto hace posible el intercambio de energía para lograr un funcionamiento más económico y confiable en su conjunto. Además, el Sistema Baja California opera interconectado a la red eléctrica de la región Occidental de EUA Western Electricity Coordinating Council (WECC) por medio de dos enlaces de transmisión a 230 kV. Esto permite a CFE realizar exportaciones e importaciones de capacidad y energía, así como recibir o brindar apoyo en situaciones de emergencia.

Asimismo, mediante la Infraestructura de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD) se asegura un sistema eléctrico robusto y confiable que garantiza el suministro eléctrico a la población con 111,195 km de líneas de transmisión y 908,195 km de líneas de distribución con 1.7 millones de transformadores.

Figura 9. Red de Transmisión y Distribución



Fuente: CFE

Las Redes Generales de Distribución al estar en constante crecimiento, también deben contar con equipamiento que las haga más flexibles, tanto para mejorar los tiempos de restablecimiento como para hacer transferencias de carga, de manera que, ante una interrupción, se afecten los menos usuarios posibles. Por ello, se cuenta con diversos equipos de protección y seccionamiento divididos en manuales y tele controlados con lógicas de programación para la detección de la falla y dejar únicamente sin energía el tramo donde se encuentra el daño.

La CFE mide en minutos el tiempo promedio que un usuario a nivel nacional permanece sin servicio eléctrico durante un año, derivado de interrupciones no programadas mayores a 5 minutos, lo que permite evaluar la eficiencia en la continuidad del suministro eléctrico que proporciona la CFE. Las principales causas de interrupciones en el servicio eléctrico en el

país están relacionadas con condiciones climatológicas adversas, tales como tormentas, inundaciones, descargas atmosféricas, frentes fríos y ráfagas intensas de viento.

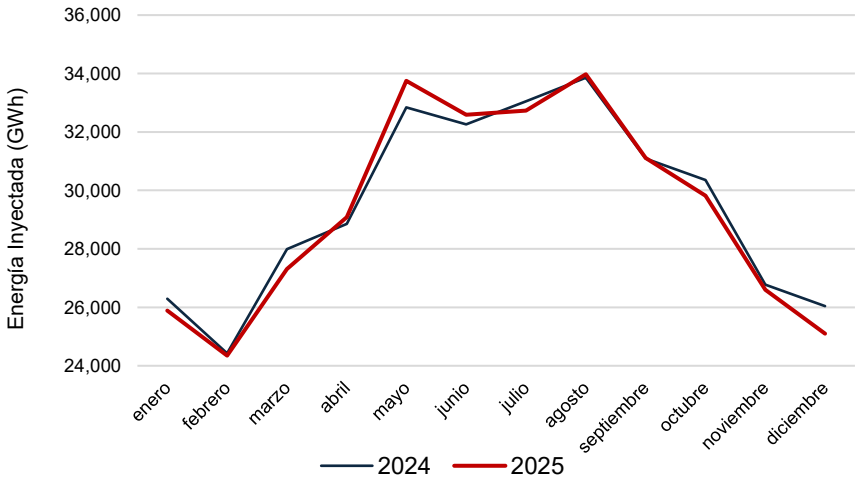
En septiembre 2024 el promedio de la duración de interrupción del servicio fue de 11.42 minutos y en septiembre 2025, se redujo 9.32% al alcanzar un valor de 10.36 minutos. Este desempeño está cercano a países como Alemania, en donde gran parte de su infraestructura es subterránea (menos expuesta a factores externos) y en los últimos diez años ha mantenido valores cercanos a los 13 minutos anuales por cliente final.

2.2. Demanda y Consumo Nacional de Electricidad

La demanda real del sistema es la energía horaria utilizada en el SEN en un día de operación y corresponde al consumo neto de energía (energía inyectada a la RNT), que incluye a todos los suministradores: básico, calificado, último recurso, autoabastecimiento remoto (generadores con permiso de Contrato de Interconexión Legado, CIL) el balance neto entre las importaciones y exportaciones de energía, así como las pérdidas de electricidad.

Durante el año 2025, se inyectaron a la RNT 353,820 GWh de energía eléctrica neta en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), 0.36% mayor que el mismo periodo del año anterior. La Figura 10 muestra el comportamiento estacional de dicha generación que se caracteriza por un mayor consumo en los meses de verano (alrededor del 55% del consumo total anual), mientras que en los meses de invierno se presenta una importante reducción (alrededor del 45%).

Figura 10. Generación en el SEN: enero-diciembre 2024 y 2025



Fuente: CFE, elaborada con datos de medición del CENACE

Como se observa en la Tabla 3, para el año 2025, del total de energía generada en el SEN, el 94.5% (334,404 GWh) se generó en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), mientras que el Sistema Baja California (BCA), el Sistema Baja California Sur (BCS) y el Sistema Mulegé (MUL), aportaron respectivamente el 4.4 % (15,672 GWh), 1.00% (3,557 GWh) y 0.1% (188 GWh) del total de la energía eléctrica inyectada.

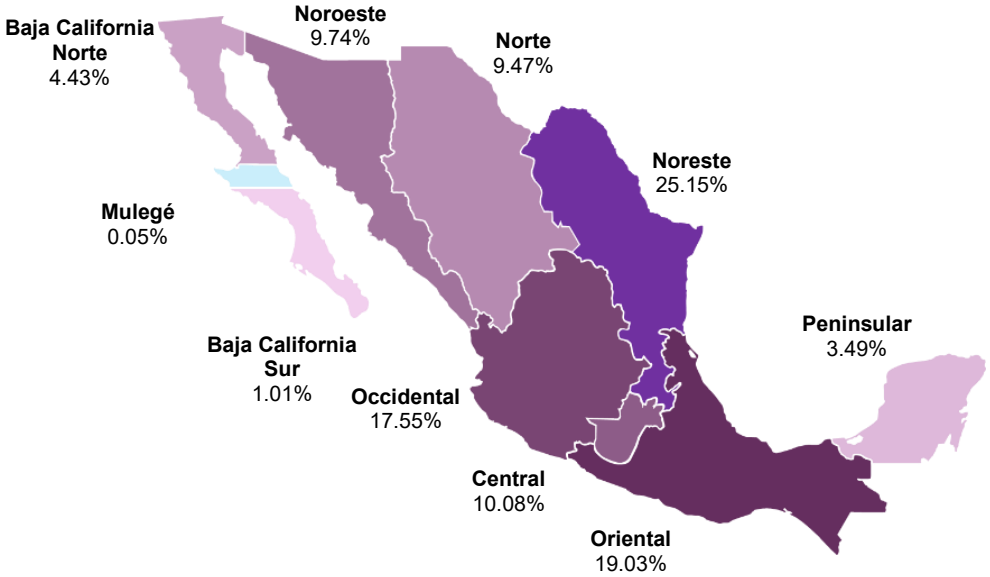
Tabla 3. Generación Eléctrica por Sistema enero a diciembre (2024 vs 2025)

Sistema	Energía Eléctrica 2024 (GWh)	Energía Eléctrica 2025 (GWh)	Variación Energía periodo anterior (%)	Demanda Máxima Integrada a Dic 2025 (MWh/h)	Fecha de la Demanda Máxima Integrada
SIN	332,994	334,404	0.42%	50,678	09-jun 16:00h
BCA	15,803	15,672	-0.83%	3,520	07-ago 15:00h
BCS	3,331	3,557	6.78%	705	24-sep 15:00h
MUL	178	188	5.86%	-	-
SEN	352,305	353,820	0.43%	54,903	

Fuente: CFE, elaborada con datos de medición del CENACE

Por su parte las Gerencias de Control Regional con mayor participación en la generación eléctrica del SEN, fueron la Noreste (25.15%), Norte (9.47%), Oriental (19.03%), Occidental (17.55%) y Central (10.08%). En resumen, la generación del SEN aumentó un 0.43% con respecto al mismo periodo del año anterior.

Figura 11. Generación por Gerencia de Control Regional (% Participación en la Generación)



Fuente: CFE, elaborada con datos de medición del CENACE

El consumo de electricidad en México muestra expectativas de crecimiento en los próximos años, respaldado principalmente por el crecimiento poblacional superior al de naciones más desarrolladas, la integración con América del Norte y una ubicación geográfica estratégica, así como un proceso continuo de electrificación asociado a centros de datos en los próximos años.

2.3. Reserva Operativa

Para asegurar la confiabilidad del SEN es fundamental contar con una capacidad de respaldo que garantice el suministro incluso en condiciones de alta demanda, alta penetración de renovables o fallas imprevistas. La política de confiabilidad vigente establece que el Margen de Reserva Operativa (MRO, indicador de la suficiencia de generación) en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) debe ser mayor o igual al 6% para considerar al Sistema en Estado Operativo Normal; se considera al Sistema en Estado Operativo de Alerta cuando el valor se encuentra entre 3% y menos de 6%. El MRO debe ser suficiente para cubrir fallas y eventos críticos como, la salida de operación de una central, la desconexión de un centro de carga, falta temporal en el suministro de combustible y fenómenos naturales.

Al cierre de 2025, el MRO en el Sistema Interconectado Nacional, ha sido superior, en promedio al 14%. En el momento más crítico, el 9 de junio (día en que se presentó la demanda máxima, 52,945 MW), el MRO fue del 9.69%. Por lo anterior, no ha sido necesaria la desconexión de usuarios, ya que se han mantenido condiciones de suficiencia de margen de reserva en el sistema.

Dentro de las principales causas de interrupciones eléctricas se encuentran: desastres naturales (huracanes, sismos, incendios), fallos técnicos o envejecimiento de infraestructura, interrupciones en suministro de combustibles (ej. crisis de gas de Texas 2021) y, disturbios en la red o fallas en equipo crítico.

Los principales mecanismos para prevenirlos son: certificaciones y cumplimiento normativo, programa de modernización de redes, mantenimiento continuo y modernización, planes de contingencia y equipos de respuesta inmediata, administración de riesgos y coberturas y mejoras mediante la adición de capacidad de transmisión y la adición de sistemas de almacenamiento de baterías.

3. Infraestructura y Generación: Sistema Eléctrico Nacional

3.1. Capacidad del SEN por Tecnología y Tipo de Participante del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

Para atender la demanda del Sistema, a diciembre de 2025 el SEN contaba con una capacidad instalada (capacidad del contrato de interconexión) a la red eléctrica de 91,073 MW, de los cuales CFE aportó 46,560 MW (51.1%) lo que lo convierte en el mayor participante seguido de los generadores con permiso de generación en modalidad LIE (extinta Ley de la Industria Eléctrica) con una capacidad de 17,463 MW (19.2%); los demás participantes como los PIE (Productores Independientes de Energía), los Generadores CIL (Contratos de Interconexión Legados) y las Centrales PIE adquiridas por el FONADIN (Fondo Nacional de Infraestructura) aportaron la siguiente capacidad: 9,457 MW (10.4%), 9,052 MW (9.9%) y 8,539 MW (9.4%), respectivamente.

Tabla 4. Capacidad de Generación por participante del SEN a diciembre de 2025 (MW)

Tecnología	CFE	PIE	FONADIN	CIL	LIE	**SEN**	FONADIN PIE	FONADIN LIE
Bioenergía				172	53	**225**		
Carbón	5,463					**5,463**		
Ciclo Combinado	12,588	8,947	8,436	3,336	5,630	**38,937**	7,043	1,393
Combustión Interna	1,021			256	173	**1,450**		
Eólica	86	510	103	4,302	2,443	**7,444**	103	
Fotovoltaica	433			580	7,423	**8,437**		
Geotérmica	808			25		**833**		
Hidroeléctrica	12,165			177	292	**12,634**		
Nuclear	1,608					**1,608**		
Térmica Convencional	9,448			133	560	**10,141**		
Turbogás	2,548			71	889	**3,508**		
Cogeneración	393					**393**		
Total (MW)	**46,560**	**9,457**	**8,539**	**9,052**	**17,463**	**91,073**	**7,146**	**1,393**
TOTAL (%)	51.1%	10.4%	9.4%	9.9%	19.2%	**100.0%**	7.8%	1.5%

Fuente: CFE, elaborada con datos de CENACE

El 26 de febrero de 2024, el FONADIN formalizó la adquisición de 13 centrales eléctricas de Iberdrola. Por ello, se clasifican dichas centrales bajo la categoría “FONADIN” aunque estas unidades mantienen sus contratos como Productores Independientes de Energía (PIE) o bajo la modalidad del amparo de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE). La capacidad total de los PIE a diciembre de 2025 es de 16,603 MW y aquí se presenta de forma desagregada para distinguir los activos del FONADIN.

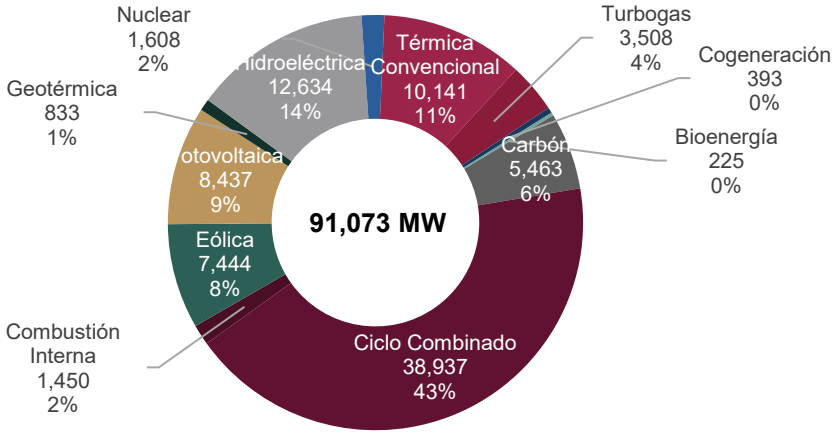
De esta manera, 9,457 MW se mantienen en la categoría PIE tradicional, mientras que 7,146 MW se reclasifican como PIE-FONADIN.

En la Figura 12, para el período de enero a diciembre de 2025 se observa que la tecnología con mayor Capacidad Instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) son los ciclos combinados con 38,937 MW (43%), los cuales utilizan principalmente gas natural como combustible, seguidos de las centrales hidroeléctricas con 12,634 MW (14%) y centrales

con tecnología térmica convencional (en su mayoría duales ya que pueden consumir gas natural o combustóleo) las cuales representan 10,141 MW (11%); estas tres tecnologías son capaces de aportar capacidad firme, despachable e inercia al SEN debido a su naturaleza operativa.

Por otro lado, las tecnologías renovables variables también tienen una proporción relevante en la matriz energética del SEN ya que las centrales fotovoltaicas y eólicas aportan una capacidad de 15,881 MW, que equivale al 17% de la capacidad total del SEN proporcionando capacidad intermitente no despachable que además no aporta inercia al sistema.

Figura 12. Capacidad por Tecnología en el SEN a diciembre de 2025 (MW)



Fuente: CFE, Elaborada con datos de CENACE

La capacidad del SEN creció un 2.1% respecto al año anterior, impulsado principalmente por la entrada en operación de nuevos Ciclos Combinados, en su mayoría propiedad de la CFE:

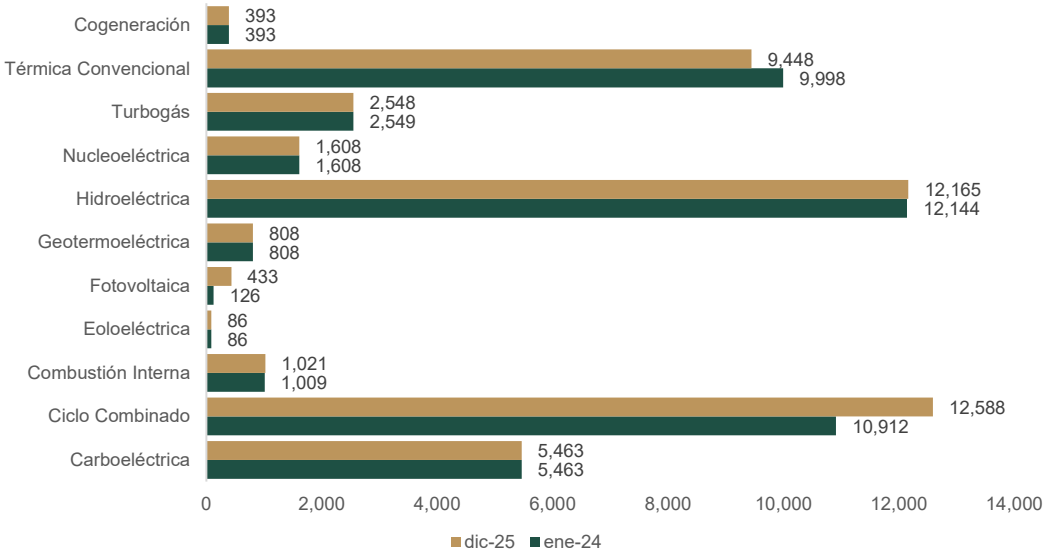
- Ciclo Combinado CFE, adiciones de 1,675.83 MW (+15.36%) debido a la entrada en operación de los nuevos proyectos El Sauz II de 268.97 MW (12 septiembre 2025), Salamanca de 958.18 MW (14 febrero 2025) y Villa de Reyes de 448.68 MW (5 julio 2025).
- Fotovoltaica, adiciones de 307.03 MW (+ 243.67%) debido a la entrada en operación de los nuevos proyectos Nachi-Cocom y Puerto Peñasco (fase II).
- Hidroeléctrica, adiciones de 21.00 MW (+0.17%) debido a la operación comercial de las rehabilitaciones y modernizaciones en Zimapán, Mazatepec y Minas.
- Combustión Interna, adiciones de 11.40 MW (+1.13%) debido a la entrada en operación de nuevas unidades en Guerrero Negro II, Hol-Box y Santa Rosalía.
- Térmica Convencional, retiros de 550.00 MW (-5.50%) ya que la capacidad de la C.T. Salamanca fue reemplazada por el nuevo proyecto de C.C.C. Salamanca.
- Turbogás, retiros de 1.14 MW (-0.04%) ya que se realizó un ajuste a la capacidad con base en pruebas operativas.

Tabla 5. Resumen de Adiciones de Capacidad Efectiva: CFE

Tecnología	2024 (MW)	2025 (MW)	Variación (MW)	Variación (%)
Ciclo Combinado	10,912	12,588	1,676	15.4%
Combustión Interna	1,009	1,021	11	1.1%
Fotovoltaica	126	433	307	243.7%
Hidroeléctrica	12,144	12,165	21	0.17%
Turbogás	2,942	2,941	-1	-0.04%
Térmica Convencional	9,998	9,448	-550	-5.5%
Total	37,131	38,595	1,464	3.9%

Fuente: CFE

Figura 13. Capacidad efectiva de la CFE, de enero de 2024 a diciembre de 2025



Fuente: CFE

En el periodo comprendido de enero de 2024 a diciembre de 2025 la capacidad efectiva de CFE de tecnologías limpias pasó de 15,164 MW a 15,492 MW que representa un incremento de 328.03 MW (2.16%), mientras que las centrales con tecnología fósiles pasaron de 29,932 MW a 31,068 MW que representa un incremento de 1,136 MW (3.80%).

3.2. Capacidad CFE y PIE por Tecnología y Tipo de Fuente: Fósil y Limpia

En conjunto, el parque de generación de las centrales de la CFE y PIE comprende 197 centrales con una capacidad de 63,164 MW de diversas tecnologías distribuidas a lo largo del país que representa el 69% de la Capacidad total (91,073 MW).

Figura 14. Mapa Centrales de Generación CFE y PIE

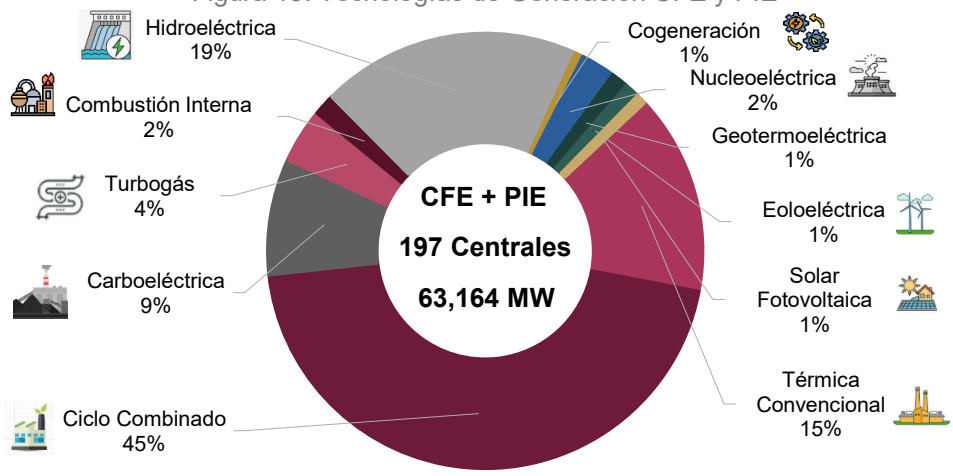
Fuente: CFE

Tabla 6. Centrales de Generación CFE y PIE

Tecnología	Centrales	Capacidad (MW)	% Capacidad Total
Total Fósil	119	47,059	75%
Térmica Convencional	18	9,448	15%
Ciclo Combinado	51	28,579	45%
Carboeléctrica	3	5,463	9%
Turbogás	40	2,548	4%
Combustión Interna	7	1,021	2%
Total Limpia	78	16,105	25%
Hidroeléctrica	60	12,165	19%
Cogeneración	1	393	1%
Nucleoeléctrica	1	1,608	3%
Geotermoeléctrica	4	808	1%
Eoloeléctrica	8	699	1%
Solar Fotovoltaica	4	433	1%
Total CFE + PIE	197	63,164	100%

Fuente: CFE

Figura 15. Tecnologías de Generación CFE y PIE

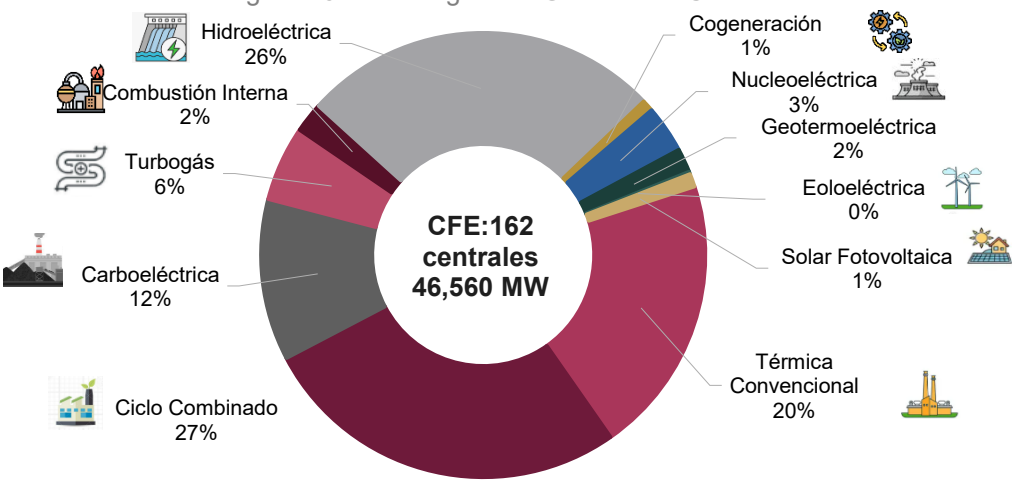


Fuente: CFE

En la matriz energética de la CFE predominan las tecnologías Ciclo Combinado, Hidroeléctrica y Térmica Convencional. Lo anterior implica que se cuenta con capacidad de generación diversificada que otorga flexibilidad para operar, incluso en condiciones de emergencia por restricción en el suministro de combustibles, considerando la disponibilidad de las centrales eléctricas, la eficiencia térmica y los costos operativos.

