

4

Programas Indicativos para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE)



Torres de transmisión, Tula. Hidalgo. **Central eólica,** Istmo de Tehuantepec, Oaxaca.
Comisión Federal de Electricidad.

En cumplimiento con los artículos 11, fracción XII y el artículo 13 de la LIE, la SENER desarrolla los Programas Indicativos para la Instalación y Retiro de las Centrales Eléctricas (PIIRCE), cuyos aspectos relevantes se incorporan en el Programa de Desarrollo del SEN.

Dado que el PRODESEN debe cumplir con el objetivo de ley de plasmar en un documento el análisis y planificación de las obras necesarias para contar con suficiente energía eléctrica, equipos y redes eléctricas para satisfacer la demanda de cada Usuario Final de electricidad en el país, este capítulo presenta los elementos relevantes del PIIRCE respecto de la instalación y el retiro de Centrales Eléctricas con base en proyecciones estadísticas y planteando escenarios factibles.

Atendiendo a lo establecido en el artículo 5 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica para la elaboración de este documento se consideraron:

“ ...

I. Los pronósticos de la demanda eléctrica y los precios de los insumos primarios de la Industria Eléctrica;

II. La coordinación de los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas con el desarrollo de los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución;

III. La política de Confiabilidad establecida por la Secretaría;

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

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

...”

De acuerdo con lo establecido en el artículo 7 del RLIE, *Los Programas Indicativos para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas no serán requisito para la instalación o retiro de Centrales Eléctricas, y no generarán el derecho a obtener una autorización, permiso, derecho o garantía de resultados económicos o financieros esperados para las Centrales Eléctricas que se instalen o pretendan instalarse en congruencia con dichos programas*, por lo que queda de manifiesto el carácter indicativo de este programa, que en consecuencia no implica requisitos ni garantías.

Para la definición de estos programas, se llevó a cabo una revisión de los proyectos de generación, con el fin de determinar aquellos más factibles de llevarse a cabo, así mismo, considerando lo establecido en el PND 2019-2024 en el rubro de Economía, se consideraron los proyectos estratégicos de generación de energía eléctrica que tienen por objeto la recuperación de la capacidad de generación de la CFE.

En la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal (LOAPF), en su artículo 33, se establece que a la SENER le corresponde *“establecer, conducir y coordinar la política energética del país, [...] con prioridad en la seguridad y diversificación energética, ahorro de energía y protección al medio ambiente, para lo cual podrá, entre otras acciones y en términos las disposiciones aplicables, coordinar, realizar y promover programas, proyectos, estudios e investigaciones sobre las materias de su competencia,”* como los que nos ocupan, incluyendo la Planeación energética a mediano y largo plazo, así como fijar las directrices económicas y sociales del sector energético nacional, e igualmente establecer mecanismos de coordinación con el CENACE.

Donde la Planeación energética deberá atender criterios de soberanía y seguridad energéticas, con el mejoramiento de la productividad energética, la diversificación de las fuentes de combustibles, la reducción progresiva de impacto ambiental de la producción y consumo de energía, con una mayor participación de las energías renovables en el balance energético nacional, siempre satisfaciendo las necesidades de energía de la población y



fortaleciendo a las Empresas Productivas del Estado del sector energético.

Para lo anterior, la SENER fija la política para establecer nuevas Centrales Eléctricas tendientes a satisfacer las necesidades del país, donde el PIIRCE descrito en este Capítulo con base a la Política de Confiabilidad vigente, a los Criterios establecidos en el PRODESEN 2023-2037; y sujeto a que el PIIRCE debe cumplir con minimizar la suma de los costos de inversión, la penalización por la energía no suministrada (Política de Confiabilidad), el valor esperado de los costos por: consumo de combustible, costos fijos y variables de operación y mantenimiento de las Centrales Eléctricas y de Transmisión, las externalidades (cumplimiento de reducción de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero), el uso de agua de los embalses de Centrales Hidroeléctricas, el costo por vertimiento de generación, y la incorporación gradual de energías limpias.

4.1 GENERACIÓN DISTRIBUIDA (GD)

El PND 2019 – 2024 establece que “la nueva política energética del Estado mexicano impulsará el desarrollo sostenible mediante la incorporación de poblaciones y comunidades a la producción de energía eléctrica con fuentes renovables, mismas que serán fundamentales para dotar de electricidad a las pequeñas comunidades aisladas que aún carecen de ella y que suman unos dos millones de habitantes”, ya que el Suministro Eléctrico trae consigo beneficios sociales, tales como salud, vivienda y educación, condiciones que en su conjunto ayudan a las poblaciones rurales a disminuir la situación de pobreza y a elevar la calidad de vida de sus habitantes.

La propuesta de instalación de GD en México considera las entidades federativas con municipios que tienen menos de 2,500 habitantes³⁰ (comunidades rurales), con altos porcentajes de población en situación de pobreza³¹ y con viviendas que no disponen de Suministro Eléctrico y que cuentan con 1.0% o menos del total de paneles solares instalados³².

La integración de GD, principalmente de los sistemas de GD-FV, en los Sistemas Eléctricos

³⁰ www.cuentame.inegi.org.mx.

³¹ www.coneval.org.mx

³² www.coneval.org.mx

de Potencia debe tenerse en cuenta para la conformación de proyectos de Centrales Eléctricas, ya que plantea grandes retos para la elaboración de pronósticos de demanda y consumo, así como la interoperabilidad entre la RNT y las RGD en los programas de informática especializados para tal tarea.

Capacidad instalada acumulada de Generación Distribuida Fotovoltaica (GD-FV)

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

En el capítulo anterior se presentó la evolución estimada de la capacidad a instalar acumulada de GD-FV para los dos escenarios de crecimiento mencionados, donde se observa que para el escenario de Planeación para 2030 se estima un valor de 8,426 MW, lo que representa un crecimiento del 152.2% respecto del cierre de 2023, así como un crecimiento promedio anual de 726. MW. En caso de tener mayor dinamismo (escenario alterno), se estima que para 2030 se tenga una Capacidad Instalada de 11,466 MW y un crecimiento promedio anual de 1,160 MW de GD-FV. Para la elaboración del PIIRCE 2024-2038 se considera el escenario de Planeación.

Las disposiciones correspondiente a las acciones, instrumentos y mecanismos que emita la SENER y la CRE necesarios para el desarrollo eficiente y en términos de viabilidad económica de la GD-FV son fundamentales para el cumplimiento de las metas de Energías Limpias y Eficiencia Energética con este tipo de tecnología, ya que tiene 5 y 10 TWh de diferencia entre un crecimiento de Planeación y uno alterno con mayor velocidad en la implementación de GD-FV en 2030 y 2038 respectivamente, conllevaría a una significativa disminución en la producción de energía eléctrica generada por otros medios y a un consiguiente impacto en la Planeación de la expansión y modernización de la RNT y RGD, especialmente en la implementación de Redes Eléctricas Inteligentes en las RGD.

Mientras más dinámica sea la incorporación de la GD-FV y de otras tecnologías de GD, la Planeación y el control del SEN deberá modificarse en

concordancia con la actualización de los procesos y actividades para mantener y garantizar la operación del SEN.

El modelo de Planeación de la integración de la GD-FV deberá ir evolucionando en los siguientes ciclos de elaboración del PRODESEN, a medida que las tecnologías de almacenamiento, Redes Eléctricas Inteligentes e interoperabilidad sean más eficientes y reduzcan los costos de inversión.