Esta flexibilidad la proporcionan principalmente las centrales hidroeléctricas que cuentan con embalse (considerando temporada de estiaje), las centrales Turbogás duales, las térmicas convencionales duales, que pueden conmutar de combustóleo a gas natural, los ciclos combinados duales, que pueden operar con gas natural o diésel y la única central carboeléctrica dual, con seis de sus siete unidades que pueden conmutar de carbón a combustóleo.

Figura 16. Tecnologías de Generación CFE



Fuente: CFE

La CFE cuenta con una capacidad de generación de 12,289 MW basada en combustóleo y 2,218MW con diésel. El combustóleo predomina en centrales térmicas convencionales, mientras que el diésel se utiliza principalmente en ciclo combinado, combustión interna y Turbogás.

Tabla 7. Capacidad de Generación con Combustibles líquidos: CFE

No.	Tecnología	Combustible	Capacidad Efectiva (MW)
13	Térmica Convencional	Combustóleo	7,628
1	Carboeléctrica	Combustóleo	2,100
3	Combustión Interna	Combustóleo	344
17	Total Combustóleo		10,071
2	Ciclo Combinado	Diésel	1,178
2	Combustión Interna	Diésel	647
3	Turbogás	Diésel	393
7	Total Diésel		2,218
24	Combustóleo + Diésel		12,289

Fuente: CFE

El 82% de este parque de generación es dual, equivalente a 10,071 MW que pueden conmutar de un combustible a otro y representa aproximadamente el 22% de la capacidad instalada de la CFE, la cual puede brindar flexibilidad en la generación para asegurar continuidad, seguridad y confiabilidad del SEN. De estos 9,728 MW duales, el 78% puede conmutar de combustóleo a gas mediante trece termoeléctricas (7,628 MW), el 22% restante corresponde a las seis unidades duales de C.T. Pdte. Plutarco Elías Calles (Petacalco) que pueden conmutar de carbón a combustóleo con 2,100 MW de capacidad, el 10% del total (12,289 MW) corresponde a las centrales de ciclo combinado que pueden conmutar de gas a diésel C.C.C. Felipe Carrillo Puerto (Valladolid) con 220 MW y C.C.C. Salamanca con 958 MW, dos centrales de combustión interna, que puede conmutar de gas natural a diésel, con una capacidad de 647 MW, que representan el 5% del total.

De esta manera, ante una suficiencia y garantía de suministro de combustibles, así como disponibilidad del parque de generación que opera a base de combustible diferente al gas natural, la CFE está preparada ante posibles cortes en el suministro de gas natural y se asegura el respaldo, confiabilidad, arranques de emergencia, servicios de control de voltaje y regulación, potencia reactiva, entre otros, con la finalidad de mantener la estabilidad, confiabilidad y continuidad del suministro de energía eléctrica a la sociedad mexicana.

En conjunto la CFE y los PIE cuentan con 24 centrales duales que pueden conmutar de combustóleo a gas y de gas a diésel; lo que representa 12,289 MW de capacidad, esto es el 19% de su capacidad total (63,164 MW) y el 13.5% de la capacidad efectiva total (91,073 MW) del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

3.3. Generación de Electricidad por Tipo de Participante del MEM

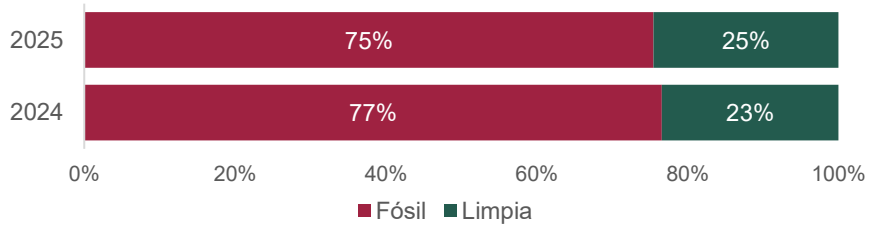
Durante 2025, la CFE produjo el 42.67% (150,974 GWh) del total de la generación del SEN (353,820 GWh). Adicionalmente, las centrales adquiridas por el FONADIN generaron el 14.57% (51,536 GWh), lo que en su conjunto representa el 57.24% (202,510 GWh, CFE más FONADIN) del total de energía generada en el SEN.

La CFE es el participante con la mayor generación seguido por las Centrales PIE, las cuales mantienen contratos de compraventa de energía con CFE, en tercer lugar, las centrales con permiso de generación LIE y finalmente las adquiridas por el FONADIN y los generadores bajo permisos de interconexión legados (CIL).

3.4. Generación de Electricidad por Tipo de Fuente (Fósil y Limpia) y por Tipo de Participante

Del total de la energía generada en el SEN de enero a diciembre del 2025, el 25% (86,731 GWh) fue generado con energías limpias, mientras que el 75% (267,089 GWh) fue generado con combustibles fósiles, con un incremento de 5.2% en la generación limpia con respecto al mismo periodo del año anterior.

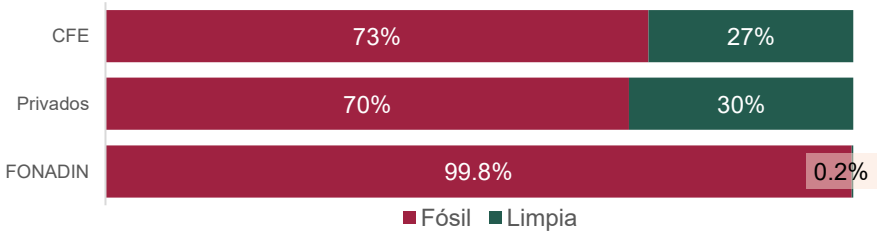
Figura 17. Porcentaje de Generación Eléctrica en el SEN, de enero a diciembre de 2024 y 2025 por Fuente: Limpia y Fósil



Fuente: CFE, elaborada con datos de medición del CENACE

Durante el periodo de enero a diciembre de 2025, del total de energía generada por participantes privados, el 30% de su generación fue con tecnologías limpias y el 70% mediante el uso de combustibles fósiles; mientras que CFE generó el 27% de su energía mediante centrales limpias y el 73% con combustibles fósiles, lo cual se ha debido a un incremento en la generación hidroeléctrica.

Figura 18. Generación (GWh) en el SEN a cierre 2025 por Participante y Fuente: Limpia y Fósil



Fuente: CFE, elaborada con datos de medición del CENACE

4. Dinámica del Mercado Eléctrico Mayorista

El CENACE es el responsable de operar el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en tiempo real para balancear oferta y demanda, administrar el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), planificar la expansión y modernización de la red, y asegurar imparcialidad en el acceso a las redes para garantizar un suministro eléctrico confiable, seguro, eficiente y sustentable para todos los mexicanos.

El MEM es un mercado basado en costos que implica la compraventa de energía y productos asociados (potencia, CEL, servicios conexos) en contratos de cobertura, así como en mercados de corto plazo (día en adelanto y tiempo real), donde generadores ofertan su producción y centros de carga sus necesidades, estableciendo un Precio Marginal Local (PML) horario que refleja los costos de generación.

Al cierre de diciembre de 2025, del total de la capacidad de CFE y PIE (63,164 MW) el 86% se encuentra en Contrato de Cobertura para el Suministro Básico. Toda la capacidad de los PIE está al amparo de dicho contrato y representa 16,603 MW. El resto de la capacidad de las centrales de CFE fuera del Contrato de Cobertura recupera costos variables y fijos en el MEM mediante el PML y el Precio del Mercado de Balance de Potencia en caso de acreditar haber estado disponible durante las 100 horas críticas del SEN.

Debido a que el Contrato de Cobertura para el Suministro Básico cuenta con opción financiera para la entrega de energía de las centrales térmicas y a que las SLP están suspendidas y el Contrato de Cobertura no es suficiente para cumplir con sus requisitos de cobertura, el Suministrador Básico adquirió el 29% de sus compras de energía para cubrir la demanda de sus clientes en el MEM lo que representó 60,143 GWh de capacidad.

4.1. Precios Marginales Locales (PML)

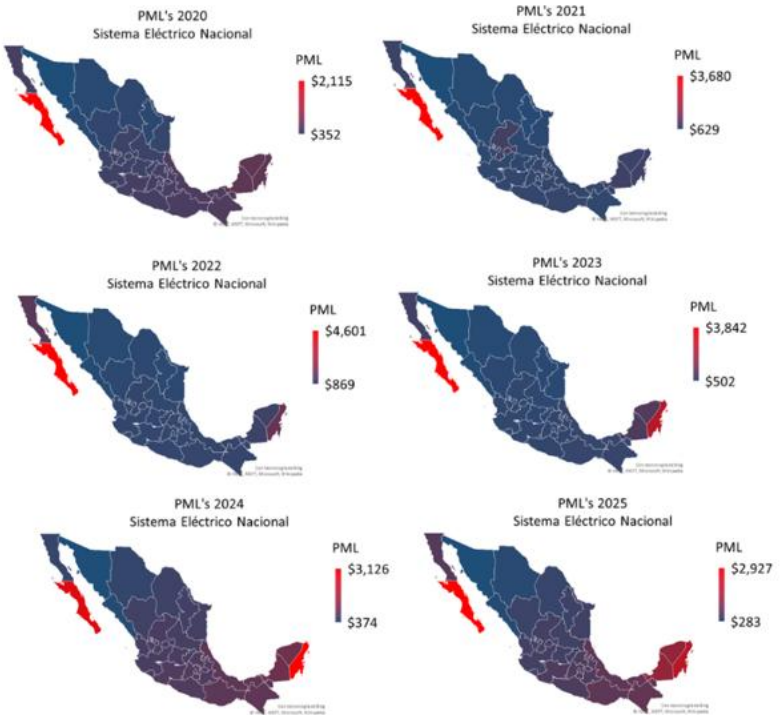
El PML es el precio de la energía eléctrica en un nodo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para un periodo determinado, calculado conforme las reglas del mercado. Para cada nodo de precios se modela la inyección y retiros físicos y se determina el PML que servirá de referencia en las liquidaciones financieras MEM y considera tres componentes: componente de congestión marginal, componente de energía marginal, y componente de pérdidas marginales.

El Mercado de Día en Adelanto (MDA) tiene la finalidad de maximizar el excedente económico total al equilibrar las inyecciones y retiros de energía eléctrica al SEN, mientras asegura que estén disponibles las centrales generadoras para satisfacer la demanda y se cumplan los criterios de confiabilidad que establece el Código de Red.

La Figura 19, indica la trayectoria de los PML del SEN desde el 2020 al 2025; los valores más altos de PML se han presentado históricamente en Baja California Sur; para la península de Yucatán los PML se han acercado a los de Baja California Sur desde el 2023; para las regiones del Sureste, Centro, Occidente y Noreste se observan que los PML también se comienzan a acercar a los registrados en Baja California Sur. Los valores altos de PML en el periodo 2022 al 2024 se deben a las altas temperaturas registradas; y se tiene

una disminución para el 2025 donde las temperaturas registradas fueron menores que en el periodo mencionado, aunado a mayores lluvias que ayudaron a recuperar las presas del territorio mexicano.

Figura 19. Historia del PML en el Sistema Eléctrico Nacional



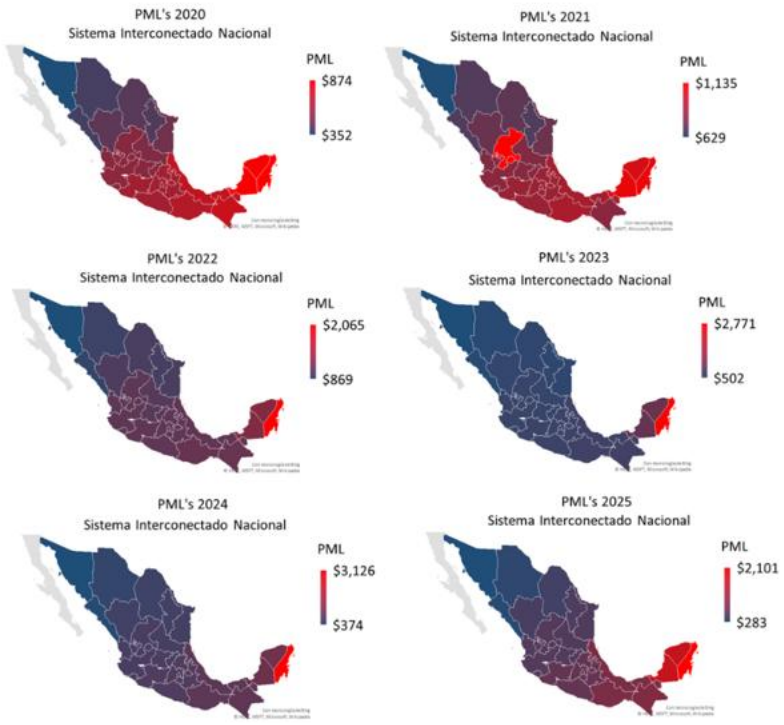
Fuente: CFE, elaborada con información de CENACE

Asimismo, la Figura 20 muestra la trayectoria de los PML del Sistema Interconectado Nacional (SIN) desde el 2020 al 2025; los valores más altos se presentan en la Península de Yucatán y los más bajos en el Noroeste, debido a la generación instalada en la zona, así como un valor pequeño de congestión; para las regiones del Sureste, Centro, Occidente y Noreste se observan que los PML también se comienzan a acercar a los registrados en la península de Yucatán.

En junio de 2024, derivado de las olas de calor, se alcanzó el PML mensual promedio máximo histórico en el SIN, con un valor de $2,439 MXN/MWh, superando el máximo de 2018, año en el que en general se habían presentado los mayores precios. Para el Sistema BCS, los mayores precios se han presentado en 2022, llegando a un máximo mensual $6,103 MXN/MWh, mientras que en el Sistema BCA el promedio máximo mensual derivó de disrupciones en el suministro de gas natural en el invierno 2022-2023.

Por su parte, el PML mensual promedio mínimo para todos los Sistemas Interconectados se había presentado en 2020, año en el que se tuvo un menor consumo de energía debido a la contingencia sanitaria provocada por COVID-19. En febrero de 2024 se observó el valor histórico más bajo para el SIN, de $435 MXN/MWh, 4% menor al mínimo de 2020. El promedio anual de 2025 para el SIN fue el segundo menor, después de 2020.

Figura 20. Historia del PML en el Sistema Interconectado Nacional



Fuente: CFE, elaborada con información de CENACE

4.2. Precios del Mercado de Balance de Potencia

El Mercado para el Balance de Potencia (MBP) tiene la finalidad de establecer señales de precio para indicar escasez o superávit de capacidad de generación en el SEN e incentivar la instalación de nuevas centrales. Es un mercado ex-post cuya ejecución se realiza una vez concluido el año de producción. En las Figuras 21 a 23 se muestran los Precios de Potencia en pesos/MW-año de los mercados ejecutados de 2017 a 2025 por Zona de Potencia y Sistema:

Figura 21. Evolución histórica de los precios máximos de Potencia por Zona de Potencia del SIN

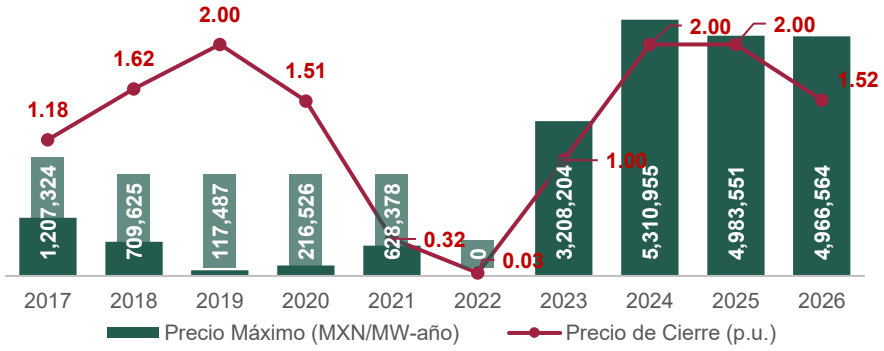


Figura 22. Precio Máximo del Sistema Interconectado Baja California

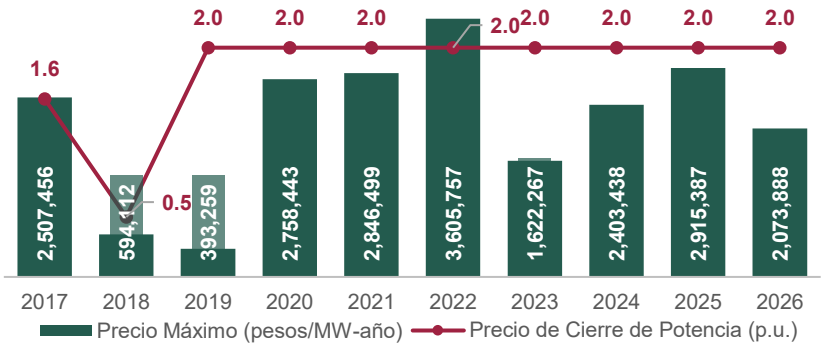
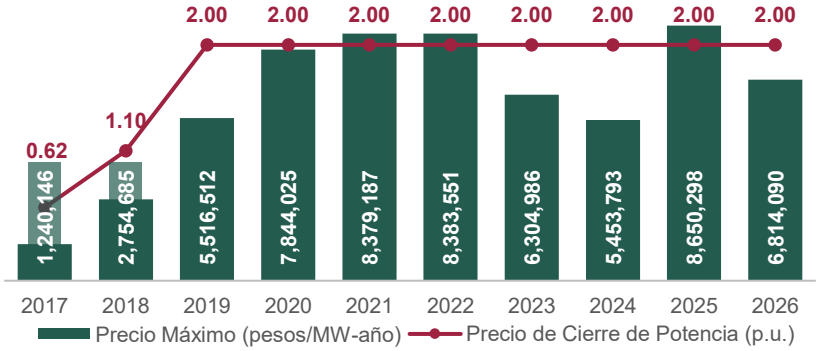


Figura 23. Precio Máximo del Sistema Interconectado Baja California Sur



Fuente: CFE, elaborada con información de CENACE

- Sistema Interconectado Nacional: Desde el MBP 2019, los precios de cierre de Potencia disminuyeron hasta llegar al valor mínimo de 0 en el MBP 2022, reflejando años de baja demanda de energía y suficiente capacidad.

  El Precio máximo ha sido muy volátil: tuvo disminuciones entre los MBP 2017 y MBP 2019; incrementos en los MBP 2020 y MBP 2021; en el MPB 2022 tuvo un precio de cero pesos/MW-año; para el MBP 2023 se incrementó el Precio Máximo de Potencia para superar los 3 millones de pesos/MW-año debido al incremento en el rubro de costos fijos de combustible de la Tecnología de Generación de Referencia (TGR), por un cambio en los supuestos del CENACE; para el MBP 2024 se obtuvo un máximo histórico para llegar a 5,310,955 pesos/MW-año, debido a que el incremento en los requisitos de Potencia fue mayor que el incremento en la acreditación de Potencia; el precio máximo de Potencia para el MBP 2025 tuvo una disminución del 6%, como resultado del 96% de incremento en los Ingresos del Mercado de la Tecnología de Generación de Referencia seleccionada.

- Sistema Baja California: Desde el MBP 2019 el precio de cierre de Potencia se ha mantenido en el valor máximo de 2, reflejando el déficit de capacidad en esta Zona de Potencia. Los cambios en el precio máximo han variado principalmente por los ingresos de mercado de la TGR. El valor máximo se alcanzó en MBP 2022 con 3,605,757 pesos/MW-año; el precio máximo de Potencia para el MBP 2025 tuvo un incremento del 21%, como resultado del 15% de incremento en los Costos Fijos de

la Tecnología de Generación de Referencia seleccionada. El MBP 2026 tuvo una disminución de 28% en el Precio Máximo de Potencia, por una combinación de costos fijos 9% menores e ingresos de mercado 18% mayores.

- Sistema Baja California Sur: También desde el MBP 2019 el precio de cierre de Potencia se ha mantenido en el valor máximo de 2. El precio máximo de Potencia mostró incrementos hasta el MBP 2022, llegando a un valor de 8,383,551 pesos/MW-año, por un incremento en los costos fijos de la TGR de 42% en el MBP 2020; en los MBP 2023 y MBP 2024 se observaron disminuciones por una reducción temporal en los costos fijos. El precio máximo de Potencia para el MBP 2025 tuvo un incremento del 59%, como resultado del 17% de incremento en los costos fijos, aunado a la disminución del 91% en los Ingresos del Mercado de la Tecnología de Generación de Referencia seleccionada, llegando a un máximo histórico.

5. Mercado de Suministro de Electricidad

5.1. Situación del Mercado de Suministro

Se clasifica en Suministro Básico, Suministro Calificado y Suministro de Último Recurso. De acuerdo con la Ley del Sector Eléctrico publicada en marzo de 2025, el Suministro Básico es el proporcionado de manera exclusiva por la Empresa Pública del Estado CFE a los Usuarios de Suministro Básico, bajo la regulación tarifaria vigente que se contrate.

Las Suministradoras de Servicios Calificados pueden ofrecer el Suministro Calificado a los Usuarios Calificados en condiciones de libre competencia. En tanto la SENER fije los niveles requeridos de consumo o demanda para que un Centro de Carga pueda ser registrado como Usuario Calificado, pueden incluirse aquellos Centros de Carga que tengan una demanda igual o mayor a 1 MW. Para el caso de los Usuarios Calificados participantes del Mercado Eléctrico Mayorista el nivel requerido de demanda debe ser igual o mayor 5 MW.

Las Suministradoras de Último Recurso deben ofrecer el Suministro de Último Recurso a los Centros de Carga de los Usuarios Calificados que lo requieran y que se encuentren ubicados en las zonas donde operen, siempre que ello sea técnicamente factible y cumpla con las disposiciones aplicables, en condiciones no indebidamente discriminatorias.

La CFE participa en dichos mercados, a través de CFE Suministro Básico (CFE SB) y la filial CFE Calificado.

5.2. Suministro Básico CFE

De acuerdo con el art. 61 de la LSE, el Suministro Básico sólo puede proveerlo la Empresa Pública del Estado, dado que se debe proveer al pueblo de los Estados Unidos Mexicanos de la electricidad al menor precio posible de conformidad con lo establecido en el artículo 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. Asimismo, en su art. 68 señala que la Suministradora de Servicios Básicos puede celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica para la compra de energía, potencia y productos asociados de las siguientes maneras considerando la eficacia, eficiencia y honestidad:

- Directamente, con cualquier generadora en todas las figuras de generación contempladas en esta Ley, y
- Mediante mecanismos de adquisición de energía y Productos Asociados previstos en el Mercado Eléctrico Mayorista, que lleva a cabo el CENACE.

La CNE es responsable de expedir las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las Tarifas Reguladas para los siguientes servicios: I. Transmisión; II. Distribución; III. La operación de la Suministradora de Servicios Básicos; IV. Los costos del servicio de operación, investigación, actualización y desarrollo del CENACE, y V. Los Servicios Conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Los Ingresos Recuperables del Suministro Básico deben incluir los costos que resulten de las Tarifas Reguladas de las cinco fracciones que anteceden, así como los costos de generación de la energía eléctrica y los Productos Asociados adquiridos para suministrar dicho servicio, incluyendo los que se adquieran por medio de los Contratos de Cobertura Eléctrica (CCE), siempre que dichos costos reflejen Prácticas Prudentes.

5.3. Evolución de usuarios, ventas, precios medios (tarifas) e ingresos por Sector

Los usuarios se agrupan de acuerdo con sus características de consumo, nivel de demanda (pequeña y gran demanda), nivel de tensión al que se conectan (baja, media y alta) y tipo de medición con que cuentan (ordinaria y horaria). De esta forma la CNE ha establecido doce categorías tarifarias que se muestran en la Tabla 8 y que se pueden agrupar en siete grandes grupos: Doméstico de Alto Consumo, Doméstico de Bajo Consumo, Servicios de Alumbrado Público, Agrícola, Comercial, Industrial Alta Tensión, Industrial Media Tensión y Último Recurso.

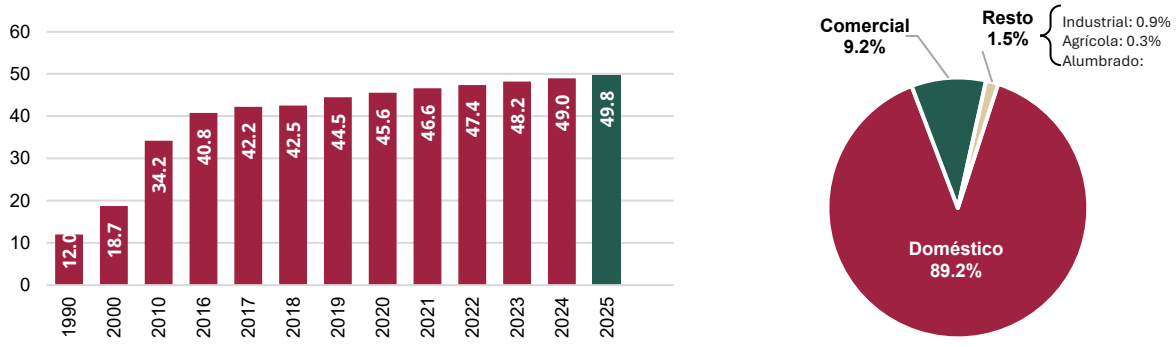
Tabla 8. Esquema Tarifario Actual

Nivel de Tensión	Categoría tarifaria	Descripción
Baja Tensión	DB1	Doméstico en Baja Tensión, consumiendo hasta 150 kWh-mes
	DB2	Doméstico en Baja Tensión, consumiendo más de 150 kWh-mes
	PDBT	Pequeña Demanda (hasta 25 kW-mes) en Baja Tensión
	GDBT	Gran Demanda (mayor a 25 kW-mes) en Baja Tensión
	RABT	Riego Agrícola en Baja Tensión
	APBT	Alumbrado Público en Baja Tensión
Media Tensión	APMT	Alumbrado Público en Media Tensión
	GDMTH	Gran Demanda en Media Tensión horaria
	GDMTO	Gran Demanda en Media Tensión ordinaria
	RAMT	Riego Agrícola en Media Tensión
Alta Tensión	DIST	Demanda Industrial en Subtransmisión
	DIT	Demanda Industrial en Transmisión

Fuente: CFE

A nivel nacional, al cierre de diciembre de 2025, la Subdirección de Distribución de CFE atendió a 49.8 millones de usuarios que se clasifican en siete sectores: Doméstico de Alto Consumo, Doméstico de Bajo Consumo, Servicios de Alumbrado Público, Agrícola, Comercial, Industrial Alta Tensión, Industrial Media Tensión y Último Recurso. Con respecto a diciembre de 2024, el número de usuarios implicó un crecimiento de 1.6% (+777,955 servicios) y un crecimiento de 1.51% de enero a diciembre de 2025 (+738,727 servicios).

Figura 24. Evolución del número de usuarios CFE SSB (millones de usuarios)



Fuente: CFE

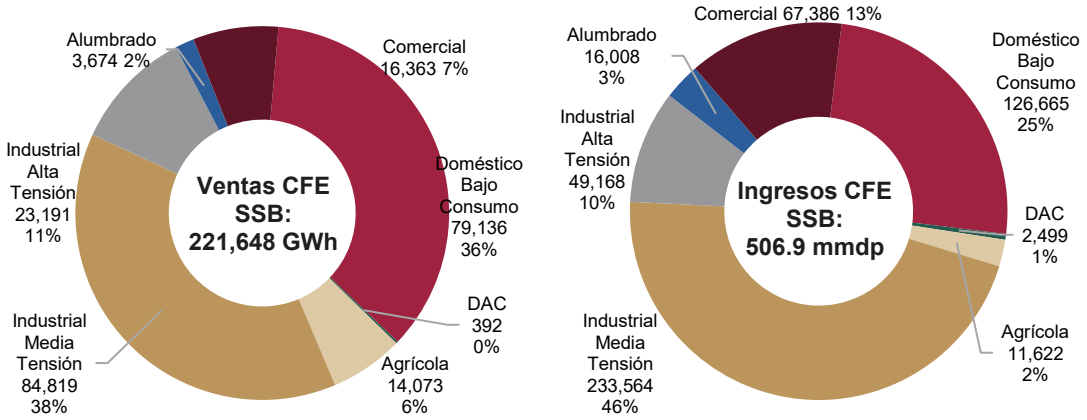
El sector Industrial Media Tensión registró un incremento de 2.8% (+12,848 usuarios), mientras que el aumento absoluto más alto correspondió al sector Doméstico de Bajo Consumo, con 709,732 usuarios con respecto a diciembre de 2024. Del total de los usuarios el 89.2% corresponde al sector Doméstico con 44.4 millones seguido del sector Comercial con el 9.2% que equivale a 4.6 millones de usuarios. Los sectores Industrial, Agrícola y Alumbrado Público concentran el 1.5% de los usuarios totales que corresponde a 765,223 usuarios.

5.4. Ventas de Electricidad y Tarifas Finales CFE SSB

5.4.1. Ventas e ingresos CFE SSB

En 2025, CFE SSB registró ventas facturadas por 221,648 GWh y 506.9 miles de millones de pesos en ingresos devengables, con un precio medio nacional de electricidad (tarifa) de 2.2870 pesos por kilowatt hora.

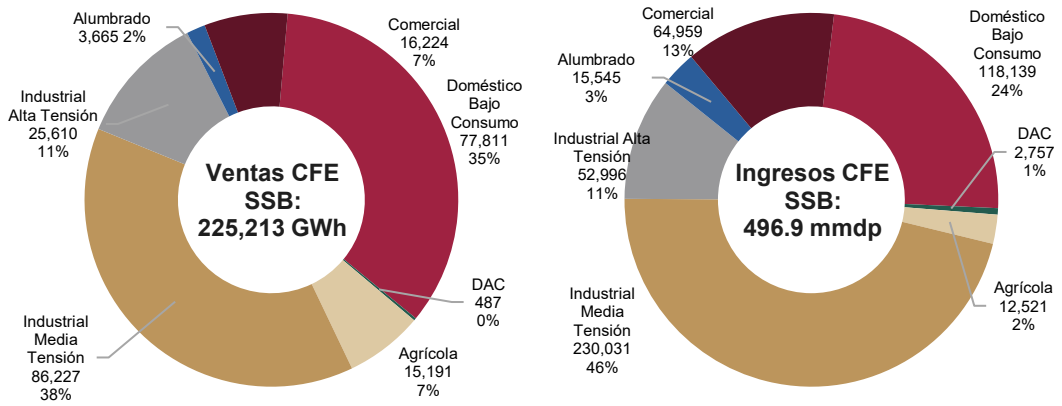
Figura 25. Ventas de Electricidad CFE SSB en 2025



Fuente: CFE

Para 2024, CFE SSB registró ventas facturadas por 225,213 GWh y obtuvo ingresos por 496.9 miles de millones de pesos devengables con un precio medio nacional de electricidad (tarifa) de 2.2066 pesos por kilowatt hora.

Figura 26. Ventas de Electricidad CFE SSB en 2024



Fuente: CFE

Para 2025, el sector industrial (de media y alta tensión), se mantuvo como el principal consumidor y generador de ingresos con 108,010 GWh (48.7%) de las ventas y alrededor de 282.7 mmdp en ingresos (56%), a pesar de representar menos del 1% de la totalidad de usuarios; no obstante, estos sectores presentaron caídas en ventas respecto al 2024, que se debieron principalmente a la migración de servicios hacia el suministro calificado.

Por su parte, el sector doméstico de bajo consumo concentra más del 89% de los usuarios (alrededor de 44 millones), con 79,136 GWh de ventas (36%) y 126.6 mmdp (25%) de ingresos, posicionándose como el segundo en importancia.

Los sectores comercial, agrícola y alumbrado público tienen menor participación en ventas, con 16,363 GWh, 14,073 GWh y alrededor de 3,674 GWh, respectivamente, aunque el sector comercial destaca por su contribución a ingresos (67.3 mmdp).

Finalmente, mientras el sector industrial mostró caídas (3,827 GWh en conjunto), los sectores doméstico, comercial y alumbrado registraron crecimientos moderados, compensando parcialmente la disminución total en ventas.

5.4.2. Tarifas Finales (precios medios) de CFE SSB

Los principales factores que influyen en la evolución de las tarifas son los siguientes:

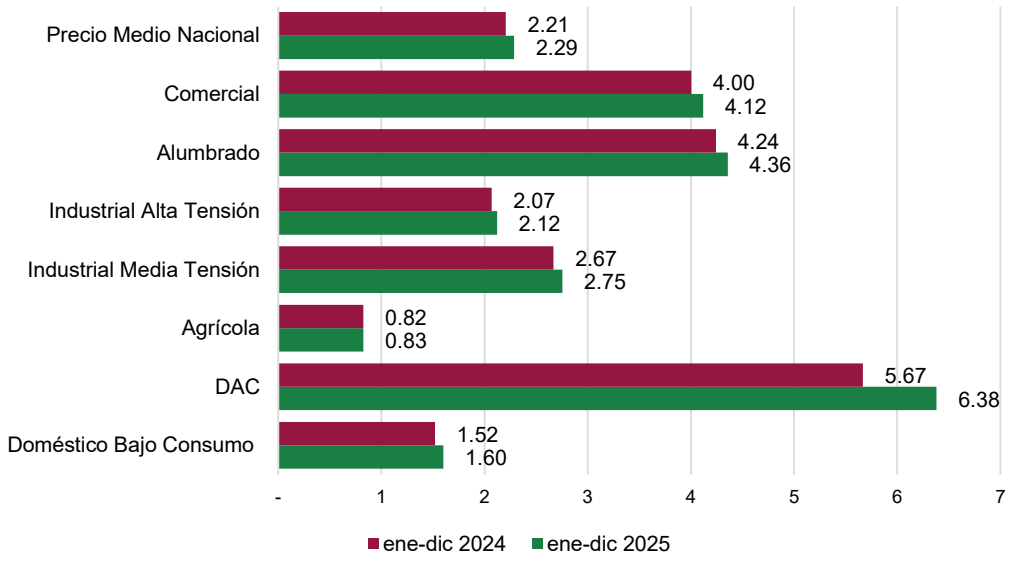
- Costos de generación: asociados principalmente al nivel de demanda de electricidad, el precio de los combustibles que emplean las diferentes tecnologías de generación, así como los costos de financiamiento, los fijos de construcción y operación, los gasoductos y obligaciones laborales entre otros.

- Costos de transmisión y distribución (con tarifas reguladas por la CNE): los cargos por el transporte de energía hasta los consumidores y por su distribución a las cargas.
- Regulación y mercado: los ajustes regulatorios y las políticas de mercado pueden modificar la estructura de las tarifas, así como de los componentes que la integran.
- Pérdidas y costos adicionales: las ineficiencias y las pérdidas de energía en las redes de transmisión y distribución son trasladadas al precio final de las tarifas.

El gobierno federal a través de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), mediante la metodología de los Acuerdos 134/2018 y 124/2017, determinó un mecanismo de fijación de tarifas para los usuarios domésticos (1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E y 1F) y, para usuarios de bombeo de agua de riego agrícola (9-CU: Cargo Único diurno/nocturno y, 9N: tarifa de estímulo nocturno de riego agrícola).

Derivado de dicho esquema de subsidio, existe un diferencial en los ingresos del Suministro Básico facturados a los usuarios mediante tarifa subsidiada de SHCP y las tarifas que se debieran de aplicar de acuerdo con la metodología de la CNE, la cual debiera cubrirse con las transferencias de la SHCP a la CFE definidas anualmente en el Presupuesto de Egresos de la Federación.

Figura 27. Precio medio por Sector: CFE SSB (pesos/KWh)



Fuente: CFE

6. Empresas Filiales CFE

6.1. Suministro Calificado CFE

CFE Calificados es una filial cuyo objetivo es atender al segmento de grandes consumidores de energía o usuarios calificados. Inició actividades en 2016 con operaciones de importación y exportación de energía al mercado de Texas y California, y para el final de ese año ya transaccionaba también con el mercado de Guatemala y Belice. El primer contrato de suministro a un usuario calificado inició en enero 2017, y, desde entonces la empresa ha colocado más de 3,162 MW de capacidad.

Aunado al suministro, la Filial realiza también otras operaciones de comercialización como son: (i) ventas de energía al mercado donde, se coloca la posición larga de la empresa, así como los excedentes de energía no consumida por sus clientes y; (ii) Exportación e Importación de energía, con sus contrapartes en Guatemala, Belice, Texas y California.

En 2025, CFE Calificados alcanzó ingresos totales por 31,024 mdp manteniéndose en niveles sólidos y cercanos a los registrados a diciembre de 2024. Este desempeño se sustentó principalmente en el dinamismo del suministro de energía, ya que los ingresos por este concepto ascendieron a 16,903 mdp, reflejando un crecimiento del 32% respecto al año anterior.

6.2. CFE International

CFE International LLC (“CFE International”) es una empresa filial de la Comisión Federal de Electricidad constituida en los Estados Unidos de América bajo el régimen de responsabilidad limitada (Limited Liability Company). Esta Filial es encargada del trading de gas natural y de la gestión de su transporte en territorio estadounidense, con el objetivo de facilitar su importación a México.

El suministro de combustibles es un elemento fundamental dentro del proceso de generación de energía eléctrica. Sus costos (determinados por factores como la tecnología existente, disponibilidad y precios), están asociados principalmente a la compra de combustibles fósiles, que representa el 58% de los costos totales de generación, por lo que su gestión y optimización son factores estratégicos para asegurar el suministro de electricidad a toda la población al menor precio posible.

CFE International es responsable de garantizar el suministro continuo y confiable de gas natural para la CFE, minimizando el riesgo de interrupciones y evitando adquisiciones en condiciones desfavorables. Esta labor se desarrolla en un entorno complejo, caracterizado por variaciones entre el consumo proyectado y el consumo real a lo largo de la cadena de suministro, así como por restricciones operativas en los sistemas de transporte.

CFE International, mediante un portafolio diversificado de contratos de transporte y suministro de gas natural (oeste y sur de Texas), cubrió el 99.7% de los requerimientos de gas natural de CFEnergía al cierre de octubre 2025, a pesar de variaciones en la demanda

y restricciones operativas. Durante la tormenta invernal de enero 2025, CFE International implementó un monitoreo diario de las condiciones meteorológicas y una coordinación preventiva con CFEnergía.

6.3. CFEnergía

CFEnergía es una empresa filial de la Comisión Federal de Electricidad, encargada de la importación, logística, distribución y comercialización de gas natural dentro del territorio nacional, así como del suministro de combustibles líquidos (combustóleo y diésel) para las centrales eléctricas de la CFE.

6.3.1. Infraestructura disponible de Gasoductos

Actualmente el país cuenta con cuatro sistemas de transporte de gas[6], que constituyen la Red Nacional de Gasoductos con una capacidad de 23,089 MMPCD:

Tabla 9. Capacidad de la Red Nacional de Gasoductos[7]

Participante	Capacidad (MMPCD)	Participación
CFE	8,948	39%
CENAGAS	11,090	48%
Sector Privado	3,051	13%
Total	23,089	100%

Fuente: CENAGAS

La red de gasoductos comprende casi todo el país, aunque algunos gasoductos estratégicos para abastecer el centro-occidente aún se encuentran pendientes de entrada en operación como lo son Tula-Villa de Reyes y Tuxpan-Tula, así como el gasoducto Guaymas-El Oro, el gasoducto Cuxtal II (Ampliación Mayakán) y el gasoducto Centauro del Norte. CFEnergía mantiene contratos de gasoductos con transportistas para asegurar el transporte y suministro de gas natural a las centrales de CFE y a las centrales PIE con las cuales tiene contrato de suministro de gas.

CFE International tiene contratada una capacidad de transporte de gas natural distribuida en dos Cabezales o Headers (i.e., Header de Waha en el Oeste de Texas y Header de Nueces en el sur de Texas) y 14 gasoductos de los cuales nueve de ellos, permiten la exportación directa de gas natural hacia México, toda vez que entregan el gas natural en la frontera entre EUA y México (coloquialmente llamados “gasoductos de internación”). Los otros gasoductos, llamados “gasoductos aguas arriba” se utilizan para mover el gas natural desde los diferentes puntos de compra hacia los gasoductos de internación.

[6] Fuente: SENER. Plan quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2020-2024.

[7] No incluye la capacidad de transporte de puntos de internación de gas natural de EUA a México.

6.3.2. Consumo de Gas Natural Importado por Gasoducto desde los Estados Unidos de América (EUA)

Los precios de los combustibles (gas y combustibles líquidos), la Capacidad Máxima Diaria, nominación, confirmación y suministro de los volúmenes de gas natural se describen en el Contrato Maestro de Suministro de Gas Natural entre CFE y CFEnergía, en su calidad de suministrador del combustible.

Durante 2025, aproximadamente el 72% del total de las exportaciones de gas natural de EUA por gasoducto se realizó a México. La región noreste mediante los puntos de internación del sur de Texas es la que más interna gas natural al territorio mexicano con el 65% del total. El volumen de gas natural importado por México mediante gasoductos desde los EUA ha registrado una tasa media de crecimiento anual positiva del 5.2% entre 2018 y 2025.

6.3.3. Situación del suministro de gas natural: Península de Yucatán y Baja California

La CFE, en un esfuerzo conjunto con empresas internacionales, ha realizado alianzas estratégicas para garantizar el suministro de gas natural, derivado del crecimiento de la demanda y de la construcción de nuevos proyectos de generación a base gas natural.

A partir de 2022, la CFE formalizó alianzas estratégicas con algunas empresas transportistas de gas natural, convirtiéndose en algunos casos, tanto en cliente para garantizar la capacidad de transporte, como en socio, al pasar a ser dueño de un porcentaje del capital social de las mismas.

La participación de CFE en alianzas con transportistas para estos proyectos obedece a las necesidades imperativas de seguridad energética, construcción y operación de infraestructura de gas natural, que es esencial para el despacho de plantas de generación eléctrica de ciclo combinado, la reducción de costos y emisiones, y la sustentabilidad de la red nacional de energía eléctrica.

Figura 28. Asociaciones Clave para infraestructura de transporte de gas natural

	Re-ruteo Guaymas – El Oro	Centauro del Norte Fases I y II	Ampliación Mayakán (Sistema Cuxtal II)	Ramal Cosoleacaque y Ramal Paraíso	Tuxpan – Tula y Tula – Villa de Reyes	Arco Tula
Objetivo	• Debido a conflictos sociales con la comunidad indígena Yaki, el segmento ha estado interrumpido desde 2017, y se ha planteado su Re-ruteo de aproximadamente 107 km para evitar zonas sensibles y obtener derechos de vía y permisos, con colaboración entre CFE y el transportista. • El proyecto depende de permisos, acuerdos con comunidades y construcción del trazo reubicado. • Permitirá fortalecer el suministro de gas en Sonora y Sinaloa y habilitar nuevos proyectos industriales.	• Construir el gasoducto Centauro del Norte para transportar gas natural desde Sonora hasta Baja California. • Permitirá interconectar el sistema de transporte Samalayuca – Sásabe proveniente de la cuenca de Waha y que cuenta con una tarifa más competitiva. • Suministrar a las centrales existentes y las nuevas (C.C.C. González Ortega y C.C.C. San Luis Río Colorado).	• Ampliar y unificar el Sistema Mayakán. • En tres fases el proyecto de Ampliación del Mayakán, se garantiza el suministro a las nuevas centrales de generación: C.C.C. Mérida IV y C.C.C. Valladolid IV, así como a las existentes al duplicarse la capacidad de transporte al pasar de 240 MMPCD a 547 MMPCD.	• Culminar el Ramal Cosoleacaque y el Ramal Paraíso que interconecta el gasoducto Puerta al Sureste para suministrar gas a la Península de Yucatán.	• Culminar los gasoductos Tuxpan – Tula y Tula – Villa de Reyes para suministrar gas natral a las centrales existentes de la región.	• Culminar los gasoductos Incremento de la capacidad para garantizar el suministro de gas natural y atender la demanda de los sectores eléctrico y petrolero en la zona de Tula. • Brinda flexibilidad operativa en las zonas centro-occidente.

Fuente: CFEnergia

La construcción de los tres proyectos: Cuxtal II (Ampliación Mayakán), Centauro del Norte y, el Re-Ruteo del Gasoducto Guaymas – El Oro están orientados a incrementar la capacidad de transporte, eliminar cuellos de botella y optimizar la interconexión entre sistemas. Una vez concluidos, estos desarrollos permitirán mejorar la redundancia, la flexibilidad operativa y la disponibilidad de suministro en zonas actualmente sujetas a restricciones.

Adicionalmente se tiene contemplado el proyecto de Gasoducto denominado Arco Tula (Ramal Tula) con una capacidad de 505 MMPCD que permitirá la interconexión con el Gasoducto Cempoala- Santa Ana brindando flexibilidad operativa en las zonas centro-occidente.

6.3.4. Suministro y Transporte de Combustibles Líquidos

CFEnergía es responsable de la contratación del transporte necesario para el suministro de combustibles líquidos a las centrales de CFE: diésel, combustóleo y combustóleo intermedio o IFO 180. Durante 2024 y 2025, el cien por ciento del abastecimiento de petrolíferos realizado por CFEnergía para la generación de energía eléctrica fue con producto nacional a fin de minimizar la exposición a la volatilidad de los precios de estos combustibles en el mercado internacional. Asimismo, la totalidad del combustóleo pesado y del combustóleo intermedio (IFO 180), y más del 99 por ciento del diésel se suministró por la empresa Pública del Estado, Petróleos Mexicanos (PEMEX).

6.4. Intermediación de Contratos de Interconexión Legados (CIL).

La filial de CFE denominada Intermediación de Contratos de Interconexión Legados (CIL), tiene por objeto administrar los contratos de interconexión legados, los convenios de compraventa de excedentes de energía eléctrica y los demás contratos asociados suscritos por la CFE y que suscriba en relación con dichos contratos.

6.4.1. Características de los Contratos de Interconexión Legados

Los CIL son los contratos celebrados con figuras creadas al amparo de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica y que mantienen las condiciones contractuales bajo las que se constituyeron de manera previa a la entrada en vigor de la LSE, la cual respeta los términos y la vigencia con las que se celebraron estos contratos.

Los permisionarios de estos contratos pueden generar su propia energía para autoabastecerse de manera local o hacer uso de la red nacional de transmisión y las redes generales de distribución por un cargo de transporte (porteo) para transmitir la electricidad entre dos puntos geográficos distintos y así entregar la energía eléctrica a los centros de carga que forman parte de la sociedad de autoabasto.