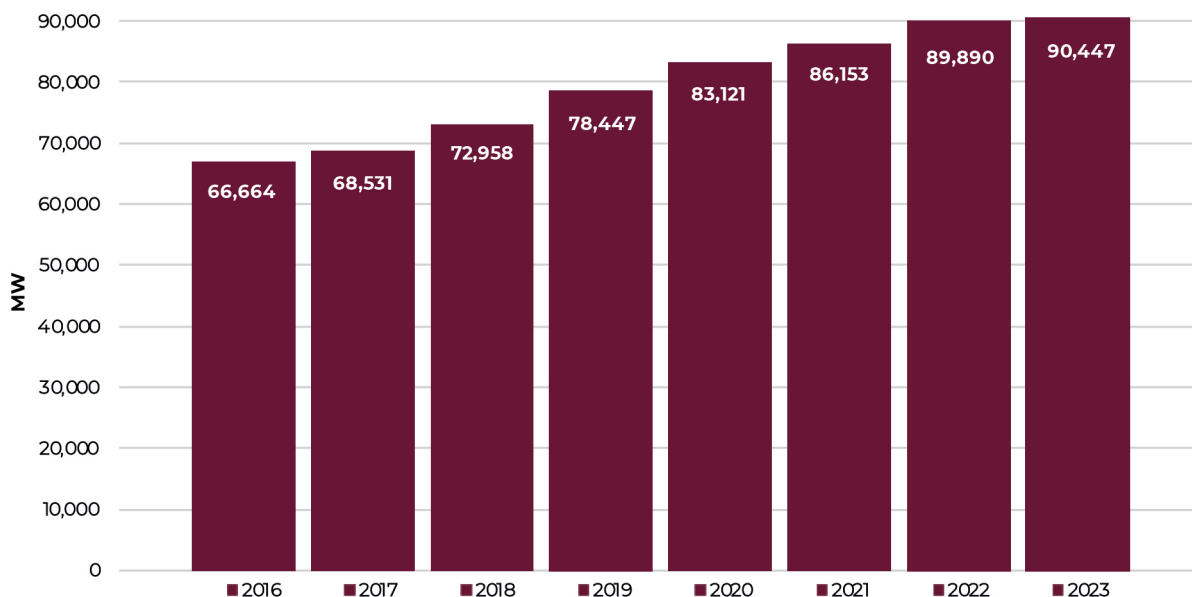
En el escenario de Planeación para el año 2038, se tiene una estimación de energía eléctrica producida en el SEN de 525,151 GWh y una producción de energía con GD-FV de 21,631 GWh en el SEN, lo que representa el 4.1% del total generado, sin considerar el efecto de la reducción de pérdidas técnicas (I²R) porque no se tendría la necesidad de transmitir ni distribuir esta energía eléctrica por la RNT y las RGD. En caso de presentarse el escenario alternativo de mayor integración de la GD-FV, para el 2038 la producción de energía eléctrica por otras tecnologías en el SEN disminuirá en 10 TWh, lo que representaría una disminución del 1.98%, sin considerar el efecto de la reducción de pérdidas técnicas (I²R) por no transmitir ni distribuir esta energía eléctrica por la RNT y las RGD.

Por lo anteriormente descrito, la GD-FV tiene un impacto significativo en el PIIRCE ya que modifica el programa indicativo de instalación de Centrales Eléctricas, especialmente la incorporación gradual de energías limpias en la RNT.

4.2 PROGRAMA INDICATIVO DE INSTALACIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS

Entre 2019 y 2023, la capacidad de generación eléctrica instalada en México aumentó 13.5%, período en el que la producción de energía inyectada neta se incrementó en 9.0%, por lo que la Capacidad Instalada ha aumentado a un ritmo bastante superior al crecimiento del consumo, lo que habla de una Planeación que ha sabido anticiparse al futuro. En la Figura 4.1 puede observarse la evolución de la Capacidad Instalada en operación comercial de 2016 a 2023 en el SEN (incluye unidades de centrales eléctricas en prueba).

FIGURA 4.1. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA EN EL SEN 2016-2023 (MW), INCLUYE CENTRALES ELÉCTRICAS EN PRUEBAS



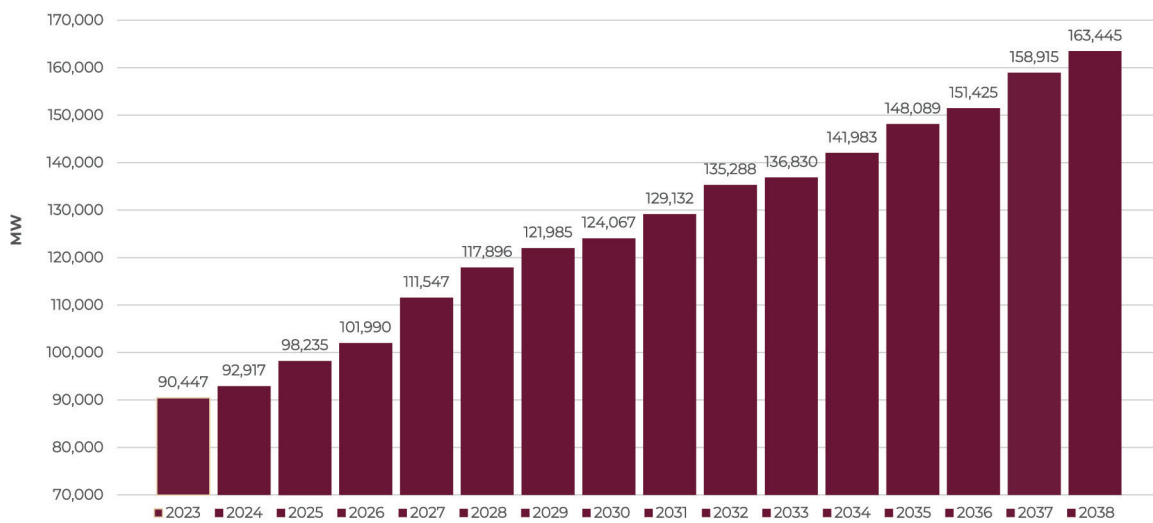
FUENTE: Elaboración propia con información de CRE, CENACE y CFE.

4.2.1 EVOLUCIÓN ESTIMADA DE LA CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA 2023-2038

Esta sección describe la evolución estimada acumulada de Capacidad Instalada del SEN de 2023 a 2038, tanto total como por tecnología. La Figura

4.2 presenta la evolución esperada de la capacidad total instalada (incluye Centrales Eléctricas en pruebas; no incluye capacidad de autoabasto local, abasto aislado, ni GD) en el SEN, considerando los proyectos firmes e indicativos para el periodo 2024 - 2038.

FIGURA 4.2 EVOLUCIÓN ESPERADA DE LA CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA 2023-2038 (MW), INCLUYE CENTRALES ELÉCTRICAS EN PRUEBAS



No incluye GD, abasto aislado, ni autoconsumo local.

FUENTE: Elaboración propia con información de CANACE y CFE.

El PIIRCE, toma como supuesto la revisión de los proyectos con Contrato de Interconexión, proyectos estratégicos de infraestructura y Centrales Eléctricas indicativas en consonancia con las metas de cumplimiento de la política energética nacional y la reducción de emisiones de GEI, considerando proyectos de generación flexibles con tecnologías convencionales y asíncronas con el objetivo de promover la instalación de los recursos suficientes para satisfacer el Suministro Eléctrico y garantizar la confiabilidad del SEN.