Algunas de las características generales de los titulares de los CILs son las siguientes:

- Cuenta con la representación del Generador de Intermediación en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).
- Despacho mediante programas fijos (El titular elabora su propio programa de despacho) que no dependen de las reglas del mercado vigentes.
- Pueden vender sus excedentes de energía al MEM a través de la filial CFE Intermediación de Contratos Legados.
- En casos de emergencia están obligados a proporcionar la energía eléctrica requerida por el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) bajo instrucciones del CENACE.
- Cumplir con las instrucciones de despacho del CENACE ante cualquier situación operativa.
- Las cargas pueden recibir el servicio de suministro básico cuando lo requieran.
- Reciben el servicio de transporte de energía eléctrica mediante el pago de las tarifas de porteo calculadas por la CNE y tienen tarifa subsidiada para fuentes de energía renovable o cogeneración eficiente.

6.4.2. Vencimientos Contratos de Interconexión Legados

Al cierre de octubre de 2025, se cuenta con 185 Contratos de Interconexión Legados, de acuerdo con la legislación actual deberán de continuar bajo el esquema de autoabasto en las mismas condiciones con las que se autorizaron con la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, en ese mismo sentido, se respetarán en sus términos hasta la conclusión de vigencia de dichos contratos.

6.5. CFE Capital

CFE Capital es una Empresa Filial de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), que contribuye al fortalecimiento de la CFE mediante la identificación de oportunidades financieras que canalicen recursos de los mercados de bonos y capital hacia distintos segmentos del sector eléctrico; así como en el diseño y estructuración de nuevos vehículos que impulsen el desarrollo de nuevos proyectos enfocados en expansión, modernización y fortalecimiento de la infraestructura eléctrica nacional; y en la administración eficiente de los fideicomisos a su cargo.

Su principal estrategia es impulsar la inversión en transmisión mediante la captación de recursos en los mercados financieros lo que permitirá extender y modernizar la red, así como reducir pérdidas e integrar energías renovables. La segunda está orientada a la administración efectiva y eficiente de fideicomisos de infraestructura eléctrica para optimizar el valor que aportan a CFE, la tercera consiste en el diseño y estructuración de nuevos esquemas de inversión que permitan la obtención de capital en condiciones competitivas que contribuyan a la sostenibilidad financiera de la CFE, la cuarta dirigida a reforzar los recursos humanos y las capacidades tecnológicas de CFECapital, con el propósito de responder de manera eficaz a los retos actuales y futuros, y aprovechar las oportunidades que presenta el sector eléctrico mexicano. Finalmente, para acceder a capital sostenible, se define como quinta estrategia, la integración de criterios Ambientales, Sociales y de Gobernanza (ASG) en la operación y la toma de decisiones de CFE Capital.

A través de estas estrategias, CFE Capital busca consolidarse como el brazo financiero de la CFE, apoyando en la modernización y expansión de la infraestructura eléctrica a nivel nacional y constituirse como una plataforma financiera sólida y sostenible, mediante la estructuración de esquemas innovadores de inversión que faciliten el financiamiento continuo de proyectos estratégicos.

6.5.1. Resultados Emisión Bono Inaugural CFE Fibra E

El 11 de septiembre de 2025, CFE Fibra E colocó con éxito un bono inaugural a 15 años por 725 mdd, constituyendo la mayor emisión para cualquier Fibra, impulsada por la elevada demanda de inversionistas y la apreciación del tipo de cambio, superando la meta inicial de 650 millones. La emisión registró una demanda máxima de 6,360 mdd, casi diez veces el monto anunciado, la mayor demanda y sobresuscripción para una Fibra y la mayor sobresuscripción de un emisor latinoamericano desde septiembre de 2024, lo que permitió fijar una tasa de rendimiento de 5.954%.

La operación atrajo la participación de alrededor de 240 inversionistas, 17 de ellos con órdenes mayores a 100 mdd, posicionando a CFE Fibra E como referente del mercado regional. Asimismo, se concretó la participación de la Corporación Financiera Internacional (IFC por sus siglas en inglés) por un monto de 75 mdd. Su participación se debió a la alineación de las políticas de la CFE con los Estándares Sociales y Ambientales del IFC.

Los recursos obtenidos se destinarán al fortalecimiento de la Red Nacional de Transmisión y a proyectos estratégicos del Plan de Fortalecimiento y Expansión del Sector Eléctrico

Nacional (Plan de Expansión). Con esto, se confirma que la operación no solo representó un éxito en los mercados financieros internacionales, sino que también fortalece a la CFE Fibra E como vehículo estratégico para canalizar inversión hacia la infraestructura eléctrica nacional.

6.5.2. Futuras emisiones

Dado el éxito del bono inaugural de la CFE Fibra E y las necesidades de infraestructura de la CFE, se continuará participando activamente en el financiamiento del Plan de Expansión mediante futuras emisiones de capital y otros instrumentos en mercados nacionales e internacionales, canalizando capital hacia proyectos que amplían la capacidad, reducen congestión y pérdidas, facilitan la integración de energías renovables y elevan la confiabilidad del SEN.

6.6. TELECOM y CFE Telecomunicaciones e Internet para todos[8]

CFE Telecomunicaciones e Internet Para Todos (CFE TEIT) hace posible la integración de la población a las tecnologías de la información y comunicación, incluido el servicio de banda ancha e internet, extendiendo la inclusión financiera y asegurando la posibilidad de llevar todos los programas de bienestar social directamente a los beneficiarios.

La red cubre la necesidad de conectividad a nivel nacional, reduciendo la brecha digital de las regiones, áreas, localidades y comunidades que no disponen del servicio por parte de un operador privado y llevando comunicaciones de calidad a cada rincón del país. Este proyecto ofrece cuatro tipos de servicios: puntos de acceso gratuito, cobertura celular con tarifa social, red de fibra óptica y, proyecto de la última milla. En abril del 2024 se firmó un nuevo contrato de telecomunicaciones complementarios a través de terceros para apoyar la continuidad de los procesos productivos de la CFE en la provisión del servicio eléctrico, logrando un ahorro inicial del 25% respecto al último mes del contrato previo.

Principales resultados al cierre del tercer trimestre de 2025:

- Se implementaron 106,170 puntos de acceso a internet gratuito en los 32 estados de la República.
- Se instalaron 1,159 torres de telecomunicaciones con tecnología 4G LTE para fortalecer la cobertura de telefonía móvil y banda ancha inalámbrica., llegando a un total de 5,229 torres.
- Ordenamiento del espectro radioeléctrico utilizado por las áreas operativas de la CFE, con esta acción se generaron ahorros por 9 mdp.
- Formalización del convenio de arrendamiento de fibra óptica oscura con Axtel, lo que generó ingresos por 120 mdp.
- Se desplegaron 18,004.14 kilómetros de fibra óptica en la Red Nacional de Agregación y Acceso (RENAyA), alcanzando un total de 21,851 kilómetros.
- Se habilitaron 8,094 nuevos Puntos de Acceso a Internet Gratuito, alcanzando un total acumulado de 109 mil 200 puntos.
- Se realizaron 71,444 activaciones de servicios móviles, alcanzando 2 millones 299 mil servicios de telefonía móvil y banda ancha inalámbrica.
- Como parte de los convenios de colaboración suscritos por la Dirección General de la CFE con el IMSS Bienestar y con la Secretaría de Educación Pública, se instalaron 3,180 Puntos de Acceso a Internet Gratuito en clínicas del IMSS Bienestar y 3,483 en tele-escuelas de todo el país, en conjunto con las Subdirecciones de Transmisión y de Distribución.

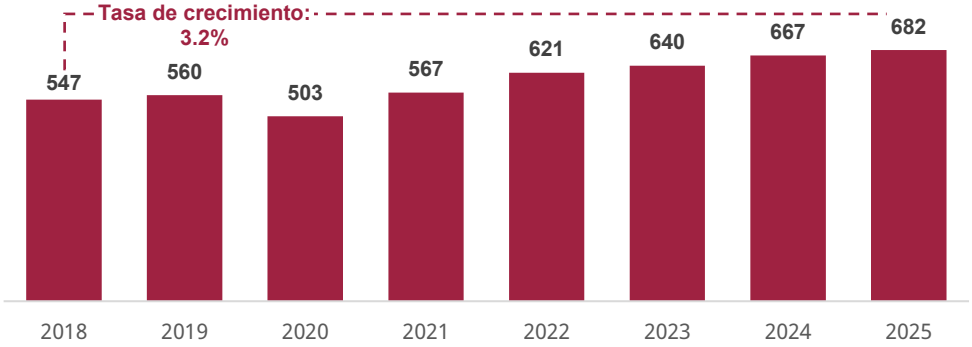
[8] Durante 2025, la subsidiaria a cargo de internet desapareció para integrarse a la Coordinación TELECOM.

7. Situación Financiera

7.1. Evolución de los Ingresos y Costos

Al cierre de 2025, los Ingresos Totales de la CFE alcanzaron un saldo de 682 mil millones de pesos (mmdp), lo cual representó un incremento de 2.2% respecto al mismo periodo de 2024, así como el monto más elevado desde el año 2018, con un crecimiento promedio anual de 3.2% desde 2018.

Figura 29. Ingresos Totales (mmdp), al cierre de cada año

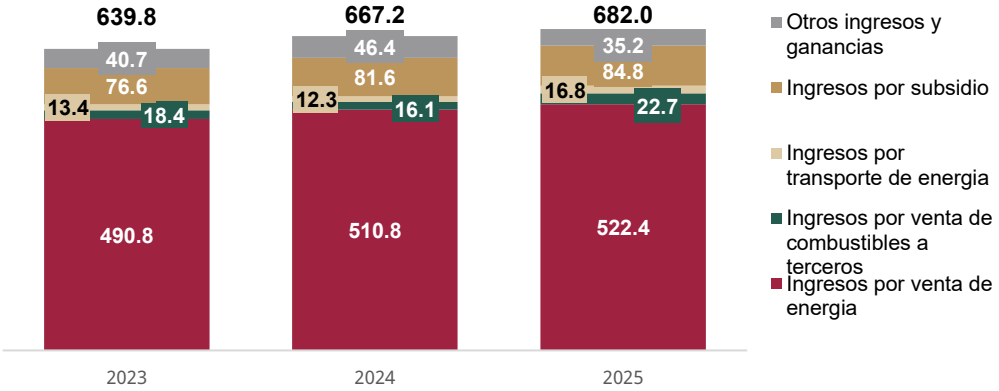


Fuente: CFE

El desempeño favorable de los ingresos obedece al crecimiento de los ingresos por venta de energía de 2.3% respecto al cierre de 2024, debido a la dinámica de los sectores de suministro calificado, doméstico y comercial, con aumentos de 30.9%, 7.2% y 3.8%, respectivamente, derivado de una creciente demanda de energía eléctrica y una base de usuarios amplia y diversificada (ver Figura 30).

Adicionalmente, los ingresos por venta de combustibles a terceros y transportes registraron un incremento del 40.9% principalmente como resultado de mayores precios en el suministro de gas natural con clientes y por una mayor demanda y actividad en este segmento.

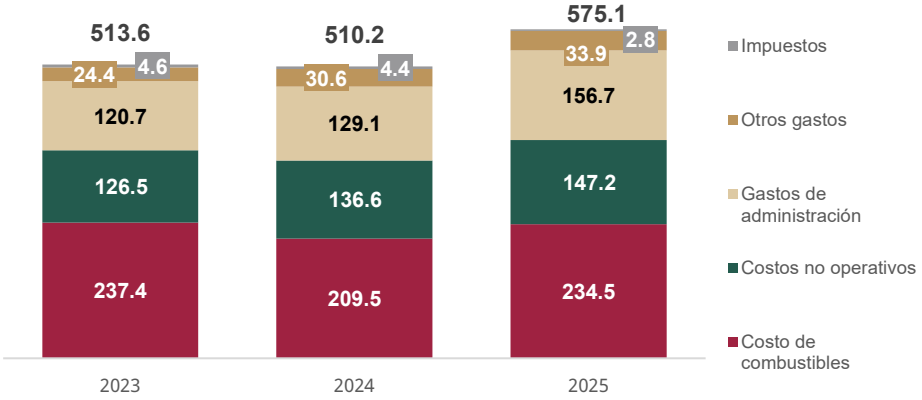
Figura 30. Ingresos Totales (mmdp), al cierre de cada año



Fuente: CFE

Por su parte, los Costos Totales al cierre de 2025 registraron un incremento de 12.7% respecto al mismo periodo del año anterior, al pasar de 510 mmdp a 575 mmdp, provocado por el incremento en los precios de gas en el consumo de la CFE y los Productores Externos de Energía derivado de la estacionalidad y factores climáticos (ver Figura 31).

Figura 31. Costos Totales (mmdp), al cierre de cada año



Fuente: CFE

7.2. Evolución del Resultado de Operación, Gastos Financieros, Resultado Neto y EBITDA

Al cierre de 2025, los principales rubros de los Resultados Financieros de la CFE presentaron la siguiente evolución trimestral:

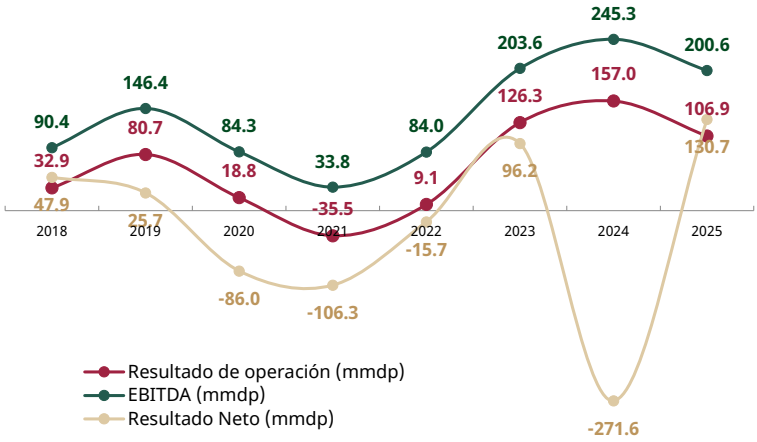
Tabla 10. Principales indicadores de los Resultados Financieros

Concepto	2023	2024	2025
Ingresos totales (mdp)	639,844	667,244	681,999
Resultado de Operación (mdp)	126,260	157,038	106,876
Margen Operación (%)	19.7%	23.5%	15.7%
EBITDA (mdp)	203,629	245,280	200,624
Margen EBITDA (%)	31.8%	36.8%	29.4%
Gasto Financiero (mdp)	79,427	84,543	83,586
EBITDA/ Gasto Financiero (veces)	2.5	2.9	2.4

Fuente: CFE

La Utilidad de Operación registrada al cierre de 2025 fue de 106.8 mmdp, lo que representó una disminución de 31.9% en comparación con el mismo periodo de 2024. Este comportamiento se explica por el incremento en los costos de energéticos del 11.9% y de costos de administrativos del 19.5%, respectivamente.

Figura 32. Resultado de Operación, EBITDA y Resultado Neto



Fuente: CFE

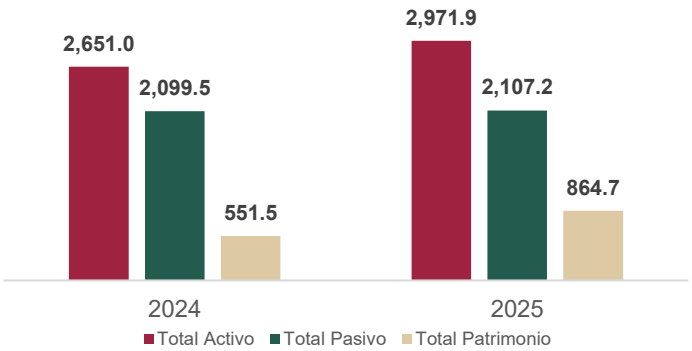
El EBITDA al cierre de 2025 fue de 200.6 mmdp, con un margen de 29.4%, respecto a los Ingresos Totales, proporción que se ubica dentro del rango observado para empresas eléctricas con buen desempeño a nivel internacional. Este resultado refleja la capacidad de generación de flujo de efectivo de la CFE.

Al cierre de 2025, el Resultado Neto se ubicó en 130 mil millones de pesos, lo que representó un incremento de 148.1% en comparación con el mismo periodo de 2024, con un margen de 19.2%. Este desempeño contribuye al fortalecimiento del patrimonio de la CFE y a la mejora en sus indicadores de rentabilidad como Empresa Pública del Estado y se ubica como el nivel más elevado de los últimos años.

7.3. Evolución de principales rubros del Balance General/Estados Financieros: Activos, Pasivos, Patrimonio

Al cierre de 2025, los activos totales registraron un incremento de 12.1% respecto al mismo periodo de 2024 por los siguientes factores: i) Plantas, instalaciones y equipos, ii) Activo por derecho de uso y iii) Efectivo y equivalentes, principalmente. El total de pasivos registró un incremento de 0.4% respecto a 2024, derivado principalmente del aumento en pasivos de largo plazo. Por su parte, el patrimonio mostró un incremento de 56.8%, impulsado por mayores resultados acumulados, fortaleciendo la estructura financiera de la Empresa.

Figura 33. Balance General 2024 - 2025 (mmdp)



Fuente: CFE

8. Esquemas de Financiamiento

La CFE ha adoptado e implementado una política de financiamiento prudente y responsable, orientada a asegurar la viabilidad operativa y financiera de la empresa en el corto, mediano y largo plazos, al procurar que el endeudamiento sea congruente con su capacidad para hacer frente a las obligaciones financieras contraídas. Entre los principales objetivos de la política de financiamiento destacan:

- Captar los recursos necesarios para la ampliación, modernización y conservación de la infraestructura eléctrica que requiere el país, en las mejores condiciones financieras disponibles.
- Implementar esquemas alternativos de financiamiento en condiciones competitivas y favorables para la CFE, incluyendo estructuras fiduciarias e instrumentos basados en capital.
- Acceder a los mercados de capitales nacionales e internacionales mediante la emisión de bonos verdes o instrumentos estructurados bajo criterios Ambientales, Sociales y de Gobernanza (ASG), para obtener condiciones financieras competitivas.
- Generar ahorros mediante la implementación de estrategias de refinanciamiento de pasivos.
- Aprovechar los términos y condiciones de créditos vinculados a la exportación de bienes y equipos requeridos para proyectos productivos de la CFE, otorgados por Agencias de Crédito a la Exportación (ECAs), Agencias de Desarrollo y organismos multilaterales.
- Explorar alianzas estratégicas, esquemas de desarrollo mixto y asociaciones con particulares que permitan complementar y diversificar las fuentes de financiamiento, así como distribuir riesgos en el desarrollo de programas y proyectos de inversión.

Las estrategias implementadas buscan fortalecer y diversificar las fuentes de financiamiento para atender las crecientes necesidades de inversión derivadas del Plan de Expansión. Los esquemas de financiamiento de la CFE se agrupan en dos rubros principales:

a) Deuda Directa: Documentada y PIDIREGAS.
b) Deuda Contingente: Fideicomisos de inversión.

8.1. Deuda Directa

8.1.1. Documentada

La Deuda Documentada constituye uno de los canales tradicionales de financiamiento de la CFE. Los recursos se destinan a fortalecer la liquidez institucional, financiar capital de trabajo y optimizar el perfil de vencimientos mediante operaciones de refinanciamiento.

El esquema permite la captación de recursos mediante diversos instrumentos, como financiamientos bancarios, créditos sindicados, emisiones de valores en los mercados local e internacional y otros mecanismos autorizados por la normatividad aplicable.

Financiamiento bancario, sindicado y con Agencias para el Desarrollo

Para hacer frente a las obligaciones financieras asociadas a la Deuda Documentada y a las necesidades de capital de trabajo, la CFE lleva a cabo diversas operaciones crediticias, entre las que destaca la contratación y disposición del siguiente tipo de financiamientos:

- Bilaterales con la banca comercial nacional y extranjera.
- Revolventes con bancos comerciales y de Desarrollo, tanto en moneda nacional como extranjera.
- Con Agencias de Crédito a la Exportación y/o Bancos de Desarrollo, en condiciones referenciales.

Emisión de Certificados Bursátiles (CEBURES)

Dado que la mayor parte de los ingresos de la CFE se encuentran denominados en moneda nacional, la estrategia financiera de la empresa prioriza el financiamiento en pesos a través del mercado local de deuda. No obstante, cuando las condiciones del mercado lo justifican, las necesidades de financiamiento pueden complementarse mediante emisiones en los mercados internacionales.

En este marco, la CFE evalúa de manera continua la emisión de CEBURES, tanto de largo como de corto plazo. En el caso de CEBURES de largo plazo (plazos mayores a un año), se consideran distintas estructuras (tasa fija, nominal y/o real), con el propósito de diversificar la base de inversionistas. Asimismo, se contempla la emisión de bonos alineados a criterios ASG, incluyendo bonos verdes, sociales y sustentables.

Adicionalmente, se incorporan operaciones de refinanciamiento (Liability Management) para sustituir créditos contratados en ejercicios anteriores por financiamientos con mejores condiciones financieras, tasas de interés más competitivas y plazos adecuados, con el fin de generar ahorros y reducir el riesgo de refinanciamiento de la empresa

En cuanto a la emisión de CEBURES de corto plazo, este programa se ha consolidado como un instrumento estratégico para la CFE, al contribuir a mejorar la administración de la liquidez de la tesorería para atender necesidades de recursos de corto plazo. Su operación ha permitido captar recursos de forma ágil, eficiente y oportuna, al fortalecer una gestión activa del portafolio de deuda y promover la disciplina financiera de la empresa a tasas por debajo de créditos habituales de corto plazo con la banca comercial.

El programa se ha mantenido en operación de manera continua de forma semanal a partir de su inauguración en agosto de 2024. A través de este mecanismo, la CFE se ha posicionado como un emisor confiable y recurrente en el mercado local de deuda, al consolidar su relación con inversionistas y ampliar de forma sostenida su base de participantes. Como resultado, la CFE se ha convertido en uno de los emisores con los mayores montos colocados en el mercado de corto plazo, superando a arrendadoras, instituciones financieras, corporativos y otros participantes del sector.

8.1.2. Deuda PIDIREGAS

Los Proyectos de Inversión de Infraestructura Productiva con Registro Diferido en el Gasto Público (PIDIREGAS) complementan la estrategia de inversión de la CFE mediante esquemas de Obra Pública Financiada (OPF), en los cuales el sector privado diseña, financia y construye los activos, que posteriormente son pagados por la CFE una vez que entran en operación. El esquema PIDIREGAS se rige por el principio de autosostenibilidad financiera, lo que exige que los proyectos generen flujos suficientes para cubrir los costos operativos, de mantenimiento y el servicio de la deuda.

Por su naturaleza, este tipo de financiamiento suele estructurarse mediante emisiones en los mercados internacionales, con plazos promedio de 20 a 25 años. Las amortizaciones deben ser lineales o crecientes, de acuerdo con la generación de flujos del proyecto. Si bien la deuda PIDIREGAS no está sujeta a un límite de endeudamiento autorizado por el Congreso de la Unión, el Consejo de Administración de la CFE aprueba anualmente los niveles de endeudamiento neto correspondientes a estas obligaciones.

Saldo, vida media y costo de la Deuda Directa

Al cierre de 2025, la Deuda Directa total de la CFE ascendió a 398,977 mdp, de los cuales 80.1% (319,535 mdp) correspondió a Deuda Documentada, mientras que el 19.9% restante (74,441 mdp), se integró por obligaciones asociadas a los PIDIREGAS.

Por tipo de moneda, la deuda total se conformó de la siguiente manera: 53.1% denominada en moneda extranjera, principalmente en dólares y, en menor medida, en euros, mientras que la deuda en moneda nacional representó 46.9%. En cuanto a la estructura por tipo de tasa, la mayor parte de la deuda se encuentra contratada a tasa fija (81.2%) y el restante a tasa variable (18.8%). En el caso de la Deuda Documentada la proporción a tasa fija fue de 83.1% y para la Deuda PIDIREGAS representó 73.5%.

Tabla 11. Deuda Directa total por moneda y tasa al cierre de 2025[9]

Tipo de Deuda	Total	Moneda Extranjera[10]	Moneda Local	Tasa Fija	Tasa Variable
Documentada	319,535	153,345	166,191	265,676	53,860
PIDIREGAS	79,441	58,552	20,890	58,414	21,028
Total	398,977	211,896	187,080	324,090	74,887

Fuente: CFE

Al cierre de 2025, la vida media de la Deuda Documentada y PIDIREGAS fue de 7.1 y 8.1 años, respectivamente. El costo promedio ponderado total de la Deuda Directa en moneda local fue de 8.85%, mientras que en moneda extranjera ascendió a 5.08%. En comparación

[9] Los datos que se presentan en este cuadro excluyen comisiones y gastos asociados a la contratación de la deuda, motivo por el cual difieren respecto de los Estados Financieros Consolidados.
[10] Con base en el tipo de cambio de 18.3825 pesos por dólar.

con el cierre de 2024, se observó una disminución de la tasa promedio ponderada local de 103 puntos base (pb) y de 16 pb de la tasa extranjera.

8.2. Deuda Contingente: Fideicomisos (FISOS)

A partir de 2020 se han creado esquemas alternativos de financiamiento a través del uso de fideicomisos, que le permitan compartir riesgos y complementar los recursos de inversión. Parte de los beneficios que se obtienen con estos instrumentos es que no generan deuda directa para la empresa y garantizan la viabilidad técnica, económica, financiera, social y ambiental de los proyectos. El objetivo del esquema es aumentar los niveles de inversión sin aumentar el nivel de endeudamiento público y el balance presupuestal de CFE.

Los FISOS funcionan como mecanismos de garantía, al fungir como acreditados de los financiamientos requeridos, respaldados por la garantía solidaria del Corporativo CFE. Por ello, estos esquemas no incrementan los límites de endeudamiento neto establecidos anualmente en la Ley de Ingresos de la Federación.

Asimismo, los FISOS actúan como mecanismos de administración y fuente de pago, al encargarse de la contratación de empresas constructoras, la supervisión del avance físico, la verificación del cumplimiento de hitos conforme al programa de pagos y la ejecución de los desembolsos autorizados.

La estrategia de financiamiento se estructura en dos fases:

- Fase 1: Créditos Puente (corto plazo)

Se utilizan para financiar estudios, liberación de derechos de vía y obras iniciales, para evitar retrasos en el arranque de los proyectos mientras se formalizan los financiamientos de largo plazo. Participan bancos comerciales nacionales e internacionales mediante créditos simples y líneas revolventes.

- Fase 2: Financiamientos de mediano y largo plazos

Corresponde a la contratación de financiamientos alineados con el periodo de construcción y vida útil de los proyectos. Para proyectos con vida útil de 20 años o más, esta fase contempla créditos de largo plazo con un periodo de gracia equivalente al periodo de construcción más seis meses, con el objetivo de garantizar la autosostenibilidad financiera durante todo el plazo del crédito.

La CFE gestiona estos financiamientos principalmente a través de ECAs y Agencias de Desarrollo, respaldadas por la garantía de gobiernos con alta calidad crediticia. Lo anterior permite obtener créditos para financiar al menos el 85% del valor del proyecto, con periodos de gracia amplios y costos financieros competitivos, condiciones usualmente superiores a las ofertadas por otros intermediarios financieros.

Respecto al plazo, el consenso entre los países miembros de la OCDE establece financiamientos de hasta 18 años para proyectos con tecnologías renovables (como hidroeléctricas) y un mínimo de 12 años para proyectos de transición energética (como ciclos combinados), además del periodo de construcción.

Asimismo, los financiamientos otorgados por ECAs y Agencias de Desarrollo permiten reembolsar los pagos realizados con créditos de corto plazo, al facilitar la sustitución progresiva de los recursos utilizados en la Fase 1 por los financiamientos de la Fase 2.
Como resultado, se incrementa el plazo promedio de la deuda de los fideicomisos y se reduce el costo financiero total, lo que mejora el perfil de vencimientos y la sostenibilidad de los proyectos.

Para financiar principalmente la actividad de generación, se encuentra el Fideicomiso Maestro de Inversión (FMI), el cual fue creado el 21 de julio de 2020 y es el vehículo en el cual se encuentran en desarrollo cinco centrales de generación de la CFE.

Asimismo, en 2021 se constituyeron en el Banco Nacional de Comercio Exterior, S.N.C, Institución de Banca de Desarrollo, como Fiduciario, y la CFE, como Fideicomitente, los fideicomisos: “Fideicomiso de Energías Limpias número 10670” y al “Fideicomiso de Proyectos de Generación Convencional número 10673”. A través del primero, se financian proyectos de generación de energía eléctrica con base en tecnologías de energías limpias y renovables. A través del segundo, se financian proyectos basados fundamentalmente en las tecnologías de ciclo combinado.

En octubre de 2025 fue constituido el Fideicomiso para el Plan de Fortalecimiento y Expansión del Sistema Eléctrico Nacional (FORTASEN) F/311553 - fideicomiso que tiene entre sus fines celebrar diversos tipos de contratos para el desarrollo de proyectos de inversión por cuenta y orden de la CFE, particularmente para la actividad de generación de energía eléctrica. Este fideicomiso será relevante para el desarrollo de los proyectos de la CFE del Plan de Expansión 2026-2030.

Adicionalmente, para los proyectos de transmisión CFE cuenta con el Fideicomiso F/311430, antes denominado Banco Azteca F/1320 CFE, en el cual esta institución financiera actuaba como fiduciario, sin embargo, el 07 de octubre de 2025 se suscribió un Convenio Modificatorio y de Sustitución Fiduciaria, a través del cual HSBC México, S.A., sustituyó a Banco Azteca como fiduciario.

8.3. Otras Estrategias de Financiamiento

La reforma energética permite a la CFE el uso de nuevos esquemas financieros para el desarrollo de infraestructura eléctrica. En particular para la actividad de generación, la CFE contempla el uso de Esquemas de Inversión Mixta, esquema que promueve la coparticipación pública y privada para el desarrollo eficiente de centrales eléctricas.

La Ley del Sector Eléctrico establece que las Centrales Eléctricas de generación podrán desarrollarse por el Estado, por particulares o mediante Esquemas de Desarrollo Mixto:

- Producción de Largo Plazo: El Estado no aporta capital, sujeto a planeación vinculante y el Estado compra la totalidad de la energía y productos asociados.
- Inversión Mixta: Participación directa o indirecta del Estado de al menos 54%, CFE tiene preferencia para adquirir la totalidad de energía y productos asociados. La parte de energía y productos asociados que no adquiera el Estado podrá comercializarse a través del MEM.
- Otros propuestos y aprobados por la Secretaría de Energía.

El principal objetivo de CFE en estos esquemas es optimizar el uso de recursos públicos, consiguiendo: financiamiento fuera de balance (público y de CFE); no consolidación y evitar pasivos de largo plazo a través de arrendamientos financieros.

En resumen, la Comisión Federal de Electricidad implementa un programa de inversión orientado a fortalecer la infraestructura eléctrica del país mediante una estructura financiera que combina recursos propios, instrumentos de mercado y participación privada. Este enfoque se centra en dos pilares fundamentales: los Esquemas Mixtos de Inversión para la infraestructura de generación y la FIBRA E para las redes de transmisión. Estos mecanismos permiten ampliar la capacidad instalada y modernizar la red de transmisión sin comprometer la solidez financiera de la empresa.

Durante el ejercicio 2025, la CFE estableció las bases para la realización de estructuras de financiamiento fuera de balance y atractivas para el mercado. Estas estructuras son necesarias para atraer las inversiones requeridas para la ejecución oportuna del Plan de Expansión, representando una oportunidad única de coparticipación del sector público y privado.

- Generación (inversiones mixtas): durante el último trimestre de 2025, el Consejo de Administración de CFE autorizó los lineamientos internos que regulan los esquemas para el desarrollo mixto, así como el desarrollo de proyectos de generación a través de una inversión mixta:
    - Los lineamientos regulan el proceso en el cual se evaluarán los proyectos propuestos para desarrollo mixto, así como el procedimiento por el cual se seleccionará al socio.
    - Para la estructuración de los proyectos, la Dirección de Finanzas elaboró términos de referencias indicativos sobre los contratos que regirán a las nuevas sociedades, incluyendo el acuerdo de beneficiarios, contrato de compraventa de energía y contrato de operación y mantenimiento.
    - La estructura plasmada tiene el objetivo que CFE no consolide la deuda requerida para el desarrollo de estos proyectos de generación.

Adicionalmente, se prevé la implementación de estrategias de monetización de activos de generación con el propósito de obtener recursos que contribuyan al financiamiento de un porcentaje de los proyectos de generación convencionales a ser desarrollados 100% por CFE.

- Transmisión: en septiembre de 2025 se realizó la colocación del primer bono de la Fibra E por un monto de 725 mdd y un plazo de 15 años.
    - En la transacción participaron 240 inversionistas internacionales con órdenes de compra provenientes de diversas regiones geográficas
    - La Corporación Financiera Internacional, miembro del Grupo Banco Mundial, participó como inversionista ancla de la transacción
    - Dado lo atractivo que es el instrumento para el mercado y para la CFE, se espera su uso a lo largo de la presente Administración como instrumento de fondeo para el Plan de Expansión para financiar un portafolio estimado de 58 proyectos de transmisión.
- Adicionalmente, la CFE está desarrollando esquemas actualizados de obra pública financiada para infraestructura de transmisión y generación, con financiamiento a través de los contratistas (EPCistas). Estos esquemas permiten que los proyectos se ejecuten con financiamiento de terceros y a un costo comparable al que la CFE podría obtener directamente, trasladando el pago del costo de construcción hasta la entrada de operación de los activos, lo que permite a CFE optimizar el manejo de sus recursos. Esta estrategia se calzará con las emisiones futuras de capital de la Fibra E. Se está trabajando en los respectivos modelos de contrato de obra considerando retroalimentación de instituciones financieras y contratistas, en colaboración entre diferentes áreas de la CFE.

Consideraciones

La CFE ha consolidado una estrategia de financiamiento robusta, diversificada y alineada con las necesidades financieras de corto plazo, así como con los ciclos de inversión que exige el sector eléctrico. Esta estrategia combina de manera eficiente las diversas fuentes de financiamiento lo que ha permitido:

i. Garantizar la continuidad del Plan de Expansión, modernización y mantenimiento de la infraestructura eléctrica nacional.
ii. Optimizar el costo financiero y fortalecer a su vez el perfil de vencimientos y la gestión integral de riesgos.
iii. Salvaguardar la sostenibilidad operativa y financiera, al asegurar la ejecución ordenada y oportuna de los proyectos prioritarios.

En conjunto, la política financiera implementada confiere a la CFE flexibilidad para adaptarse a las condiciones del mercado, resiliencia frente a retos operativos y financieros, y la capacidad necesaria para cumplir su mandato constitucional. Asimismo, contribuye de manera directa al fortalecimiento de la seguridad energética y al desarrollo sostenible del país.

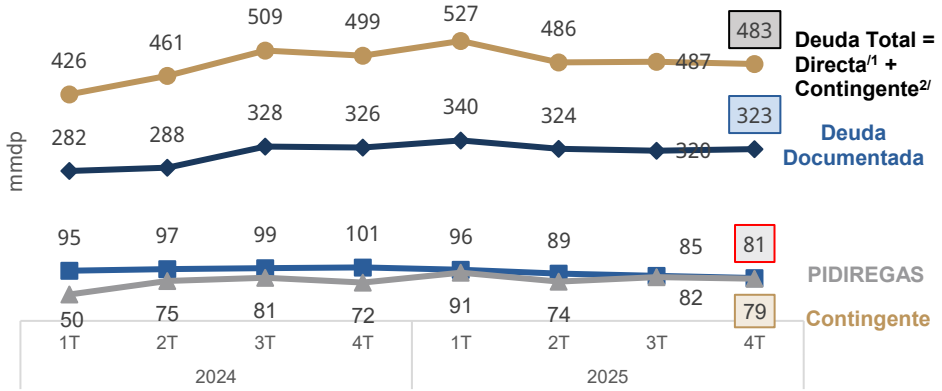
Tabla 12. Esquema comparativo de las fuentes de financiamiento

Esquema de financiamiento	Principales características	Objetivo en la estrategia de la CFE
Deuda documentada	Contratación tradicional de financiamiento: bursátil o bancario. Permite flexibilidad en plazos y montos.	Cubrir necesidades de liquidez, refinanciar vencimientos y optimizar costo financiero.
PIDIREGAS	Esquema de inversión financiada donde el privado ejecuta la obra y la CFE realiza las disposiciones cuando recibe la obra y ésta es capaz de generar ingresos.	Permitir expansión y modernización de la infraestructura eléctrica sin presionar el presupuesto en el corto plazo.
Fideicomisos (contingente)	Creación de fideicomisos especializados para administrar recursos, garantías, coberturas o flujos de proyectos.	No presionar los límites de endeudamiento neto. Optimizar riesgos, flexibilidad operativa y financiera de los proyectos estratégicos.
Otras Estrategias	La LSE regula en el artículo 38 los Esquemas para el Desarrollo Mixto, los cuales pueden ser: I. Producción de largo plazo; II. Inversión mixta, y III. cualquier otro esquema que defina el Reglamento de la ley o disposiciones generales que emita la Secretaría de Energía.	Optimizar el uso de recursos públicos, consiguiendo: financiamiento fuera de balance (público y de CFE); no consolidación y evitar pasivos de largo plazo a través de arrendamientos financieros.

Fuente: CFE

Al cierre de 2025, el saldo de la deuda directa total, que incluye la documentada y contingente, ascendió a 483.0 mmdp. El 66.9% del total (323.2 mmdp) correspondió a la deuda documentada; el 16.7% (80.6 mmdp) fue PIDIREGAS; y el 16.4% restante (79.2 mmdp) fue deuda contingente.

Figura 34. Saldo de la deuda directa y contingente, 1T2024 - 4T2025



Fuente: Estados Financieros Consolidados de CFE
1/ Deuda Directa: Deuda Documentada y PIDIREGAS. 2/ Deuda Contingente: Financiamiento de Inversión Fiduciaria y préstamos bancarios contratados por filiales.

9. Direccionamiento Estratégico

La CFE, como Empresa Pública del Estado, orienta su actuación estratégica bajo los principios establecidos en la Constitución, el Plan Nacional de Desarrollo 2025-2030, el Programa Sectorial de Energía y el Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico, entre otros, los cuales reconocen a la energía como un insumo esencial para el bienestar social, el crecimiento económico, la seguridad nacional y el desarrollo sostenible del país.

El presente Direccionamiento Estratégico establece el marco que guía la planeación, operación e inversión de la CFE durante el periodo 2026-2030. A través de la misión, visión y objetivos estratégicos se definen las prioridades institucionales para consolidar la participación del Estado en el sector eléctrico, garantizar un suministro continuo, seguro y asequible, fortalecer la capacidad de generación, transmisión y distribución, promover el uso eficiente de los recursos y preservar la solidez financiera de la empresa.

9.1. Misión

Garantizar el servicio público de electricidad, de manera continua, accesible, segura y confiable, al pueblo de los Estados Unidos Mexicanos, promoviendo la justicia energética y contribuyendo al desarrollo sostenible y a la soberanía energética; así como coadyuvar, en coordinación con el Estado mexicano, en la provisión de servicios de internet y telecomunicaciones.

9.2. Visión

Consolidarnos como la Empresa Pública del Estado que impulsa una transición energética sostenible y que promueve una cultura de transparencia y rendición de cuentas, fortaleciendo el desarrollo equitativo, inclusivo e integral del país, mediante una infraestructura eléctrica moderna y eficiente como pilar del desarrollo nacional.

9.3. Objetivos

i. Mantener la participación mayoritaria de CFE como Empresa Pública del Estado en la generación eléctrica nacional, así como impulsar una transición energética sostenible, resiliente, equitativa e inclusiva, que promueva tanto la participación de energías limpias y renovables, como una cultura de transparencia y rendición de cuentas, fortaleciendo la eficiencia, soberanía y justicia energética.

ii. Garantizar un suministro de energía eléctrica accesible, continuo, seguro y confiable, promoviendo la justicia energética y contribuyendo al desarrollo sustentable, la seguridad nacional y la soberanía energética del país.

iii. Promover esquemas de inversión que impulsen el incremento de la capacidad instalada de generación y la expansión de la infraestructura eléctrica nacional,

mediante una planeación vinculante que fortalezca la responsabilidad financiera, el valor patrimonial de la CFE y la sostenibilidad.

iv. Incrementar la eficiencia de la infraestructura eléctrica de CFE mediante la optimización del uso de combustibles y del parque de generación térmico, la reducción de pérdidas en los procesos de transmisión y distribución y la disminución de los costos de generación.

v. Incrementar y diversificar los ingresos de CFE mediante estrategias comerciales, operativas, de gestión del suministro y la provisión de servicios de internet y telecomunicaciones, priorizando el interés público y el desarrollo nacional.

Asimismo, con la finalidad de dar cumplimiento a los objetivos estratégicos planteados, resulta fundamental alinear las operaciones, proyectos y procesos de las direcciones, subdirecciones, coordinaciones y empresas filiales que integran la Comisión Federal de Electricidad (CFE) con las estrategias clave definidas para la Empresa Pública del Estado.

Para ello, internamente se identificaron y evaluaron los principales riesgos por Objetivo Estratégico que podría impactar el cumplimiento de estos, con el propósito de implementar medidas de control, mitigación y seguimiento que contribuyan a la continuidad operativa y al fortalecimiento de la ejecución de la empresa en la obtención de los cinco Objetivos Estratégicos de CFE.

10. Plan de Expansión CFE 2026-2030

El Plan de Expansión de la CFE y sus proyecciones financieras se estructuran bajo un escenario único de carácter vinculante determinado por la Secretaría de Energía (SENER), construido a partir de criterios de eficiencia económica, confiabilidad operativa y alineación con la política energética nacional. La definición de este escenario se sustenta en un proceso de modelación integral que incorpora supuestos consistentes de crecimiento de la demanda, precios de combustibles, disponibilidad de infraestructura y requerimientos de seguridad del sistema, utilizando software especializado para la optimización del despacho y la expansión del sistema eléctrico.

En este contexto, el Plan de Expansión contempla la incorporación gradual de nueva capacidad de generación, con énfasis en tecnologías limpias bajo esquemas de financiamiento de participación mixta, cuya localización se ha representado mediante bloques regionales consistentes con la capacidad de la red y el potencial de recurso. Este enfoque permite capturar de manera realista los impactos en costos de operación, congestión y precios del sistema, evitando sesgos derivados de supuestos puntuales de ubicación aún no definidos.

Los resultados operativos derivados del modelo constituyen la base de las proyecciones financieras consolidadas, asegurando una vinculación directa entre la evolución del sistema eléctrico y el desempeño económico de la CFE. En particular, las proyecciones reflejan la dinámica esperada de ingresos, costos de generación, requerimientos de inversión y necesidades de financiamiento, manteniendo la sostenibilidad financiera bajo el escenario planteado.

Si bien el Plan de Expansión se presenta como un escenario único, se han incorporado análisis de sensibilidad sobre variables críticas como son los precios de combustibles, crecimiento de la demanda y ejecución de proyectos con el fin de evaluar la robustez de los resultados y dimensionar los principales riesgos. Este enfoque permite contar con un marco sólido para la toma de decisiones, asegurando que la estrategia de expansión y su soporte financiero sean consistentes, viables y resilientes ante condiciones cambiantes del entorno.

En resumen, el Plan de Expansión de la CFE busca satisfacer el crecimiento del consumo final de electricidad derivada de factores demográficos, económicos, y tecnológicos, y se encuentra alineado al Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico (PLADESE) publicado en octubre de 2025, integrando un portafolio de proyectos en los sectores de generación, transmisión y distribución, con proyectos bien definidos para la CFE, sector privado y esquemas mixtos.

10.1. Insumos del Plan de Expansión CFE 2026-2030

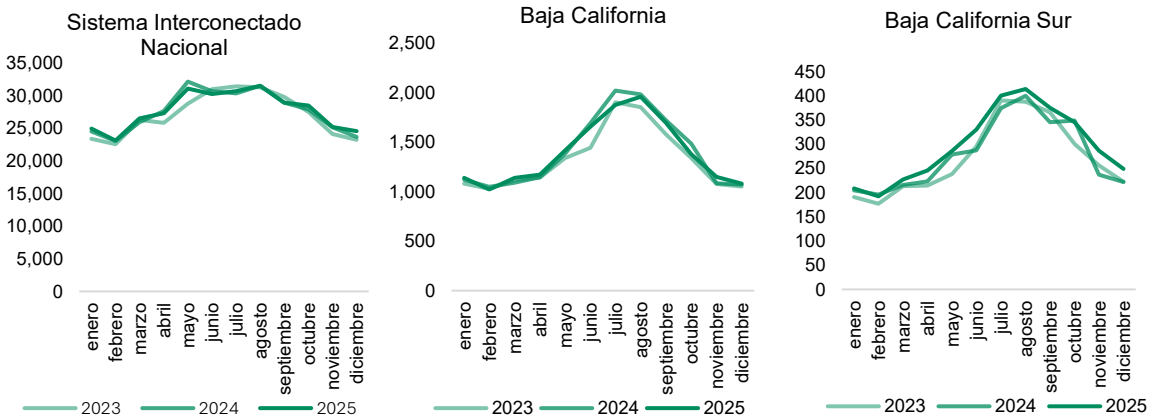
10.1.1. Demanda de electricidad

El pronóstico del consumo neto de red, que equivale a la energía inyectada, se construyó a partir de proyecciones del consumo final de electricidad por sector, incorporando supuestos de crecimiento económico, electrificación de usos finales y mejoras en eficiencia energética. Dichas proyecciones fueron posteriormente ajustadas por pérdidas técnicas y no técnicas del SEN (transmisión y distribución), usos propios de transmisión y distribución, así como las exportaciones.

El modelo de optimización de la generación utiliza este pronóstico de la energía inyectada al SEN para un horizonte de cinco años, con resolución horaria. La demanda representa la energía requerida en los nodos del SEN, incorporando pérdidas técnicas y autoconsumos, y constituye la restricción principal que debe ser satisfecha por el despacho de generación.

Dicha energía inyectada presenta una marcada estacionalidad, sobre todo en los Sistemas Interconectados Baja California (BCA) y Baja California Sur (BCS), donde el consumo de los meses calurosos llega a duplicar el de los meses de invierno de demanda baja. En el Sistema Interconectado Nacional (SIN) los mayores consumos comienzan en la primavera y en los sistemas aislados en el verano. En los seis meses de mayor demanda, en el SIN se observa el 55% del consumo anual, mientras que en los Sistemas Interconectados BCA y BCS, el porcentaje llega a 60%.