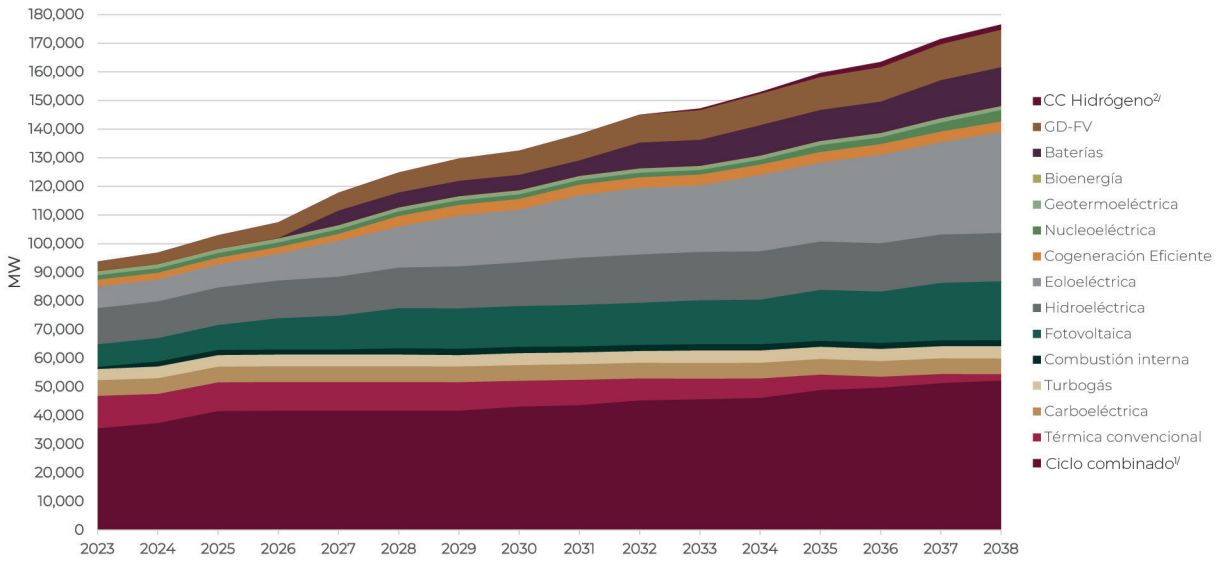
La Figura 4.3 muestra la Capacidad Instalada en operación comercial y pruebas al cierre de 2023, así como la evolución pronosticada de la capacidad a instalar por tipo de tecnología de generación con base al PIIRCE 2024-2038.

Es importante destacar que en 2023 el 39.2% de la Capacidad Instalada total (operación comercial,

pruebas y GD-FV, no incluye abasto aislado) es Energía Limpia y Almacenamiento con Baterías, y para el año 2038, esta participación se incrementará a 62.4%.

Para el periodo 2024-2027, sólo considera los proyectos firmes con Contrato de Interconexión y los considerados estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional del PND 2019-2024. A partir de 2028 se integran proyectos que resultan del proceso de optimización de mediano y largo plazo (de la simulación generada por programas estadísticos), cuyo objetivo es abastecer el Suministro Eléctrico y garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del SEN, así como el cumplimiento de metas de Energías Limpias establecidas en la LTE y la reducción de GEI de los compromisos internacionales, de tal manera que se minimice el costo total de la operación del SEN en el mediano y largo plazos.

FIGURA 4.3 EVOLUCIÓN ESPERADA DE LA CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA POR TECNOLOGÍA, 2024-2038 (MW)



^{1/} Considera la proporción de 75% de gas natural de los Ciclos Combinados con mezcla de hidrógeno y las conversiones de 12 proyectos de CC con 100% gas natural a: 75% de gas natural y 25% de hidrógeno.

^{2/} Considera Ciclos Combinados con mezcla de hidrógeno en una proporción de 25%.

FUENTE: Elaboración propia con información de CANACE y CFE.



Central fotovoltaica, Puerto Peñasco, Sonora.
Comisión Federal de Electricidad.

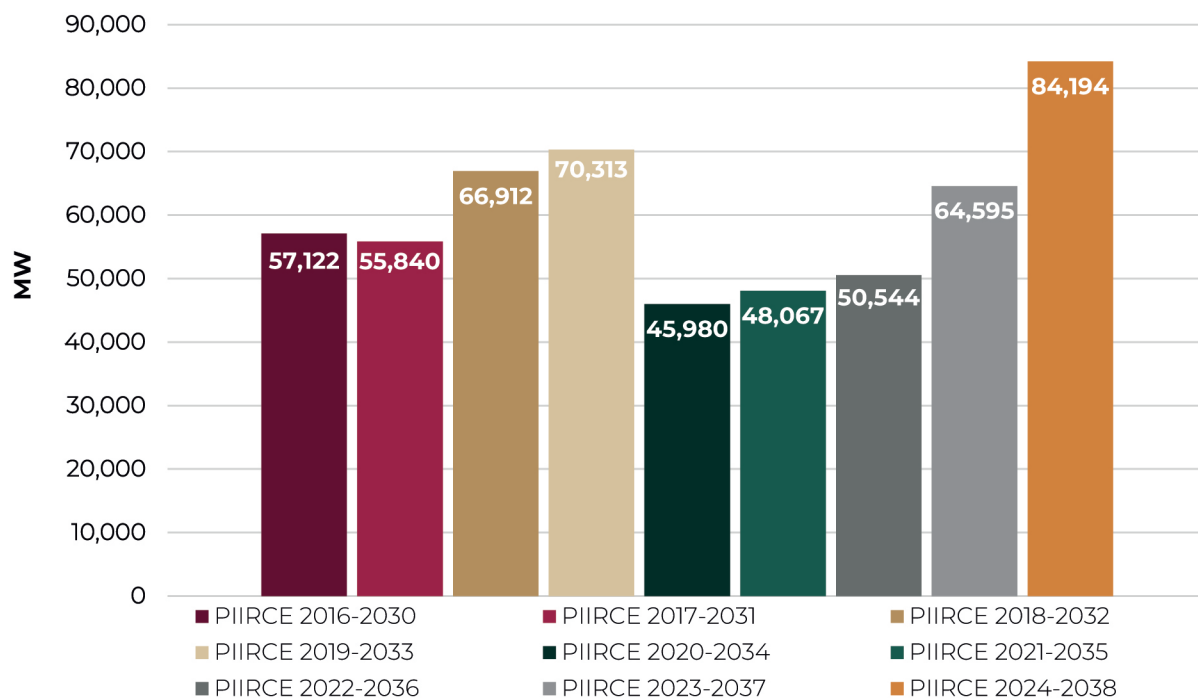


4.2.2 ADICIONES DE CAPACIDAD INSTALADA 2024-2038

Para el PIIRCE 2024 – 2038 se estima una adición neta de capacidad de generación de 84,194 MW, sin

considerar la Generación Distribuida. En la Figura 4.4, se muestran las adiciones de capacidad de generación estimadas en los distintos ejercicios del PIIRCE para los periodos 2016-2030, 2017-2031, 2018-2032, 2019-2033, 2020-2034, 2021-2035, 2022-2036, 2023-2037 y 2024-2038.

FIGURA 4.4 ADICIÓN DE CAPACIDAD ESTIMADA EN LOS EJERCICIOS DEL PIIRCE 2016-2030, 2017-2031, 2018-2032, 2019-2033, 2020-2034, 2021-2035, 2022-2036, 2023-2037 Y 2024-2038 (MW)



FUENTE: Elaboración propia con información de CANACE y CFE.

En la Figura 4.4 se observan variaciones significativas en la integración de capacidad entre los diferentes PIIRCE, esto se debe principalmente a la evolución esperada del pronóstico de demanda y consumo, escenarios de precios de combustibles, cumplimiento de metas de Energías Limpias, mitigación de emisiones de GEI, uso de hidrógeno verde en CCC, integración de generación nuclear, sistemas de almacenamiento, sustituciones, retiros y otras tecnologías de generación empleadas para satisfacer el Suministro Eléctrico.

Si bien se menciona a nivel mundial la producción de energía eléctrica con hidrógeno verde, es necesario su incorporación en sitios donde se tengan recursos naturales como sol, viento y agua, dados los grandes volúmenes de recurso hídrico,

de fuente primaria de energía solar y eólica para el proceso de electrólisis (aproximadamente nueve kilogramos de agua para producir un kilogramo de hidrógeno en condiciones ideales). La propuesta inicial para transportar el hidrógeno verde en forma de gas, para lo cual se espera adaptar parte de la infraestructura de gas natural, ya que construir gasoductos adicionales conlleva altos costos de capital, aunado a la parte ambiental. La red de gasoductos del Noroeste (Sonora y Sinaloa), Noreste (Tamaulipas), Istmo de Tehuantepec, Baja California y la península de Yucatán podrían ser utilizados, pues existe potencial renovable y se encuentran cerca de las costas. Situación similar se presenta en Baja California Sur, donde tiene grandes recursos naturales y necesidades de capacidad de generación eléctrica.

A su vez, aprovechando el desarrollo de la infraestructura en producción de hidrógeno verde, se analizó en este ejercicio del PIIRCE la conversión de 5,789 MW de capacidad de CC con una mezcla de 75% gas natural y 25% hidrógeno entre 2033-2036, y la incorporación de 1,829 MW en CC nuevos con esta mezcla de combustibles.

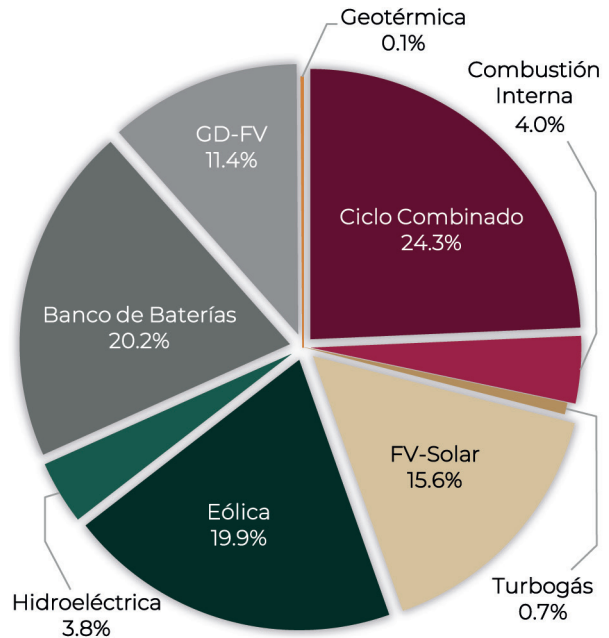
La adición de sistemas de almacenamiento con baterías se estudia en el PIIRCE para mejorar la confiabilidad en el SEN, para desplazar la energía eléctrica producida por las Centrales Eléctricas FV y EO actualmente sin baterías y además reducir congestiones y sobrecargas en la Red Nacional de Transmisión. Con el cambio que se está gestionando y desarrollando en la tecnología de los inversores (pasar de Grid-Following a Grid-Forming) la operación de sistemas de almacenamiento con baterías garantizará la confiabilidad con una mayor integración de Centrales Eléctricas asíncronas en los Sistemas Eléctricos de Potencia, por lo que se considera una adición de 13,501 MW entre 2024 y 2038. Para el ejercicio los sistemas de almacenamiento con baterías incorporados del PIIRCE 2024-2038 se consideran 4 horas de almacenamiento.

En el PIIRCE también se consideran 2,350 MW de adición de capacidad nuclear, donde se espera que en el mediano plazo la tecnología nuclear para Centrales Eléctricas de menor capacidad sea accesible para su integración al SEN.

4.2.2.1 Adiciones de capacidad instalada 2024-2027

El PIIRCE 2024-2038 estima que entre 2024 y 2027 tenga lugar una incorporación de capacidad interconectada a instalar de 22,360 MW en el SEN; si se incluye la capacidad a instalar en el mismo periodo de GD, se estiman 25,251 MW (escenario Planeación). Si además se descuenta, de la capacidad anterior la capacidad, convertida y sustituida, la capacidad adicionada neta alcanzará los 23,991 MW. La gráfica de la Figura 4.5 muestra la distribución en porcentaje de la incorporación de capacidad a instalar por tipo de tecnología entre 2024 y 2027, considerando la integración de la GD, se estima una adición del 71.0% de Energías Limpias y sistemas de almacenamiento con baterías asociados a la instalación de Energías Limpias, en el periodo.

FIGURA 4.5. PORCENTAJE DE ADICIÓN DE CAPACIDAD POR TECNOLOGÍA 2024-2027



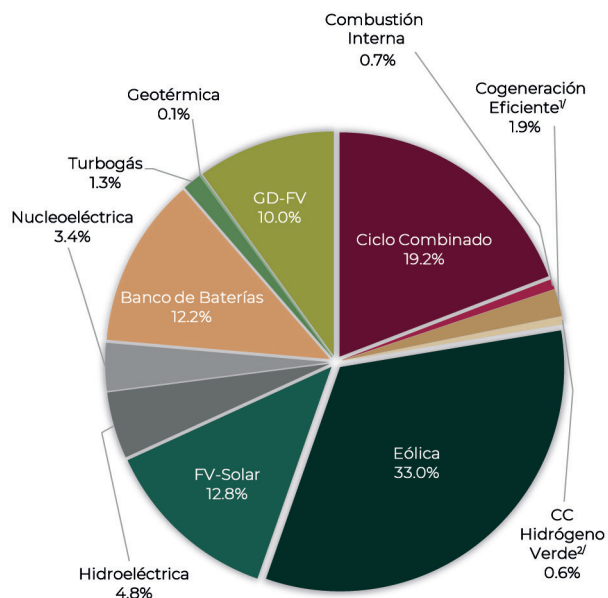
FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE y CFE.

4.2.2.2 Adiciones de capacidad instalada 2028-2038

Del periodo 2028 a 2038 el PIIRCE estima una adición de capacidad interconectada a instalar de 61,834 MW; si le agregamos los 6,839 MW esperados de adición de GD-FV para dicho periodo, la Capacidad Instalada adicional asciende a 68,673 MW; y si le descontamos capacidad estimada a retirar, sustituir y convertir durante periodo, la Capacidad Instalada neta adicional alcanza los 58,737 MW.

La Figura 4.6 muestra la distribución en porcentaje de la incorporación de capacidad a instalar por tipo de tecnología del periodo 2028-2038, donde el 80.1% corresponde a Energías Limpias y sistemas de almacenamiento con baterías asociadas a estas. En este ejercicio del PIIRCE 2024-2038 se considera la incorporación de sistemas de almacenamiento (8,412 MW de 2028-2038) con el objetivo de aumentar la flexibilidad operativa y la confiabilidad del SEN, así como su resiliencia (imperativo el cambio tecnológico de la electrónica de potencia en inversores) ante diferentes disturbios que puedan presentarse en el sistema de almacenamiento que está vinculado a futuras Centrales Eléctricas para la incorporación de sus Energías Limpias con fuente primaria solar y viento.

FIGURA 4.6 PORCENTAJE DE ADICIÓN DE CAPACIDAD POR TECNOLOGÍA 2028-2038



^{1/}Ciclo Combinado con un sistema de cogeneración eficiente.

^{2/} Considera la proporción de 25% de hidrógeno de los Ciclos Combinados con mezcla de hidrógeno.

FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE y CFE.

Se proyecta que los CC de gas natural disminuyan progresivamente el uso de gas natural ya que actualmente es de 100% y aumente el uso de hidrógeno hasta alcanzar, en el año 2036, una mezcla de 75% gas natural y 25% hidrógeno, con lo que se aceleraría la transición energética.