Figura 35. Consumo neto de red (energía inyectada) por Sistema 2023-2025 (GWh)



Fuente: CFE

10.1.2. Demanda Máxima

La Demanda Máxima se define como el valor más alto de consumo eléctrico que el sistema debe satisfacer en el horizonte de análisis, típicamente observado en intervalos horarios críticos. Este valor representa la condición más exigente de operación del sistema y constituye una restricción fundamental del modelo, ya que obliga a garantizar que la suma de la generación disponible incluyendo capacidad base, intermedia y de punta sea suficiente para cubrir dicho pico de demanda, manteniendo al mismo tiempo márgenes adecuados de reserva operativa del 6% para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y

de 13% para los Sistemas Aislados de Baja California y Baja California Sur (BCA y BCS), que permitan hacer frente a contingencias, variaciones imprevistas en la demanda o salidas de centrales. En este sentido, la demanda máxima, junto con el margen de reserva requerido, determina la capacidad efectiva necesaria del sistema, influye en la entrada de unidades de generación de respaldo, generalmente de mayor costo, y resulta clave para asegurar la confiabilidad, seguridad y continuidad del suministro eléctrico.

Dentro de los supuestos del Plan de Expansión, para el periodo 2026-2030, se considera que, con la adición de los proyectos de ciclo combinado que CFE está llevando a cabo y las adiciones de otros participantes, se incrementaría el margen de reserva en el SIN a valores por arriba del margen de planeación requerido, según el acuerdo por el que se emite la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional.

La demanda máxima es un parámetro clave para la planeación, pues determina los requerimientos de capacidad instalada, influye en la incorporación de tecnologías de respaldo generalmente de mayor costo, y condiciona tanto la confiabilidad del suministro como las decisiones de inversión en nueva infraestructura. En este sentido, su adecuada estimación y modelación permiten a la CFE asegurar la atención continua del sistema eléctrico nacional bajo escenarios de alta exigencia, optimizando costos y fortaleciendo la seguridad energética.

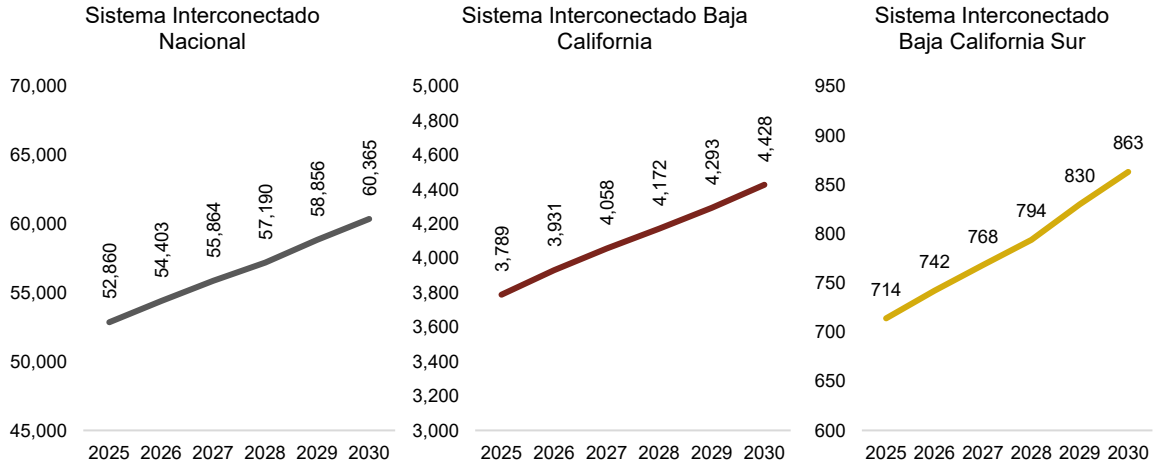
La demanda máxima integrada (durante una hora completa) del sistema eléctrico presenta un crecimiento constante de 2026 a 2030, pasando de aproximadamente 57,925 a 64,352 MWh/h. Este aumento está impulsado principalmente por el Sistema Interconectado Nacional (SIN), que concentra casi toda la demanda, mientras que sistemas como Baja California, Baja California Sur y Mulegé crecen de forma moderada.

Tabla 13. Crecimiento de la Demanda Máxima Integrada (MWh/h)

Máxima Demanda	SIN	BCA	BCS	SEN
2026	54,403	3,931	742	57,925
2027	55,864	4,058	768	59,500
2028	57,190	4,172	794	60,932
2029	58,856	4,293	830	62,717
2030	60,365	4,428	863	64,352

Fuente: CFE

Figura 36. Pronósticos de Demanda Máxima Integrada por Sistema (MWh-h)



Fuente: CFE

En los últimos años se han modificado los patrones de comportamiento de la demanda máxima y su relación con la generación de electricidad, acentuado por el cambio climático y la relación entre las temperaturas y la demanda de energía eléctrica. De esta forma, la demanda máxima crece a una mayor tasa que el consumo, ya que se pueden tener niveles muy altos en días atípicos, mientras que el consumo promedio de un periodo es más estable.

10.1.3. Consumo Final de Electricidad

El consumo final, compuesto por las ventas de los suministradores básico y calificado de la CFE, otros suministradores calificados y el consumo autoabastecido remotamente, fue de 306.5 TWh en 2025, 0.2% más alto que en el año inmediato anterior. Para el período de planeación 2026-2030, se espera que el consumo se incremente a una tasa media anual de 2.2%. El sector más dinámico será el residencial, que representa alrededor de un cuarto del consumo final, debido a la política de vivienda, el aumento de las temperaturas y un mayor equipamiento en los hogares. El sector con mayor peso en el consumo final es el industrial, con más de 60% del consumo total, que incluye ventas en media y alta tensión para usuarios de suministro básico, suministro calificado y cargas de permisionarios de autoabastecimiento. El crecimiento provendrá de industrias asociadas a la exportación, centros de datos, logística y electrificación del transporte.

Se espera que el consumo final de electricidad aumente desde unos 311 TWh anuales en 2026 a cerca de 339 TWh en 2030, por lo que para satisfacer dicho consumo se requiere un aumento sostenido de la generación eléctrica. El crecimiento de la generación en los primeros años supone la conexión de centros de carga que requerían la entrada en operación de refuerzos de red. Asimismo, supone políticas de incentivos a la electrificación, crecimiento de demanda para centros de datos, recuperación de sectores intensivos en energía y mayores temperaturas.

10.1.4. Supuestos Macroeconómicos

Los supuestos macroeconómicos constituyen insumos fundamentales en el modelo de optimización del despacho de generación eléctrica, al influir directamente en la evolución de la demanda, los costos y las decisiones operativas del sistema. En particular, variables como el Producto Interno Bruto (PIB) se utilizan para proyectar el crecimiento de la demanda eléctrica, dado su estrecha correlación con la actividad económica; la inflación impacta los costos de operación y mantenimiento, así como los precios de combustibles y servicios asociados; mientras que el tipo de cambio incide de manera relevante en el costo de los insumos importados, especialmente combustibles como el gas natural, así como en el servicio de la deuda y contratos denominados en moneda extranjera.

En conjunto, estos supuestos permiten construir escenarios consistentes y realistas dentro del modelo, asegurando que los resultados del despacho reflejen tanto las condiciones económicas esperadas como sus efectos en la operación y planeación del sistema eléctrico.

El Producto Interno Bruto (PIB) en México tuvo un crecimiento de 0.8% en 2025 respecto de 2024. Las actividades primarias y terciarias tuvieron incrementos de 4.0% y 1.5%, respectivamente, mientras que las secundarias presentaron una caída de (-)1.1%. Entre los sectores con mayores caídas destaca el de Industrias manufactureras (-0.7%), ya que representa más del 20% del PIB, genera empleo formal (en 2025 se redujo en 127,290 el número de empleos en industrias de la transformación, -4%) y representa una demanda importante de energía eléctrica.

La inversión fija bruta siguió mostrando un débil desempeño a lo largo de 2025, lo que afecta las perspectivas de crecimiento a futuro. Por otro lado, las exportaciones manufactureras mostraron un crecimiento importante respecto al año anterior, de 7.6%, en gran medida por la expansión de los envíos de equipo de computación y sus partes. La Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) ha ajustado los rangos de crecimiento de la economía mexicana a rangos más conservadores, dada la evolución observada de la economía, los programas de desarrollo e infraestructura del Ejecutivo y la disciplina fiscal a la que se ha comprometido.

Respecto a la inflación, en diciembre de 2025, el Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC) registró un incremento anual de 3.7% y un promedio anual de 3.8%, por un mejor desempeño de la inflación no subyacente. Dentro de la inflación subyacente, los precios de los servicios presentan resistencia a la baja, aunque comenzó a moderarse. En dicho contexto, se espera que la inflación general converja al objetivo del Banco de México (Banxico) en 2027.

En 2025 el tipo de cambio fluctuó entre un mínimo de 17.90 a un máximo de 20.85 pesos por dólar, sin mostrar tendencia. Los periodos de apreciación del tipo de cambio se asocian a que el mercado incorporó la información de los recortes de la tasa de referencia de la Reserva Federal (FED) y el debilitamiento general del dólar; sin embargo, se sigue esperando que a futuro se frene la apreciación del peso, ya que también en México se están llevando a cabo recortes de tasa de interés, y se tiene incertidumbre sobre el comercio exterior y las remesas.

10.1.5. Precios de combustibles

Los pronósticos de los combustibles empleados en la generación eléctrica constituyen un insumo esencial en el modelo de optimización del despacho, ya que determinan en gran medida los costos variables de generación y, por ende, el orden de despacho económico de las centrales. En este sentido, se incorporan proyecciones de precios y disponibilidad de combustibles clave como gas natural, combustóleo, carbón y diésel, considerando tanto referencias de índice de precio internacionales como condiciones del mercado nacional. Estos supuestos permiten estimar de manera consistente los costos marginales de cada tecnología, así como evaluar la competitividad relativa entre ellas bajo distintos escenarios, incidiendo directamente en la asignación óptima de la generación, la operación del sistema y la planeación de mediano plazo.

Los precios de los combustibles que las centrales de CFE y de los Productores Independientes de Energía (PIE) emplean para la generación de electricidad están sujetos a las condiciones del mercado internacional de combustibles, al tomar como referencia algunos de los precios de índices internacionales, en particular de Estados Unidos de América (EUA), como: Henry Hub (HH), Houston Ship Channel (HSC), Socal Border (Socal) o Waha, para gas natural; High Sulfur Gulf Coast (HSGC) para combustóleo, Ultra Low Sulfur Gulf Coast (ULSGC) para diésel; así como el índice CIF-ARA del Puerto de Rotterdam en Holanda, para carbón.

Gas natural

Se estima que entre 2025 y 2030 inicie operación comercial nueva capacidad de almacenamiento de gas natural en EUA, con un 73 % ubicado en la Costa del Golfo. El interés en el aumento del almacenamiento obedece a la necesidad de gestionar las fluctuaciones de la demanda y la oferta, así como a los requerimientos para alimentación de Gas Natural Licuado (GNL).

La producción en la cuenca de Haynesville comenzará a aumentar a un ritmo más pronunciado en 2026 con señales de precios más elevados debido a ser una cuenca de gas no asociado, mientras que la demanda por gas GNL continuará creciendo con fuerza hasta principios de 2027. El aumento de la producción provendrá principalmente de la cuenca de Haynesville y de yacimientos de gas asociado como Permian, Eagle Ford y Bakken y, en menor medida, de la Cuenca de los Apalaches, con la ayuda de expansiones de infraestructura y precios más altos del gas.

La Figura 38 muestra la evolución esperada de los principales Índices de precios de referencia de gas natural en EUA empleados para determinar los precios del gas para las centrales de la CFE de acuerdo con los Contratos Maestros de Suministro de Combustibles y Petrolíferos con la Filial de CFEnergía.

Petróleo y Combustibles líquidos (combustóleo y diésel):

El mercado petrolero mundial se debilitó en 2025, principalmente, por una perspectiva macroeconómica degradada por el aumento del uso de aranceles iniciado por EUA, así como por menores restricciones a la oferta por parte de la Organización de Países

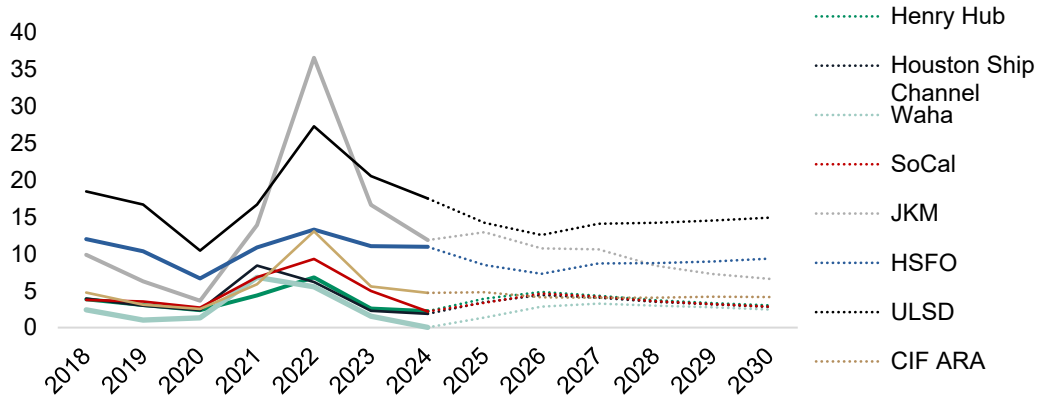
Exportadores de Petróleo (OPEP). Lo anterior trae aparejado que en EUA se disminuya la demanda de diésel y combustóleo por una caída de la actividad de transporte de carga. Dado el peso de EUA en la oferta, demanda y comercio de petróleo crudo y petrolíferos, continuará la incertidumbre por los cambios en las políticas económicas, comerciales, ambientales y energéticas de ese país.

Carbón Importado:

Se prevé que la demanda de carbón siga disminuyendo en la mayoría de las economías avanzadas hasta 2027, aunque la trayectoria puede variar según la región o el país. En Europa y América del Norte, donde el uso de carbón ha disminuido en la última década, la tasa de disminución se está desacelerando. La demanda de energía del sector eléctrico podría ralentizar aún más los descensos en estas regiones en los próximos años. Esta disminución se verá compensada por el crecimiento en algunas economías emergentes.

La Figura 37 presenta el comportamiento esperado para el período 2025-2030 de los precios de los principales Índices de precios referencia de los combustibles empleados por la CFE para la generación de electricidad.

Figura 37. Índices de precios de referencia de gas natural, gas natural licuado, combustóleo, diésel y carbón. Observados y proyección. (dólares de 2024 / MMBtu)



Fuente: S&P Platts del Segundo Trimestre de 2025

10.2. Modelo de Optimización y Despacho del Sistema Eléctrico

La planeación de la CFE busca maximizar la rentabilidad a largo plazo mediante inversiones óptimas en generación y transmisión. Para analizar la operación del Sistema Eléctrico Nacional se utiliza un modelo de optimización que simula el sistema considerando generación, combustibles y transmisión. El modelo realiza el despacho económico priorizando las unidades de menor costo, sujeto a restricciones operativas como fallas, mantenimientos y congestión, y permite evaluar escenarios de expansión y proyectos.

El modelo minimiza el costo total del sistema (capital y operación) bajo restricciones técnicas y de confiabilidad. El costo de capital aumenta con la inversión, mientras que el costo operativo disminuye; la suma de ambos define un punto óptimo de inversión donde el costo total es mínimo. El modelo determina la evolución del parque de generación mediante la incorporación de nueva capacidad por tecnología, así como la expansión de la red de transmisión necesaria para soportar la operación del sistema. Asimismo, se establece el calendario de entrada en operación de nueva capacidad y la reconfiguración del sistema derivada de retiros de capacidad.

10.2.1. Adiciones de Capacidad de Generación CFE

Dadas las expectativas de crecimiento del consumo final de electricidad, la capacidad adicional prevista en el Plan de Expansión 2026-2030 de la CFE asciende a 18.6 GW mediante el desarrollo de 52 proyectos de generación. Esta expansión se basa en una diversificación tecnológica que incluye energía eólica, solar fotovoltaica, termosolar, ciclos combinados, combustión interna y cogeneración.

Tabla 14. Resumen Plan de Expansión CFE 2026-2030 | Generación

Esquema	Tecnología	No. Proyectos	Capacidad Instalada (MW)
Mixtos Asignados	Eólica	8	3,129
	Fotovoltaica	30	4,897
	Total Mixtos Asignados	**38**	**8,026**
Mixtos por Asignar	Eólica y Fotovoltaica	Por Asignar	4,151
	Hidrógeno Verde	1	20
	TermoSolar	2	150
	Geotermia	1	582
	Cogeneración	1	900
	Total Mixtos por Asignar	**5**	**5,803**
Propios CFE	Ciclos Combinados	5	3,174
	Combustión Interna	1	120
	Fotovoltaica	2	580
	Cogeneración	1	794
	Aeroderivadas	-	100
	Total Propios CFE	**9**	**4,768**
Total	Ciclos Combinados	5	3,174
	Combustión Interna	1	120
	Aeroderivadas	-	100
	Eólica (Mixtos)	8	3,129
	Fotovoltaica (Mixtos)	32	5,477

Esquema	Tecnología	No. Proyectos	Capacidad Instalada (MW)
	Por Asignar (Mixtos)	-	4,151
	Termosolar (Mixtos)	2	150
	Cogeneración (Mixto y Propio)	2	1,694
	Geotermia (Mixtos)	1	582
	Hidrógeno Verde	1	20
	Total Mixtos más Propios	**52**	**18,597**

Fuente: CFE

Adicionalmente como parte del Plan de Fortalecimiento, en la primera mitad de 2026[11] entraron en operación comercial tres ciclos combinados con una capacidad de generación de 1,680 MW. Entre la segunda mitad de 2026 y 2028, entrarán en operación comercial los cuatro ciclos combinados pendientes del Plan de Fortalecimiento por una capacidad de 3,403 MW. Además, se estima la entrada en operación de cuatro nuevas hidroeléctricas y diversos proyectos de repotenciación por 403 MW, con una inversión estimada de 7,698 millones de pesos.

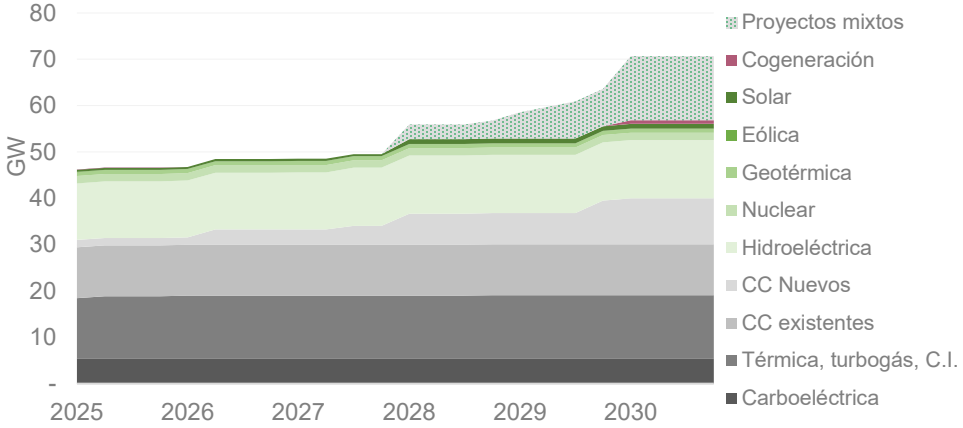
Para el proceso de generación, el Plan de Fortalecimiento para centrales con inicio de operación comercial entre 2026-2028 y el Plan de Expansión 2026-2030 implican una adición total de capacidad de 24,083 MW con una inversión total de 492,299 millones de pesos (~24,660 mdd). Como resultado, la capacidad de generación de CFE (excluyendo a los PIEs) se estima que aumente significativamente respondiendo al incremento esperado en el consumo final pasando de ~46.6 GW en 2025 a ~70.7 GW en 2030, lo que representa un incremento del 52% en cinco años (más de 7% anualizado).

Este crecimiento estará impulsado principalmente por:

- El desarrollo de ciclos combinados de CFE (5,083 MW del Plan de Fortalecimiento más 3,174 MW del Plan de Expansión),
- La ejecución de las secuencias III y IV de Puerto Peñasco (en total 580 MW),
- La entrada en operación de proyectos renovables bajo esquema mixto[12] (~12,929 MW),
- Y, en menor proporción, pero de alta relevancia, la incorporación de 1,694 MW de cogeneración de alta eficiencia junto con 120 MW de Combustión Interna, 403 MW de hidroeléctricas y 100 MW de Aeroderivadas.

[11] Al cierre del primer semestre de 2026 entraron en operación los Ciclos Combinados: C.C.C. Manzanillo III, C.C.C. Mérida/Elvia Carrillo Puerto, C.C.C González Ortega por una capacidad 1,680 MW.
[12] No incluye una Cogeneración por 900 MW

Figura 38. Adiciones de Capacidad por tecnología CFE 2026-2030

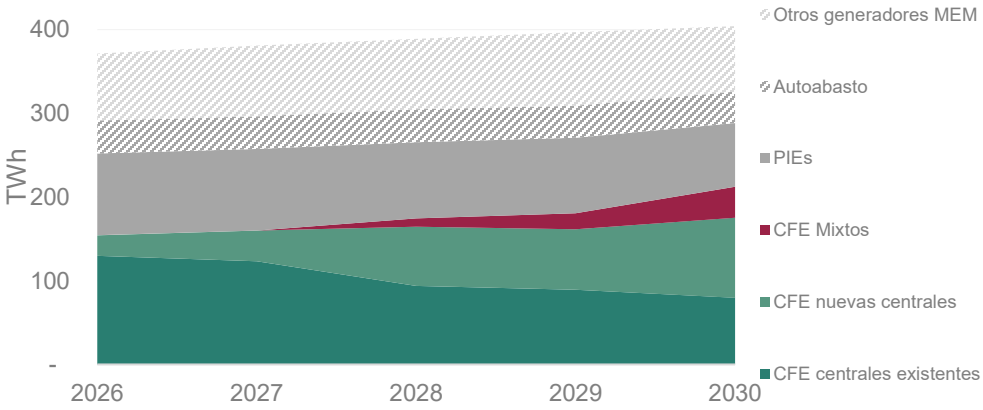


Fuente: CFE

10.2.2. Proyecciones de Generación y Consumos de Combustibles

La operación del SEN resultante del modelo de optimización refleja el despacho óptimo de generación, el mix tecnológico asociado, el uso de combustibles y el nivel de margen de reserva del sistema. Con las nuevas adiciones de capacidad al SEN, la generación crecería de forma sostenida cubriendo la creciente demanda eléctrica de México hacia 2030. Este crecimiento va acompañado de una reconfiguración gradual de la mezcla de generación en la que destacan la entrada de nuevos ciclos combinados de CFE de alta eficiencia y nuevos proyectos en esquema mixto de tipo renovable principalmente solar fotovoltaicas y eólicos.