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

4.2.2.3 Adiciones de capacidad instalada de proyectos estratégicos

De 2024 a 2027 se espera adicionar un total de 8,762 MW de capacidad neta de generación por

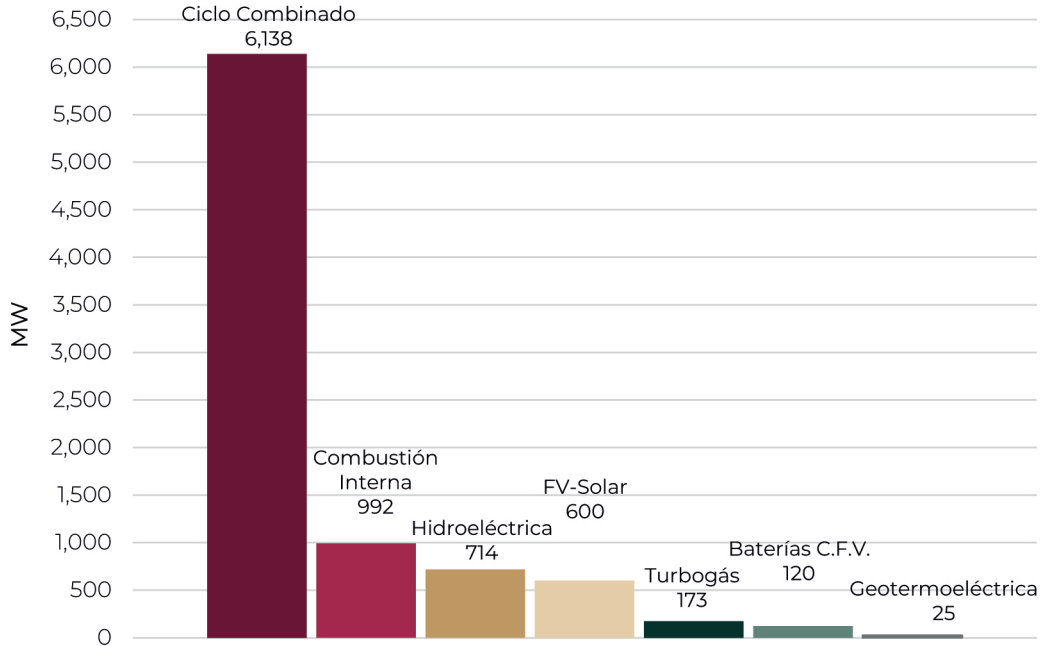
medio de los Proyectos Estratégicos³³, lo cual puede observarse en la Figura 4.7. La SENER determinó como Proyectos Estratégicos de infraestructura en el PIIRCE a un grupo de Centrales Eléctricas que permitirán fortalecer la política energética nacional, propiciar el desarrollo y operación eficiente de la industria eléctrica, asegurar la confiabilidad del SEN y fortalecer a las empresas productivas del Estado del Sector energético, como se establece en el Plan Nacional de Desarrollo 2019 – 2024, el artículo 11, fracción XIII y 13, de la LIE, así como las fracciones V y XXIX de la LOAPF.

Considerando la problemática actual en la operación del SEN y la actualización de su resolución para mantener su eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad, así como para continuar con la integración de Centrales Eléctricas con Energías Limpias renovables intermitentes, es imperativo la puesta en operación de nuevas Centrales Eléctricas para satisfacer las necesidades del país y de respaldo a las Centrales Eléctricas variables e intermitentes sin Energía Cinética (Inercia Física) y con reducida capacidad de aportación al nivel de corto circuito. Estos proyectos se establecen en el PIIRCE como proyectos estratégicos y prioritarios basados en los supuestos relativamente firmes del futuro, para evitar en el corto plazo cortes de energía eléctrica, principalmente en las penínsulas, y para permitir que se continúe con la integración de los proyectos de generación con Energías Limpias renovables actualmente en desarrollo y futuros. Las acciones gubernamentales al respecto se realizan analizando estos avisos modelados por programas computacionales especializados.

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

³³ La cifra de adición de capacidad puede variar una vez establecida la firma del Contrato de Interconexión con CFE Transmisión.

FIGURA 4.7 ADICIONES DE CAPACIDAD NETA DE LOS PROYECTOS ESTRATÉGICOS DE INFRAESTRUCTURA 2024-2037 (MW)

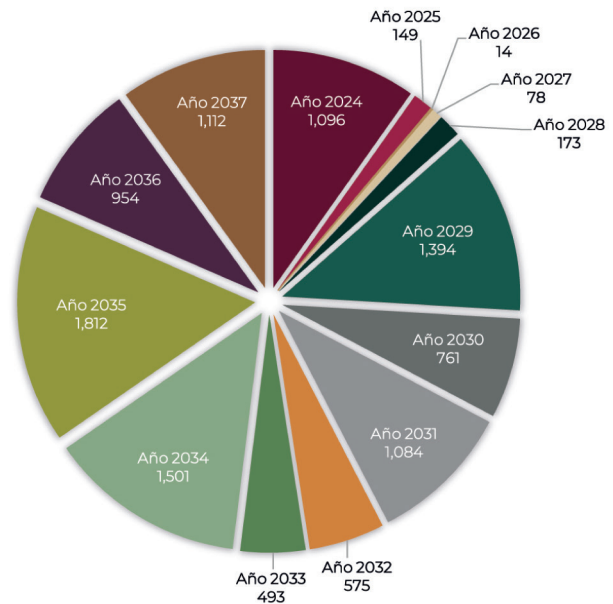


FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE.

4.2.3 CAPACIDAD DE SUSTITUCIÓN O RETIRO POR MODERNIZACIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS 2024-2038

La Figura 4.8 presenta la Capacidad Instalada a modernizar con la estrategia para fortalecer la política energética nacional de 2024 a 2038, donde 11,182 MW corresponden a unidades de Central Eléctrica Térmicas y 14 MW son unidades de Central Eléctrica Geotérmicas. La sustitución permitirá la modernización de la Capacidad Instalada convencional garantizando contar con Unidades de Centrales Eléctricas flexibles que permitirá la incorporación gradual de Energías Limpias.

FIGURA 4.8 CAPACIDAD DE SUSTITUCIÓN O RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS (MW)



FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE y CFE.

4.2.4 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA ESPERADA AL 2038

La Capacidad Instalada esperada al 2038 es de 176,516 MW, cifra que es el resultado de la suma de la Capacidad Instalada en operación y pruebas en

2023 más la suma de todas las adiciones netas de capacidad para el período 2024-2038. Las adiciones netas de capacidad son las adiciones de capacidad menos los retiros, sustituciones y conversiones de capacidad dentro del período analizado, como se ve en el Cuadro 4.1.

CUADRO 4.1 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA ESPERADA AL 2038 (MW), SE INCLUYE CENTRALES EN PRUEBAS

CAPACIDAD	CAPACIDAD INSTALADA EN OPERACIÓN 2023	ADICIONES NETAS DE CAPACIDAD INSTALADA*			CAPACIDAD INSTALADA ESPERADA AL 2038
		2024-2027	2028-2038	2024-2038	
1. Interconectada***(+)	90,447	22,360	61,834	84,194	174,641
2. Generación Distribuida (+)	3,341	2,891	6,839	9,730	13,071
3. Retiros, sustituciones y conversiones (-)	0	1,259	9,937	11,196	11,196
4. Capacidad instalada neta** (1+2-3)	93,788				176,516
Adiciones Netas*		23,992	58,736	82,728	

* Las Adiciones Netas de Capacidad Instalada equivalen a la capacidad interconectada adicionada más la capacidad de la GD-FV adicionada menos la capacidad retirada, sustituida y convertida.

** La Capacidad Instalada Neta equivale a la capacidad interconectada más la capacidad de la GD menos la capacidad retirada, sustituida y convertida.

*** Incluye Centrales Eléctricas en fase de pruebas y el total de GD (ver Capítulo 3).

FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE, CFE y CRE.



Central hidroeléctrica, Coahuayutla de Jose María Izazaga, Guerrero.
 Comisión Federal de Electricidad.

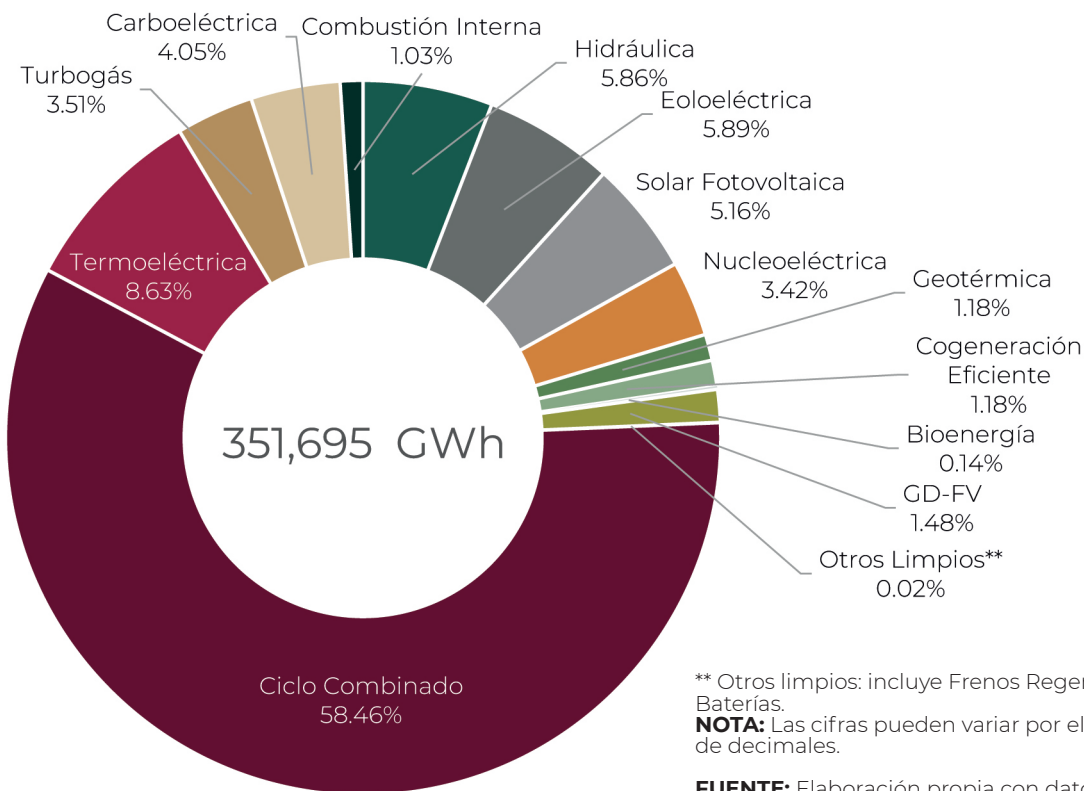
4.2.5 EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

En 2023 el SEN, considerando la generación distribuida FV de 5,191 GWh, se registró una generación total de energía eléctrica equivalente de 351,695 GWh, de lo cual 24.32% correspondió a

Energías Limpias, y el 75.68% restante correspondió a energías fósiles, para mayor referencia ver Figura 4.9.

En 2023 por ser año seco, se tuvo una reducción significativa en la generación de energía eléctrica con Centrales Hidroeléctricas con respecto a los últimos dos años, si se compara la reducción fue del 42% y 40.6% respecto a 2022 y 2021.

FIGURA 4.9 PORCENTAJE DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR TECNOLOGÍA 2023



De los compromisos internacionales se tiene el Acuerdo de París, donde se establecieron las medidas no condicionadas con la reducción de emisiones nacionales de GEI en un 22% al 2030, de los compromisos de los diferentes sectores participantes se estableció para sector eléctrico la reducción del 31% con respecto a la línea base.

En 2022 la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales a través del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático publicó la actualización de la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés) donde al componente de mitigación, México aumenta su meta de reducción

de Gases de Efecto Invernadero de 22% a 35% en 2030, con respecto a su línea base.

De forma condicionada, México puede aumentar su meta al 2030 hasta 40%, con respecto a su línea base en 2030, si se escala el financiamiento internacional, la innovación y transferencia tecnológica, y si otros países, principalmente los mayores emisores, realizan esfuerzos conmensurados a los objetivos más ambiciosos del Acuerdo de París.

En particular, el país cuenta con medidas en tres grandes líneas de acción: a) la integración de energía limpia en la generación eléctrica; b) la sustitución de combustibles de alto contenido de carbono

por gas natural en centrales de alta eficiencia, y c) la reducción de las pérdidas técnicas de la red eléctrica. De las tres medidas, se ha trabajado tanto el sector público como privado en los últimos años.

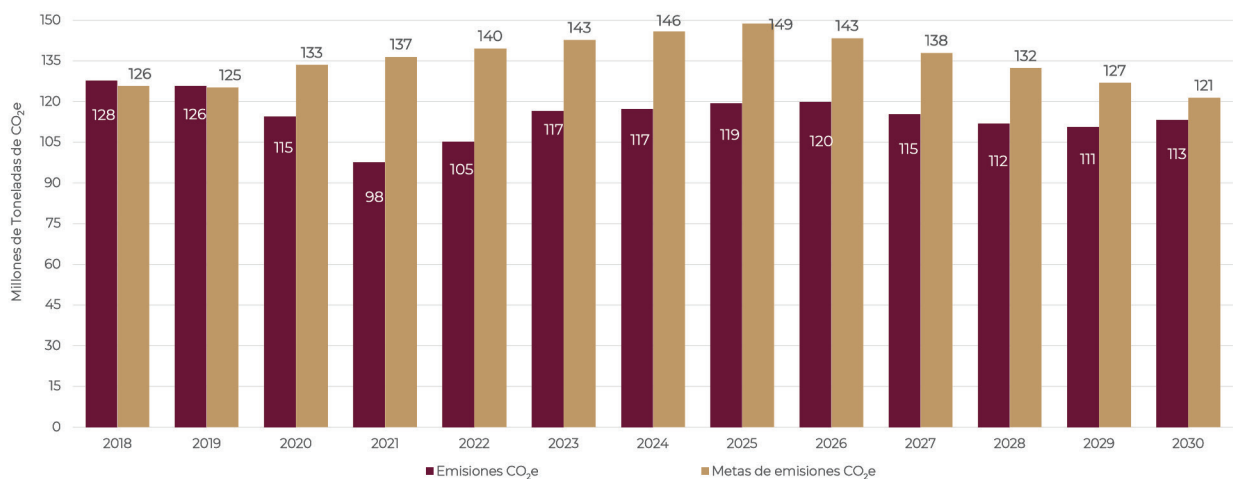
En este ejercicio de Planeación, con la incorporación de 31,739 MW de Energías Limpias (con 1,338 MW de Cogeneración Eficiente) al 2030 y la sustitución de combustibles fósiles como carbón y combustóleo por gas natural una tendencia a reducir las emisiones de CO₂e en cumplimiento del Acuerdo de París y la nueva Meta de reducción de GEI al 2030 considerando el factor de emisión dado por CRE/SEMARNAT, publicado el 29 de febrero de 2024 de 0.438 tCO₂e/MWh (2023 a 2030). La Figura 4.10 presenta las emisiones de CO₂e del periodo 2018 a 2030, donde se observa que en el periodo 2024 a 2030 ya con el cambio de línea base para las emisiones de CO₂e de la actualización de la Contribución Determinada a Nivel Nacional y tomando como base el factor de emisión dado por la CRE/SEMARNAT, las emisiones de CO₂e estimadas están por debajo de la línea base y se tiene una tendencia a incrementar las emisiones evitadas.

El PIIRCE considera que la infraestructura de transmisión instruida de ejercicios de Planeación 2015-2029 a 2023-2037 y las propuestas de este ejercicio de Planeación 2024-2038 se llevarán a cabo. Además, es importante la incorporación de sistemas de almacenamiento con baterías para el cumplimiento de las Metas de Energía Limpia y reducción de emisiones de GEI, así como la mejora en la confiabilidad para garantizar una operación confiable en cumplimiento de la Política de Confiabilidad vigente.