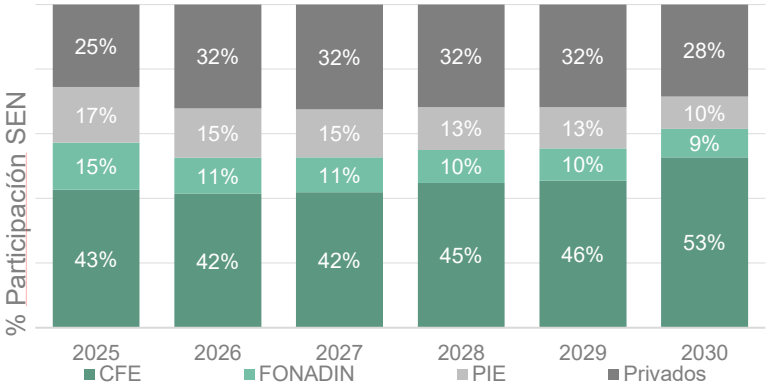
Figura 39. Generación de Electricidad por Participante en el SEN 2026-2030



Fuente: CFE

Se observa que CFE incrementa de forma sostenida su participación dentro del total de la generación del SEN, al pasar de 43% en 2025 a cerca de 53% hacia 2030 y a 62% considerando las centrales del estado FONADIN, lo que refleja un fortalecimiento progresivo de su papel en el mercado eléctrico destacando la continuidad del papel central del Estado en el sistema con una expansión controlada, emisiones de deuda de CFE limitadas y un papel fundamental del capital privado sin ceder control público en el sistema eléctrico.

Figura 40. Generación por participante (%).

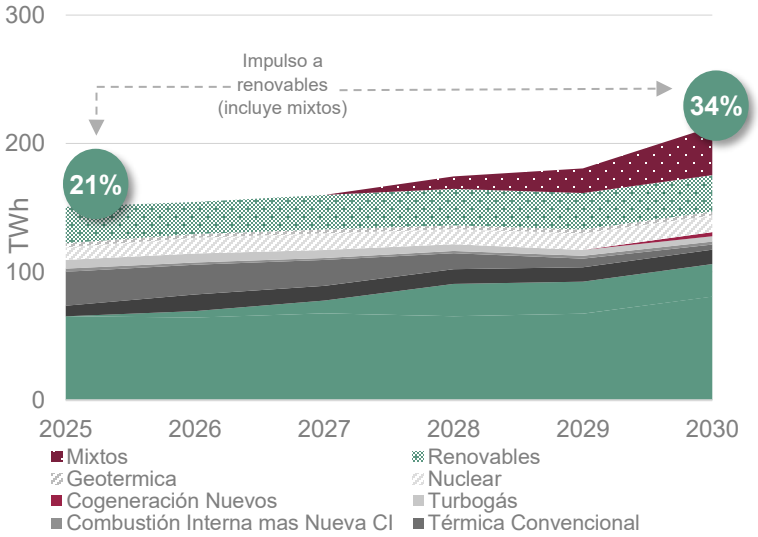


Fuente: CFE

La Figura 41 presenta las proyecciones de generación de la CFE estimadas en función de las tecnologías disponibles y del despacho económico en el Sistema. Se estima que la generación de la CFE continúe dominada por el uso de gas natural, pero proveniente de nuevos ciclos combinados de alta eficiencia. La participación del gas natural en la generación de CFE pasa de 58% en 2025 a 54% en 2030, al mismo tiempo que la participación del combustóleo pasa del 8% al 2% para el mismo período.

Paralelamente, las energías renovables, en particular la solar fotovoltaica, muestran un crecimiento relevante, mientras que tecnologías convencionales como las termoeléctricas, carboeléctricas y las plantas de turbogás presentan una tendencia a la baja. Por su parte, la generación hidroeléctrica y nuclear se mantienen relativamente estables. En conjunto, este comportamiento refleja una transición gradual hacia una matriz energética más eficiente y limpia. La participación en la generación de CFE de renovables se incrementará de 21% en 2025 hasta 34% en 2030.

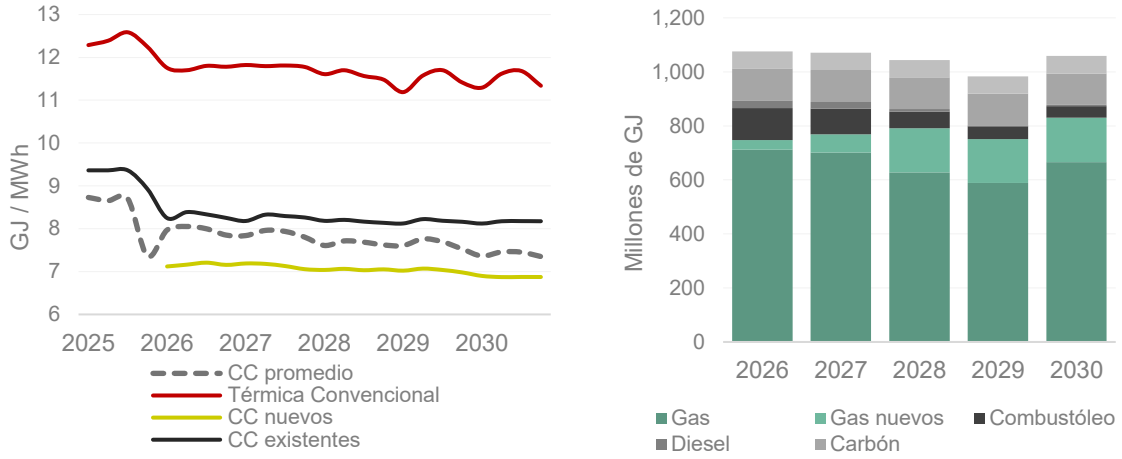
Figura 41. Generación por tecnología de CFE: 2026-2030



Fuente: CFE

La incorporación de nueva capacidad firme y ciclos combinados de última generación permitirá sustituir progresivamente generación proveniente de centrales térmicas convencionales menos eficientes. Este reemplazo tecnológico prácticamente duplica la eficiencia energética de la generación desplazada, reduciendo el consumo de combustibles, los costos variables de generación y las emisiones asociadas.

Figura 42. Eficiencia Térmica CFE: Ciclos Combinados y Térmicas Convencionales (izquierda) y Consumos de Combustibles Fósiles CFE (derecha)



Fuente: CFE.

En conjunto, estos beneficios contribuyen a preservar la estabilidad tarifaria para la población, garantizando un suministro eléctrico más competitivo, confiable y sostenible en el largo plazo.

10.2.3. Red Nacional de Transmisión: Nuevas líneas o refuerzos

Desde 2015, la SENER ha instruido la construcción de diferentes obras, con base en las propuestas realizadas por CENACE. A la fecha, se cuenta con la instrucción de 271 proyectos de transmisión, de los cuales, al cierre de 2025 se encuentran en operación 52 proyectos y para el periodo 2026-2030 se tiene prevista la entrada en operación de 175 proyectos, adicionando al sistema 7,545 km en líneas de transmisión a la Red Nacional de Transmisión (RNT), 22,832 MVA de capacidad de transformación y 13,595 MVA de compensación reactiva.

Tabla 15. Proyectos de Transmisión: 2026-2030

Etapa	Proyectos Instruidos	Metas Físicas		
		km-c	MVA	MVAr
Actividades Previas	3	413	375	1,357
Por Concursar	35	2,645	7,905	1,405
En Concurso	30	538	4,500	4,002
En Construcción	55	3,475	6,543	5,562
Concluidos y en Operación	52	474.4	3,508	1,268
Total	175	7,545	22,832	13,595

Fuente: CFE mayo 2026

La RNT actual se ha desarrollado principalmente por CFE. Para llevar a cabo expansión de la Red Eléctrica se considera la magnitud y dispersión geográfica de la demanda, así como la ubicación de las centrales de generación.

Al cierre de 2025, la RNT está compuesta por 56,729 kilómetros de líneas de transmisión con niveles de tensión de 161 kV hasta 400 kV, y 54,466 kilómetros con niveles de tensión desde 69 kV hasta 138 kV. Por lo que respecta a la capacidad de transformación, la RNT cuenta con 118,343 bancos de transformación. Para el periodo 2026-2030 se tiene prevista la entrada en operación de 123 proyectos de transmisión, adicionando a la RNT 7,545 km-c de líneas y 22,832 MVA de capacidad de transformación.

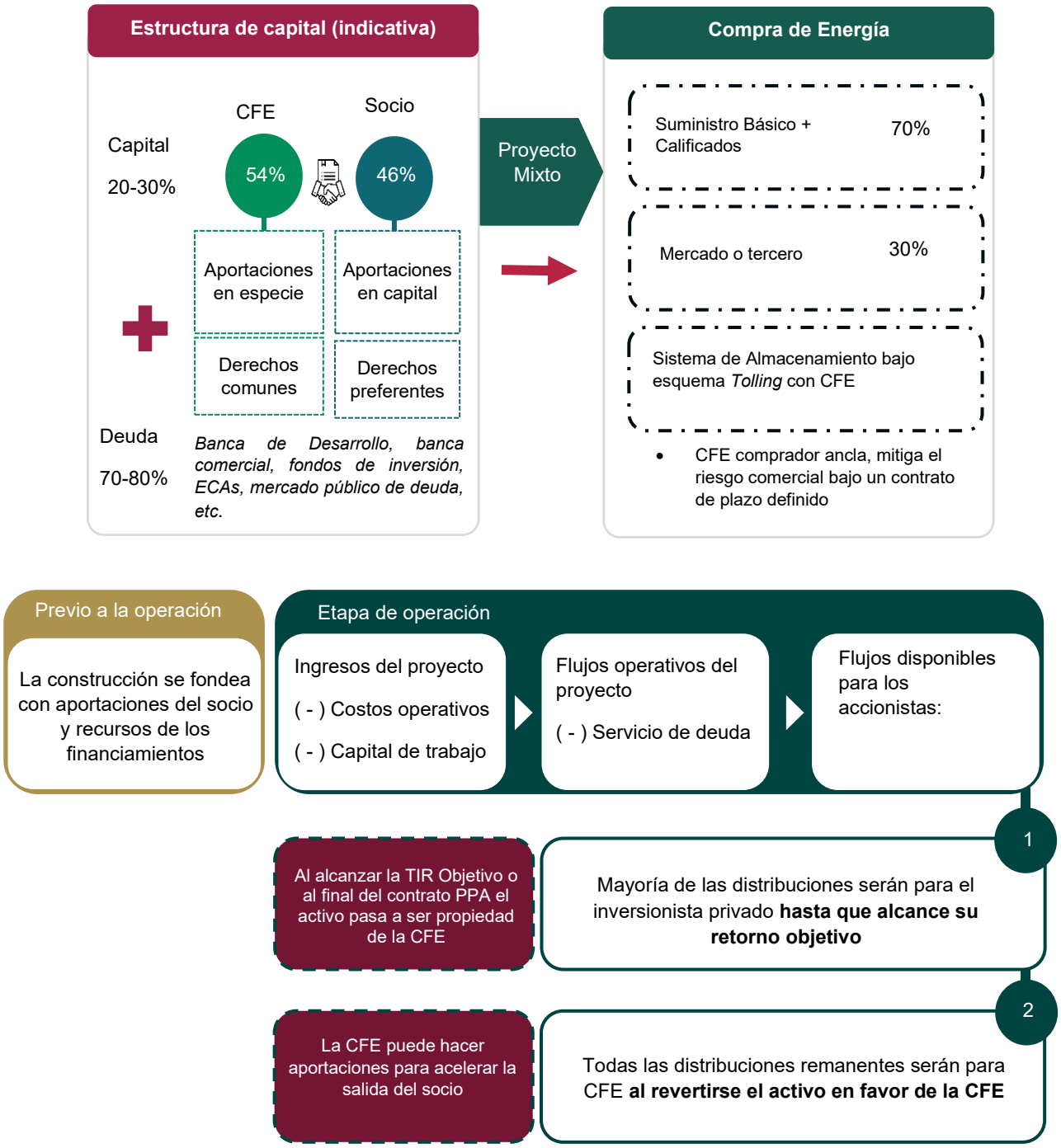
11. Esquema de Financiamiento: Plan de Expansión CFE 2026-2030

El Plan de Expansión está orientado a fortalecer la infraestructura eléctrica del país mediante una estructura financiera que combina recursos propios, instrumentos de mercado y participación privada. Este enfoque se centra en dos pilares fundamentales: los Esquemas Mixtos de Inversión para la infraestructura de generación y la FIBRA E para las redes de transmisión. Estos mecanismos permiten ampliar la capacidad instalada y modernizar la red de transmisión sin comprometer la solidez financiera de la CFE.

Derivado de la expedición de la Ley del Sector Eléctrico en 2025, la CFE cuenta con la facultad de asociarse con particulares para formar sociedades mixtas, previendo dos figuras: inversiones mixtas y Productor de Largo Plazo (PLP). En inversiones mixtas, la participación de CFE debe ser de al menos el 54%, y el 46% para el socio. Mediante este mecanismo, la CFE pretende financiar la construcción de proyectos de generación eléctrica basados en tecnologías renovables. Las sociedades mixtas considerarán un control conjunto entre la CFE y el socio, evitando la consolidación de deuda dentro del balance de la CFE. La aportación CFE del 54% del capital común de la sociedad se debe tener hasta 180 días después de que la planta entre en operación. El PLP es una figura en la cual la inversión corre a cargo del privado, la CFE se compromete a adquirir la energía generada, considerando la transferencia del 100% de activos al final del periodo contractual.

En inversiones mixtas, el monto aproximado de inversión es de ~16.7 mil millones de dólares (~335 mmdp) con una capacidad instalada de 13.8 GW. Se considera que la inversión de estos proyectos provendrá de financiamiento obtenido por la nueva sociedad mixta (70-80% de monto total de inversión), y capital de CFE y socio.

Figura 43. Estructura y cascada de flujos de las inversiones mixtas



Fuente: CFE

Durante el último trimestre de 2025, el Consejo de Administración de CFE autorizó los lineamientos internos que regulan los esquemas de desarrollo mixto. Los lineamientos regulan el proceso en el cual se evaluarán los proyectos propuestos para desarrollo mixto, así como el procedimiento por el cual se seleccionará al socio.

- Para la aprobación de los proyectos, la Dirección de Finanzas elaboró términos de referencias indicativos sobre los contratos que regirán a las nuevas sociedades, incluyendo el acuerdo de beneficiarios, contrato de compraventa de energía y contrato de operación y mantenimiento.
- La estructura plasmada tiene el objetivo de que CFE no consolide la deuda requerida para el desarrollo de estos proyectos de generación.

Con estos proyectos, se espera satisfacer el crecimiento de la demanda durante los próximos años mediante el desarrollo de proyectos de carga firme y energías renovables, a la vez que se conserva la solidez financiera mediante mecanismos de financiamiento fuera de balance.

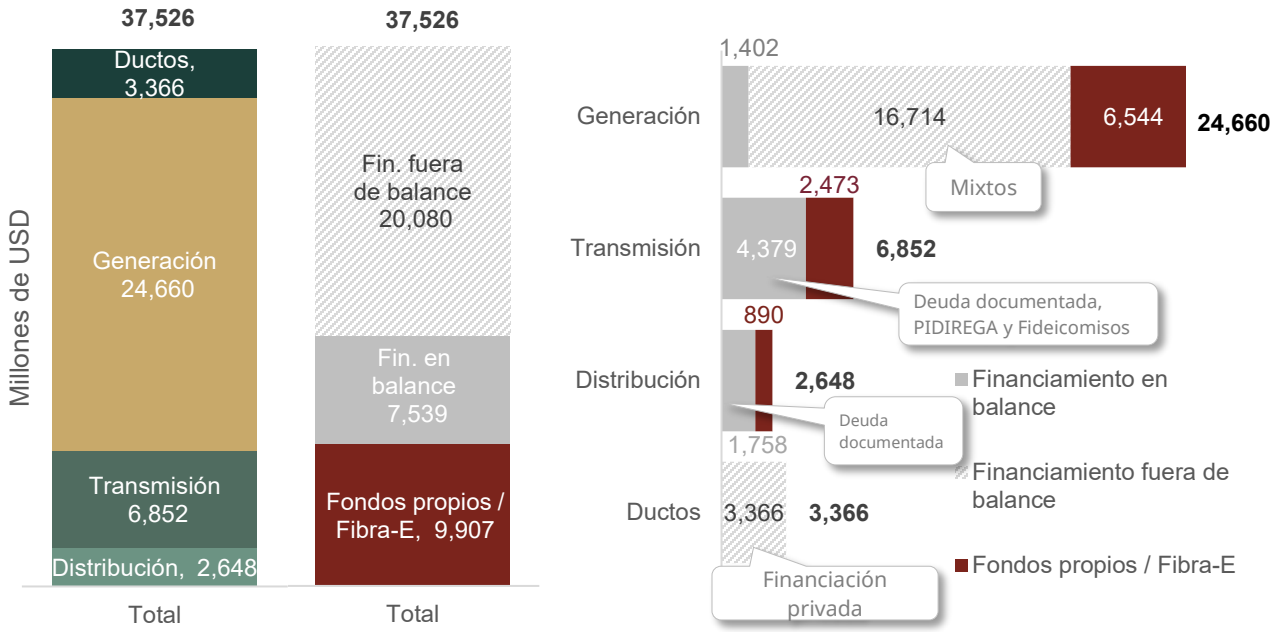
Respecto a Transmisión, en septiembre de 2025 se realizó la colocación del primer bono de la Fibra E por un monto de 725 millones de dólares y un plazo de 15 años. En la transacción participaron 240 inversionistas internacionales con órdenes de compra provenientes de diversas regiones geográficas. Dado lo atractivo que es el instrumento para el mercado y para la CFE, se espera su uso a lo largo de la presente Administración como instrumento de fondeo para el Plan de Expansión para financiar un portafolio estimado de 58 proyectos de transmisión.

La inversión considerada para Transmisión es de aproximadamente 6.9 mil millones de dólares (~132 mmdp) y entre sus objetivos se encuentran la instalación de 7,545 km en nuevas líneas de transmisión y el aumento de la capacidad y la capacidad de compensación mediante 175 proyectos. Los mecanismos de financiamiento serán la Fibra-E con unos 2.5 miles de millones de dólares (~48 mmdp), así como otros mecanismos de financiamiento por unos 4.4 mil millones de dólares (~84 mmdp).

La inversión en Distribución se estima en unos 2.6 mil millones de dólares (~52 mmdp) e incluye proyectos de modernización de la red de distribución, expansión de subestaciones y proyectos relacionados con la justicia energética. Se estima que la inversión en distribución se financie con deuda documentada en balance y fondos propios (incluyendo el Fondo de Servicio Universal Energético, FSUE).

La Figura 44 muestra la estructura de la inversión en dólares de EUA por tipo de financiamiento para cada uno de los sectores de generación, transmisión, distribución y nuevos gasoductos, así como su distribución al interior de cada proceso.

Figura 44. Estructura inversión y financiamiento del Plan Fortalecimiento y del Plan de Expansión 2026-2030 (excluye mantenimientos). Nota: distribución también incluye las inversiones de TEIT



Actividad	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Generación	**2,848**	**8,183**	**7,515**	**5,022**	**1,092**	**24,660**
Financiamiento en Balance	2,041	2,657	1,113	1,042	1,092	7,946
Financiamiento fuera de Balance (Mixtos)	807	5,526	6,402	3,980	0	16,714
Transmisión	**2,488**	**2,267**	**1,532**	**383**	**183**	**6,852**
Recursos Propios/ Fibra E	553	1,135	417	185	183	2,473
Fideicomisos	489	87	84	15	0	675
PIDIREGAS	1,446	1,044	1,031	183	0	3,704
Distribución	**639**	**856**	**795**	**358**	**0**	**2,648**
Recursos Propios	639	856	795	358	0	2,648
Gasoductos	**1,632**	**1,189**	**478**	**68**	**0**	**3,366**
Total	**7,606**	**12,494**	**10,320**	**5,831**	**1,275**	**37,526**

Fuente: CFE

11.1. Proyectos de Inversión por Proceso, Montos y Tipo de Financiamiento

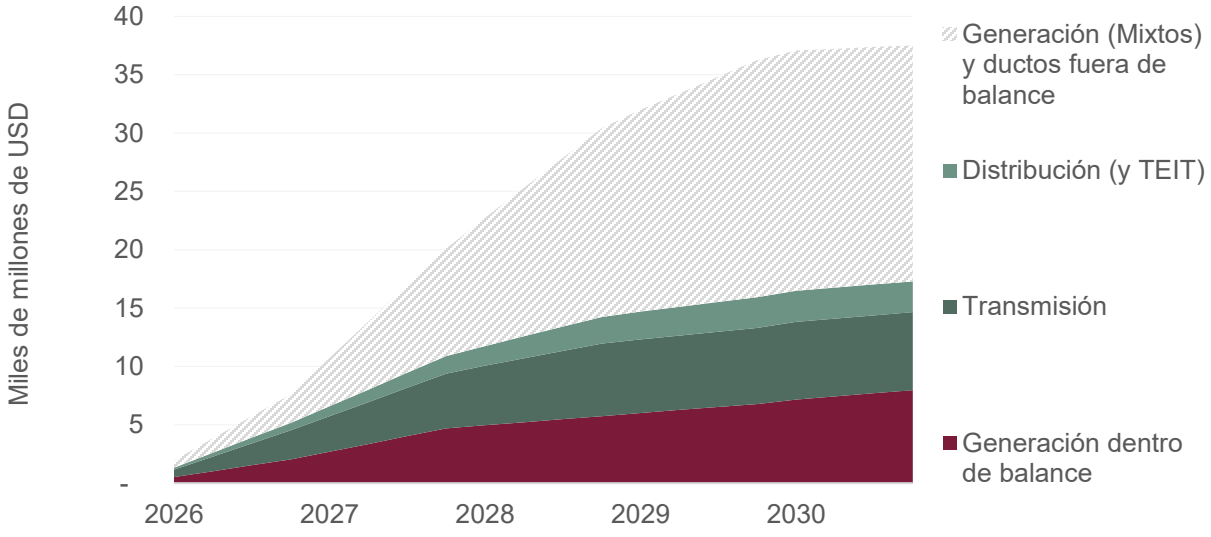
El incremento de capacidad determinado en Plan de Expansión implica un ciclo de inversión intensivo, con una inversión acumulada a 2030 de 740 mil millones de pesos (~37.5 miles de millones de dólares de generación, transmisión, distribución y ductos mencionados anteriormente), lo que posiciona al sector eléctrico como uno de los principales destinos de capital público en el país en los próximos años.

Más de la mitad de estas inversiones serían financiadas fuera del balance de CFE (54%) para mantener una estructura financiera de CFE saludable. Estas inversiones fuera de balance son en su mayoría proyectos mixtos de energía renovable, con una componente de ciclos combinados financiados a través del Fideicomiso Maestro de Inversión (FMI), otra componente financiada a través de distintos fideicomisos (Fortasen, FIEL, FPGC, Transmisión), y una parte menor financiada por Productores de Largo Plazo (PLPs) y ductos privados.

De la otra mitad financiada dentro de balance, unos ~17.4 mmdd, la mayoría estaría destinada a renovar y ampliar la red de transmisión. Otra parte estaría destinada a renovar y ampliar la red de distribución, y una menor parte estaría destinada a los ciclos combinados de nueva construcción.

Esta inversión consolidada en balance se planea financiar principalmente con emisiones de deuda de más de ~7.5 mmdd y con una emisión de Fibra-E de ~2.5 mmdd para financiar una parte de las inversiones de Transmisión.

Figura 45. Inversión acumulada del Plan Fortalecimiento y del Plan de Expansión 2026-2030 por tipología de inversión (excluye mantenimientos)



Fuente: CFE

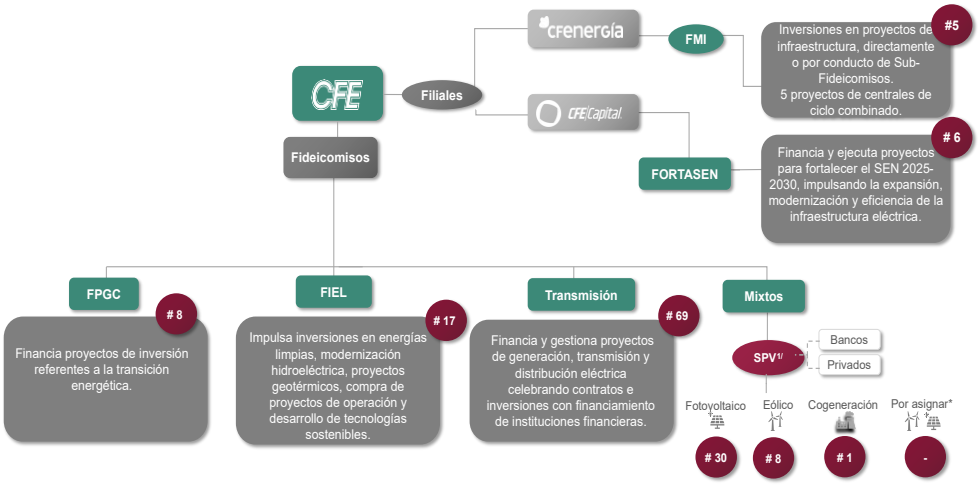
11.1.1. Estatus Actual Fideicomisos

La CFE cuenta con seis fideicomisos mediante los que se financian algunos de los proyectos de infraestructura eléctrica de la cadena de valor: generación, transmisión y distribución. Dichos Fideicomisos son los siguientes: Fideicomiso Maestro de Inversión (FMI), Fideicomiso Plan de Fortalecimiento y Expansión del Sistema Eléctrico Nacional (FORTASEN) Fideicomiso de Proyectos de Generación Convencional (FPGC), Fideicomiso de Energías Limpias (FIEL), Fideicomiso de Transmisión (Transmisión) y Fideicomiso de Proyectos Mixtos.

Los Fideicomisos son utilizados para financiar gran parte del plan de Expansión y Fortalecimiento, ya que facilitan los tiempos de ejecución y no impactan el balance presupuestal de la CFE y, el techo de endeudamiento público:

- Mediante el FMI se llevaron a cabo cinco proyectos de generación de ciclo combinado durante la administración anterior.
- Mediante el FORTASEN se desarrollan seis proyectos de generación de tecnologías convencionales, financiados principalmente a través de la monetización de activos,
- A través del Fideicomiso FPGC se financió la construcción de ocho proyectos de generación convencional durante la administración anterior.
- Mediante el FIEL se desarrollarán diecisiete proyectos de generación renovable, y se realizarán aportaciones a los proyectos a ser desarrollados a través de inversiones mixtas.
- La ejecución de 69 nuevos proyectos de Transmisión se contempla sea realizada a través del Fideicomiso de Transmisión, el financiamiento provendrá principalmente de transacciones de la Fibra E.
- A través de esquemas mixtos se desarrollan 39 proyectos asignados de energías renovables más otro bloque pendiente de ser asignado.

Figura 46. Vehículos de inversión del Plan de Expansión



*Nota: Se pretende financiar aproximadamente 69 proyectos del Plan de Expansión de Transmisión mediante este Fideicomiso (12 proyectos actualmente en ejecución).
1/ Vehículo de Propósito Especial (SPV, por sus siglas en inglés) es una entidad legal independiente creada para mantener act ivos o pasivos específicos y aislar el riesgo financiero.

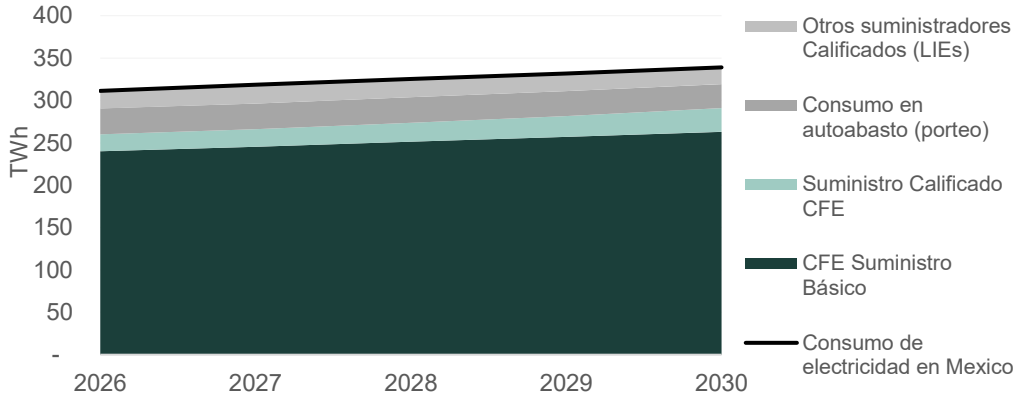
Fuente: CFE

12. Proyecciones CFE Suministro Básico

12.1. Pronóstico de Compras e Ingresos de CFE Suministro Básico

Las ventas de electricidad, entendidas como el consumo final atendido por los suministradores, muestran una trayectoria de crecimiento sostenido a lo largo del horizonte de proyección, en línea con el incremento de la demanda energética del país. En este contexto, CFE Suministro Básico mantiene una participación predominante en el suministro, concentrando la mayor parte de las ventas, mientras que el resto se distribuye entre CFE Suministrador de Servicios Calificados, las cargas bajo esquemas legado de figura de Contrato de Interconexión Legado (autoabasto remoto) y otros suministradores calificados.

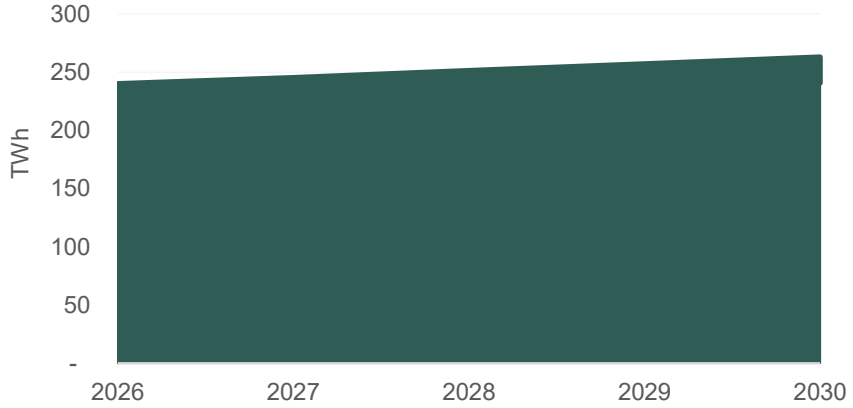
Figura 47. Consumo final de electricidad 2026-2030



Fuente: CFE

En particular, se observa que las ventas de CFE Suministro Básico crecen de 240 TWh en 2026 a 263 TWh en 2030, es decir, un incremento de 23 TWh (tasa promedio anual de 2%). Esto refleja tanto la dinámica de la actividad productiva como el comportamiento del consumo eléctrico en el país.

Figura 48. Energía vendida por CFE Suministro Básico



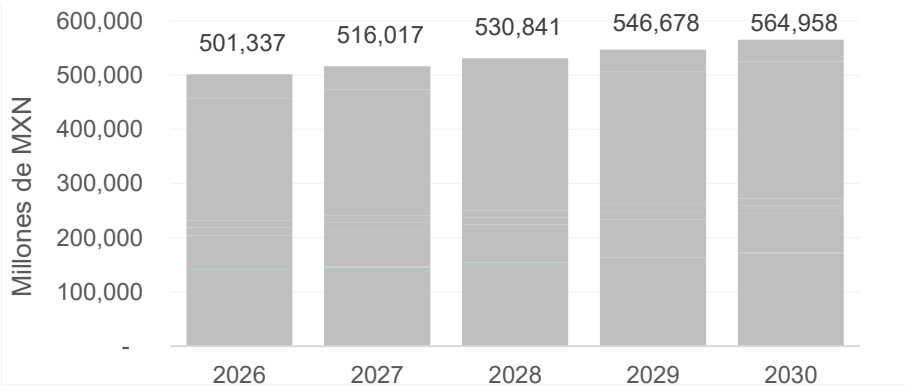
Fuente: CFE

Las tarifas finales para el suministro básico se determinan con base en los costos reales y eficientes para proveer el suministro básico, incluyendo los costos de generación (por las

compras en el Mercado, las Subastas y los Contratos de Cobertura Eléctrica) más los costos de las tarifas reguladas de transmisión, distribución operación de los suministradores de servicios básicos, operación del CENACE y de los servicios conexos no incluidos en el MEM establecidas y reguladas por la Comisión Nacional de Energía (CNE). Además, existen tarifas subsidiadas determinadas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) para los usuarios domésticos de bajo consumo y las tarifas de riego agrícola.

La metodología de la CNE agrupa a los usuarios de acuerdo con sus características de consumo, nivel de demanda (pequeña y gran demanda), nivel de tensión al que se conectan (baja, media y alta) y tipo de medición con el que cuentan (ordinaria y horaria). De manera mensual, la CNE publica la memoria de cálculo de las Tarifas finales de CFE y expide mediante acuerdo las Tarifas Finales del Suministro Básico que serán aplicables.
En este contexto, resultado del pronóstico tarifario por sector aplicando la metodología vigente y el consumo final esperado, se estima que CFE Suministro Básico registre niveles superiores a los 560 mil millones de pesos hacia 2030, siendo el sector de media tensión el principal contribuyente a dichos ingresos.

Figura 49. Ingresos en flujo de efectivo de CFE Suministro Básico

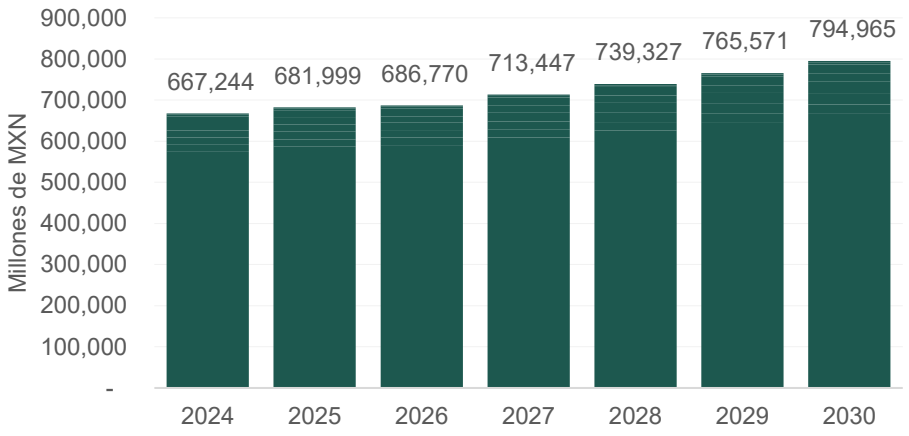


Fuente: CFE

13. Proyecciones financieras consolidadas de la CFE

Los ingresos consolidados de la CFE muestran una trayectoria de crecimiento sostenido y robusto, sustentados principalmente por las ventas de electricidad de CFE Suministro Básico[13], que continúa consolidándose como la principal fuente de ingresos y presenta una expansión constante hacia 2030. Si bien otros segmentos como transmisión, distribución y empresas filiales también registran crecimiento, su contribución relativa no modifica de manera significativa la concentración de ingresos, manteniéndose CFE Suministro Básico como el pilar central del desempeño económico de la CFE.

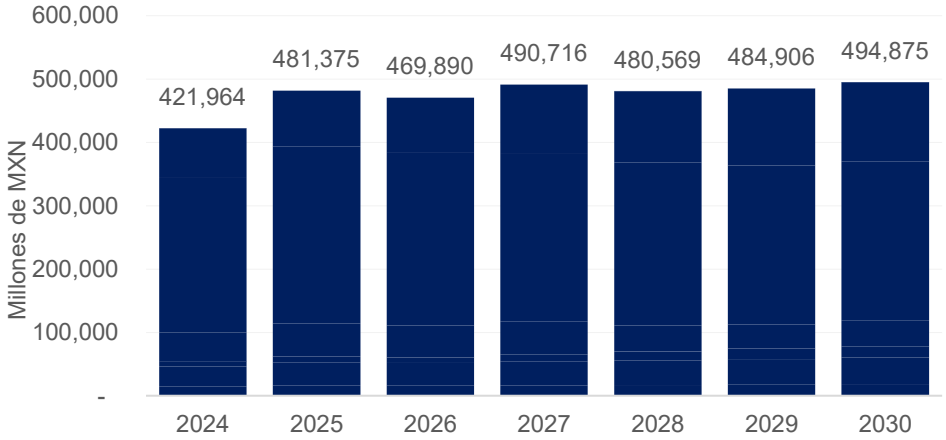
Figura 50. Ingresos consolidados de CFE



Fuente: CFE

Los costos, por su parte, se espera que se mantengan en el tiempo a la vez que los ingresos crecen, propiciando un aumento en el EBITDA en el tiempo debido a ahorros por combustibles debido a la penetración de renovables y centrales de mayor eficiencia.

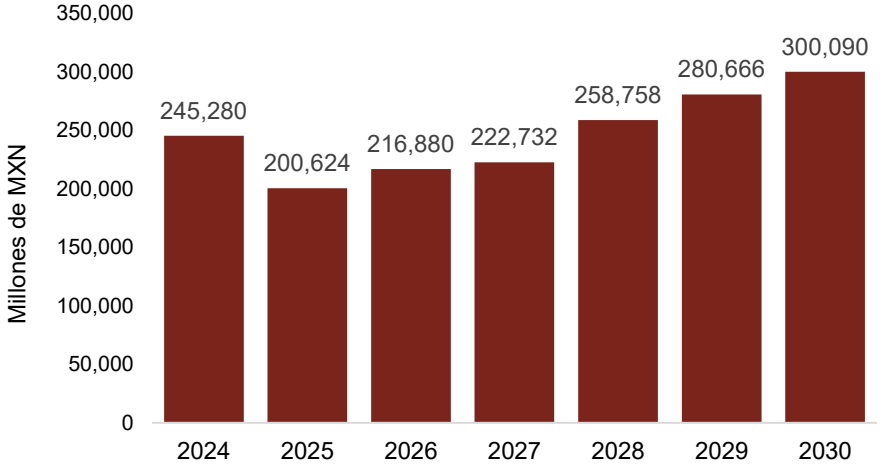
Figura 51. Costos consolidados de CFE



Fuente: CFE

[13] Ahora Coordinación Comercial, una vez desaparecida la subsidiaria a cargo.

Figura 52. EBITDA consolidado de CFE

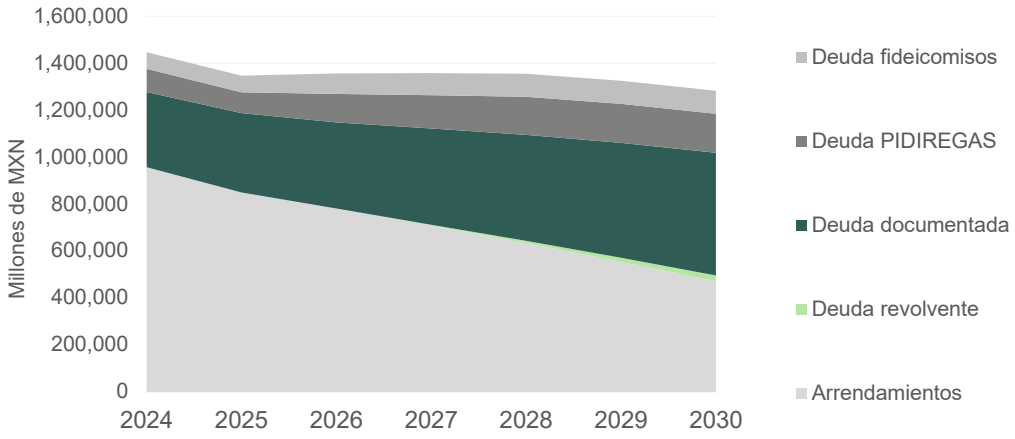


Fuente: CFE

Las proyecciones de costos consolidados y EBITDA reflejan los beneficios derivados de la estrategia de modernización del parque de generación. En particular, la integración de nuevas centrales de ciclo combinado, junto con el incremento en la participación de fuentes renovables, no solo contribuirá a reducir la dependencia de combustibles fósiles y fortalecer la independencia energética, sino que también permitirá una disminución en los costos de generación debido a mayores eficiencias térmicas y operativas. Estas mejoras se traducen en una estructura de costos más competitiva, lo que se ve reflejado directamente en un incremento sostenido del EBITDA proyectado, evidenciando una mayor rentabilidad y solidez financiera para la CFE en el mediano y largo plazo.

En lo que respecta a la deuda, vale la pena destacar dos resultados esperados, 1) una disminución de la deuda en su conjunto debido a los mecanismos fuera de balance que permiten preservar la salud financiera de la CFE y, 2) una recomposición de arrendamientos que baja de 65% a 37%, que representa deuda con productores externos hacia deuda financiera que pasa de 34% a 63% que proviene de mercados de capitales públicos y competitivos y que captura la mayor inversión de CFE en proyectos propios contribuyendo al objetivo de soberanía energética.

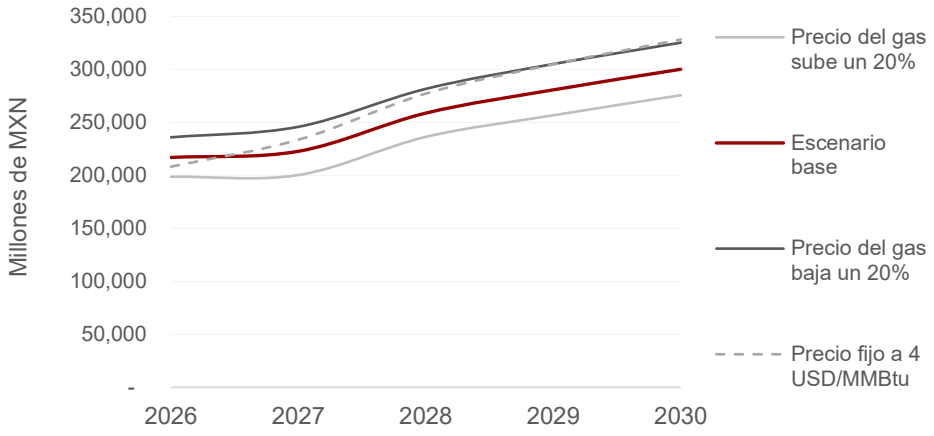
Figura 53. Proyecciones de deuda y arrendamientos de CFE



Fuente: CFE

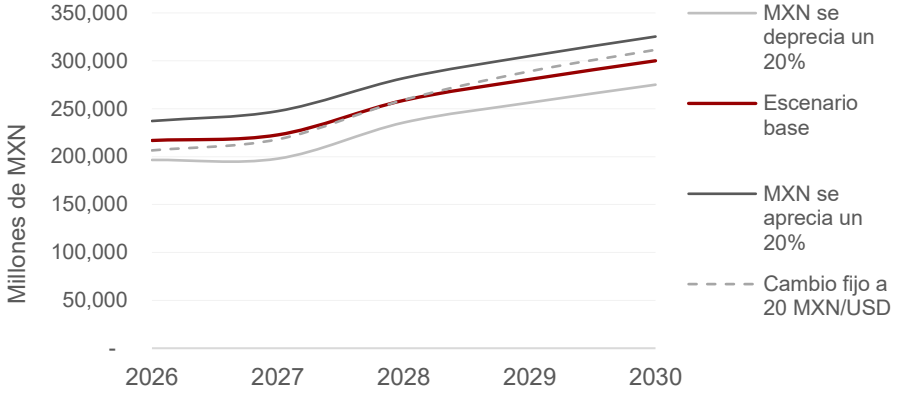
Dado que dos de las principales variables macroeconómicas de CFE son el precio del gas, y el tipo de cambio pesos por dólar, a continuación, se muestra la resiliencia del EBITDA respecto a variaciones en ambas, siendo especialmente sensible a movimientos en el tipo de cambio por la compra de gas y gasoductos en dólares.

Figura 54. Sensibilidad del EBITDA a precios del gas



Fuente: CFE

Figura 55. Sensibilidad del EBITDA al tipo de cambio USD/MXN



Fuente: CFE

13.1. Proyecciones Financieras de CFE: sólida generación de caja y mejora estructural de márgenes

Las proyecciones financieras proyectadas hasta 2030 de CFE reflejan una trayectoria financiera de mejora sostenida y una CFE en proceso de transformación financiera con ingresos crecientes y regulados, márgenes en expansión, inversión fuera de balance y generación de caja libre que se consolida hacia el final del período, configurando un perfil cada vez más atractivo para el inversor con horizonte de medio plazo.

- Crecimiento visible en ingresos. La base de ingresos de CFE muestra una expansión estable pasando de ~687 mil millones de MXN en 2026 a ~795 mil millones de MXN en 2030. Esta visibilidad está respaldada por la naturaleza regulada del negocio de suministro básico, que constituye la columna vertebral de los ingresos y otorga un perfil de flujos con baja volatilidad estructural.

- Fluctuaciones en el EBITDA. El EBITDA del período pasa de: entre ~217 mil millones de MXN en 2026 a ~300 mil millones de MXN en 2030. Estas variaciones se explican, además de por el crecimiento en ingresos, por la variación en los precios de los combustibles, principal variable de costos de la CFE, que determina variaciones sustanciales de márgenes.

- Perfil de inversión decreciente. El requerimiento de inversiones del período muestra una tendencia descendente, al empezarse a construir los activos más intensivos en capital los primeros años mientras que el crecimiento futuro de capacidad se canaliza en mayor medida a través de proyectos mixtos fuera de balance, que no consumen capital directo de CFE y permiten liberar caja para otros usos.

- Gestión diversificada del pasivo. La estructura de financiamiento es diversificada incluyendo financiamiento con arrendamientos y deuda dentro y fuera de balance. El peso de los arrendamientos se reduce gradualmente conforme se amortizan, y aunque el costo financiero es elevado en el tramo central del período, la combinación de mayor EBITDA y menor deuda neta propicia una mejora del ratio de apalancamiento a lo largo del horizonte proyectado, reforzando la sostenibilidad del balance.

- Principales variables de sensibilidad. Los resultados son sensibles al precio del gas natural y al tipo de cambio MXN/USD, dado que una parte relevante de los costos de generación y transporte de gas se denomina en dólares.

Conclusión

El esfuerzo inédito que está realizando la CFE, en conjunto con el Gobierno Federal, para la planeación y ejecución del Plan de Expansión dará como resultado consolidar el papel de la CFE como empresa pública, democratizando el acceso a la energía de la mano de la planeación estratégica y el trabajo conjunto entre los sectores público y privado.

El Plan de Expansión 2026-2030 fortalece la seguridad y soberanía energética del país, incorporando nueva capacidad de generación, ampliando la red de transmisión y modernizando la infraestructura de distribución para atender a más usuarios y regiones estratégicas.

La transición energética y la confiabilidad del sistema avanzan de manera complementaria, mediante la incorporación de energías renovables, tecnología eficiente de ciclo combinado y obras de transmisión que facilitan la integración de nueva capacidad limpia.

La combinación de inversión productiva y disciplina financiera permitirá a la CFE alcanzar sus objetivos operativos, sociales y ambientales, manteniendo indicadores financieros saludables, fortaleciendo su capacidad de generación de valor y preservando su sostenibilidad de largo plazo.