La Figura 4.11 presenta el comportamiento esperado de la generación neta inyectada (TWh) de 2024 a 2038 en el SEN. En la gráfica se puede observar que a partir de 2035 la incorporación de hidrógeno verde en las CCC permitirá disminuir notablemente el consumo de gas natural en este tipo de Centrales Eléctricas, acelerando así la transición energética. Esta estimación incluye la GD-FV, la cual, en los pronósticos de demanda y consumo se considera como autoconsumo local.

Una mayor incorporación de GD-FV como es el caso ampliado presentando en el Capítulo 3, trae consigo la reducción aproximada de 8.5 millones de toneladas de CO₂e entre el periodo de 2024-2030.

FIGURA 4.10 CUMPLIMIENTO DE EMISIONES DE CO₂e 2018-2030

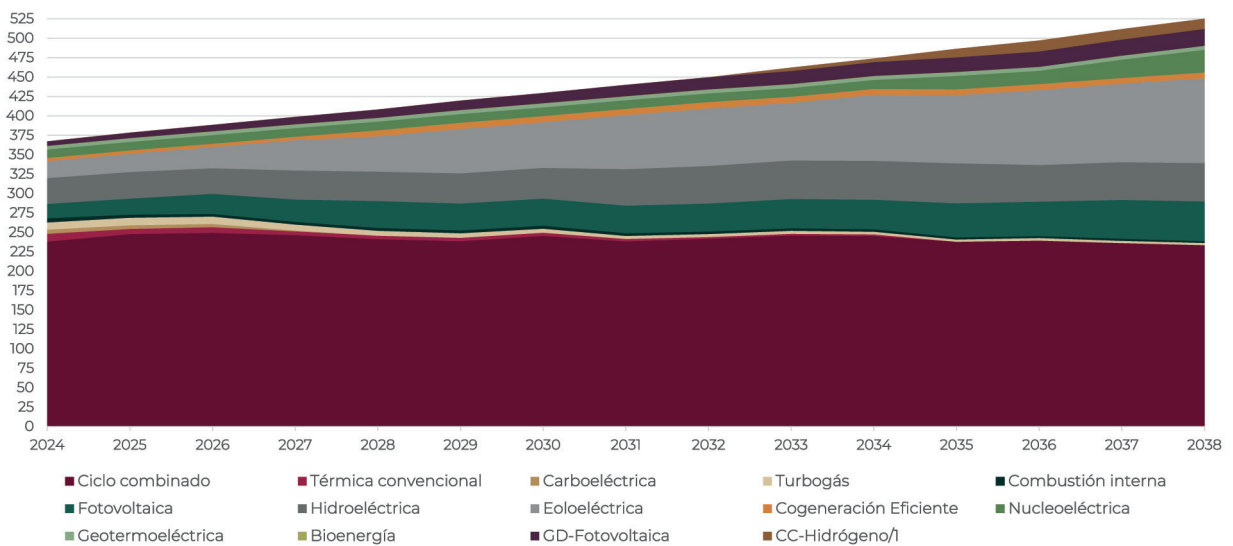


FUENTE: Elaboración propia SENER con información de CENACE y CRE.



Central geotérmica, Chignautla, Puebla
 Comisión Federal de Electricidad.

FIGURA 4.11 EVOLUCIÓN ESPERADA DE LA GENERACIÓN NETA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, PIIRCE 2024-2038 (TWh)



Considera energía eléctrica de exportación hacia Centroamérica.
 1/considera una mezcla del 75% gas y 25% hidrógeno verde

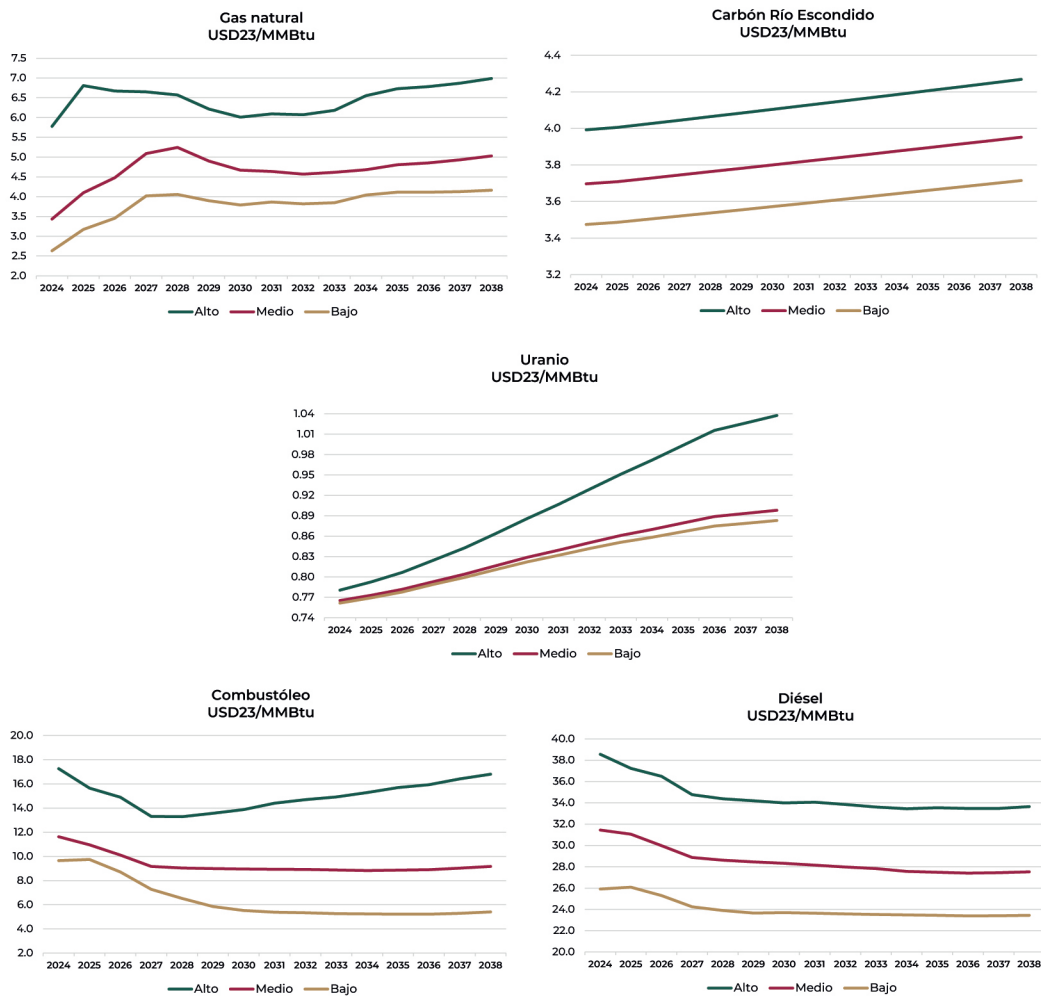
FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE, CRE y CFE.

4.3 EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES

Para este ejercicio estadístico de Planeación para el PIIRCE se utiliza el pronóstico de precios de

combustibles de la SENER para gas natural, carbón, combustóleo, diésel y uranio enriquecido, para los escenarios alto, medio y bajo. La Figura 4.12 presenta dichas trayectorias.

FIGURA 4.12 EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES PARA LOS ESCENARIOS ALTO, MEDIO Y BAJO



FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE y CFE.

En el Cuadro 4.2, se presenta la evolución estimada de los precios de combustibles nivelados para el periodo 2024-2038, mostrando los principales combustibles usados para la generación en el SEN. La variación de los precios nivelados tiene impacto

en la elaboración del PIIRCE y las evaluaciones económicas de las propuestas del PAMRNT elaborado por el CENACE para su autorización de la SENER.

CUADRO 4.2 EVOLUCIÓN DE PRECIOS NIVELADOS DE COMBUSTIBLES EN USD/MMBTU

COMBUSTIBLES	2020-2034	2021-2035	2022-2036	2023-2037	2024-2038
Combustóleo	5.55	5.85	7.99	9.91	9.72
Diésel	20.82	21.11	22.11	28.14	29.02
Carbón	3.82	3.57	3.55	4.73	4.91
Gas Natural	2.95	3.18	3.16	4.13	4.57
Uranio	0.73	0.73	0.72	0.78	0.82

FUENTE: Elaboración propia con información de CFE.

4.4 RESERVA DE PLANEACIÓN EN TÉRMINOS DE MARGEN DE RESERVA

La Reserva de Planeación en términos del Margen de Reserva (RPeMR) consiste en la suficiencia para el suministro de energía eléctrica del SEN, y depende de su capacidad para satisfacer la demanda máxima de potencia activa (MW) y el consumo de energía eléctrica (GWh). Por su parte, el Margen de Reserva (MR) es indicador de la suficiencia de generación en el SEN durante un periodo de análisis.

En los estudios realizados se consideró el MR conforme al valor indicativo de la reserva de Planeación eficiente en términos de margen de reserva se consideró el MR eficiente, dictado en la Política de Confiabilidad, el cual considera: 21.3% para el SIN, 20.9% para el SIBC y 35% para el SIBCS. A nivel Sistema Interconectado, el MR se calcula para la demanda máxima coincidente. La demanda máxima coincidente del SIN ocurre normalmente en el mes de junio entre las 16 y 17 horas. Para los SIBC y SIBCS, la demanda máxima ocurre en agosto entre las 17 y 18 horas, hora local, en cada Sistema Interconectado.

La participación de tecnologías de Energía Limpia, particularmente la FV, tendrá un efecto importante en el margen de reserva de la demanda máxima vespertina. Sin embargo, la capacidad de estas fuentes de generación estará indisponible en la noche, por lo que es fundamental el cumplimiento del margen de reserva en la demanda máxima de la noche, lo que trae consigo la necesidad de sistemas de almacenamiento con baterías.

El MR se calcula de acuerdo con lo siguiente:

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

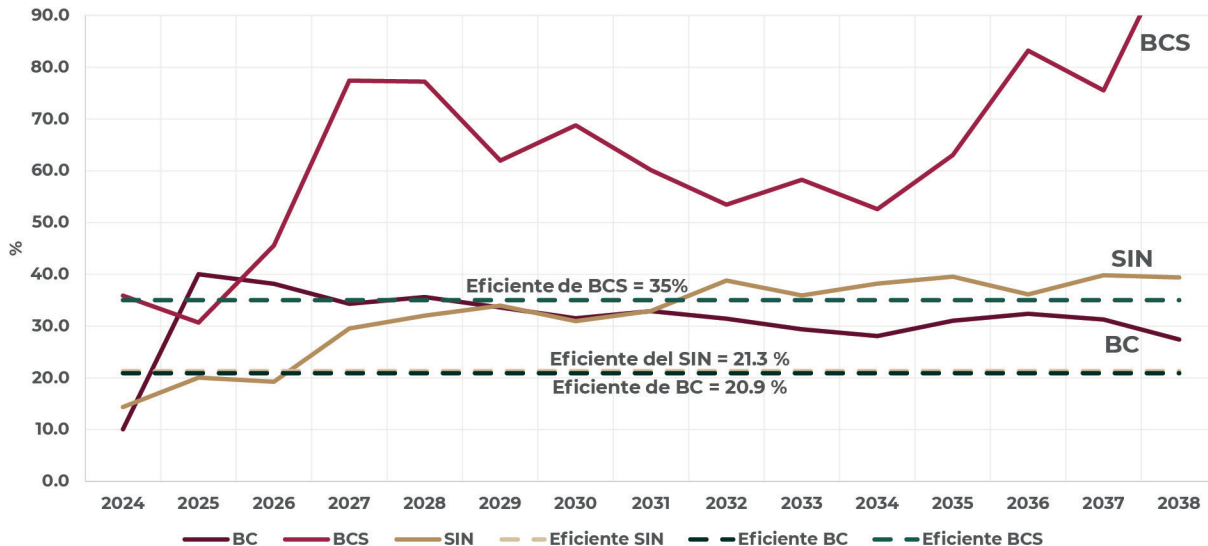
Donde: CD es la capacidad neta disponible expresada en MW y DM es la demanda máxima neta incluyendo pérdidas eléctricas en MW.

El MR debe ser suficiente para cubrir fallas y eventos críticos como falta temporal en el suministro de combustibles y fenómenos naturales, además de un margen de reserva operativo del ($\geq 6\%$ SIN y $\geq 11\%$ otros)³⁴.

La capacidad disponible de la generación intermitente, durante la ocurrencia de la demanda máxima, resulta de la estadística de la disponibilidad horaria de los últimos 5 años de dicha generación. Los requerimientos de capacidad en los Sistemas se determinan de manera individual, en función de sus curvas de carga y demandas máximas. La Figura 4.13 presenta el comportamiento de la RPeMR para el escalón de la demanda máxima diurna del SEN, mientras que la Figura 4.14 muestra el comportamiento de la RPeMR para el escalón de la demanda máxima nocturna.

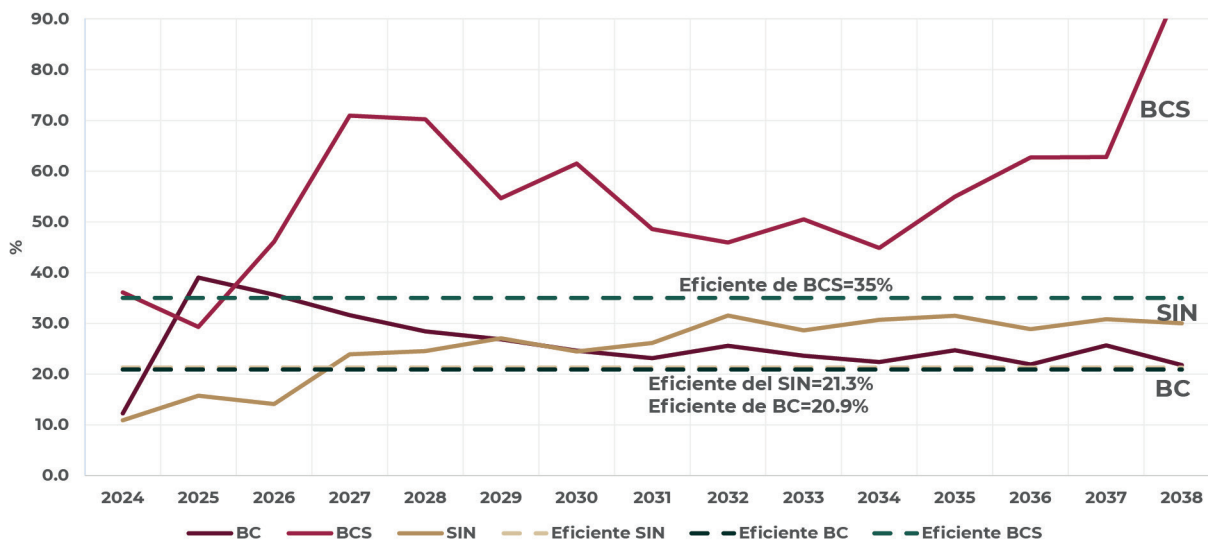
³⁴Tabla 1.1.6 Niveles de Reserva de Planeación y Reserva Operativa para los estados operativos del SEN, Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional, Código de Red.

FIGURA 4.13 EVOLUCIÓN DE LA RESERVA DE PLANEACIÓN EN TÉRMINOS DEL MARGEN DE RESERVA DURANTE LA DEMANDA MÁXIMA DIURNA



FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE.

FIGURA 4.14 EVOLUCIÓN DE LA RESERVA DE PLANEACIÓN EN TÉRMINOS DEL MARGEN DE RESERVA DURANTE LA DEMANDA NOCTURNA



FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE.