

4

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



Torre de transmisión, Alto Lucero, Veracruz. Central geotérmica, Chignautla, Puebla.
Comisión Federal de Electricidad.

En cumplimiento con el artículo 13 de la LIE, la Secretaría desarrolla el Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de las Centrales Eléctricas, cuyos aspectos relevantes se incorporan en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional.

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, equipos y redes para satisfacer la demanda de cada usuario final de electricidad en el país, el presente 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.

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:

- Los pronósticos de la demanda eléctrica y los precios de los insumos primarios de la industria eléctrica.
- La coordinación del Programa Indicativo 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.
- El Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas que prevea la infraestructura necesaria para asegurar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.
- La coordinación con la planeación del programa de expansión de la Red Nacional de Gasoductos y los mecanismos de promoción de las Energías Limpias.
- El análisis costo beneficio integral de las distintas alternativas de ampliación y modernización de la RNT y las RGD.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 7 del RLIE, "Los Programas Indicativos para la Instalación y Retiros de Centrales Eléctricas no serán requisito

para la instalación o retiro de Centrales Eléctricas, y no generarán el derecho a obtener una autorización, permiso, derecho o garantía de resultados económicos o financieros esperados para las Centrales Eléctricas que se instalen o pretendan instalarse en congruencia con dichos programas.", por lo que queda de manifiesto el carácter meramente indicativo de dicho programa, que en consecuencia no implica requisitos y garantías.

Para la definición de este programa, se llevó a cabo una revisión exhaustiva de los proyectos de generación de los diferentes participantes del Mercado Eléctrico Mayorista, 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 Comisión Federal de Electricidad.

En la LOAPF, en su artículo 33, se establece que a la Secretaría de Energía le corresponde establecer, conducir y coordinar la política energética del país, con prioridad en la seguridad y diversificación energética, ahorro de energía y protección al medio ambiente, para lo cual puede establecer, coordinar, realizar y promover programas y proyectos como los que nos 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.

También es importante recalcar que, con base en lo dispuesto por la LIE en sus artículos 1, 2 y 3, la planeación energética debe atender los criterios de la soberanía y la seguridad energéticas y el fortalecimiento de las Empresas Productivas del Estado.



Evolución de la capacidad instalada esperada al 2037

La capacidad instalada esperada al 2037 es de 157,098 MW, cifra que es el resultado de la suma de la capacidad instalada en operación en 2022 más

la suma de todas las adiciones netas de capacidad para el periodo 2023-2037. Las adiciones netas de capacidad son las adiciones de capacidad menos los retiros, sustituciones y conversiones de capacidad dentro del periodo analizado, como se ve en el Cuadro 4.1.

CUADRO 4.1 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA ESPERADA AL 2037 (MW)

CAPACIDAD	CAPACIDAD INSTALADA EN OPERACIÓN 2022	ADICIONES NETAS DE CAPACIDAD INSTALADA*			CAPACIDAD INSTALADA ESPERADA AL 2037
		2023-2026	2027-2037	2023-2037	
1. Interconectada*** (+)	89,890	20,425	39,658	60,083	149,973
2. Generación Distribuida (+)	2,613	2,349	6,480	8,829	11,442
3. Retiros, sustituciones y conversiones (-)	0	2,526	1,791	4,317	4,317
4. Capacidad instalada neta** (1+2-3)	92,503				157,098
Adiciones Netas*		20,248	44,347	64,595	

FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

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

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

*** Incluye centrales en fase de pruebas.

4.1 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

El PND 2019-2024 establece que “la nueva política energética del Estado mexicano impulsará el desarrollo sostenible mediante la incorporación de poblaciones y comunidades a la producción de energía con fuentes renovables, mismas que serán fundamentales para dotar de electricidad a las pequeñas comunidades aisladas que aún carecen de ella y que suman unos dos millones de habitantes”, ya que el Suministro Eléctrico trae consigo beneficios sociales, 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 habitantes⁹ (comunidades rurales), con altos porcentajes de población en situación de pobreza¹⁰ y con viviendas que no disponen de Suministro Eléctrico y que

cuentan con 1.0% o menos del total de paneles solares instalados.¹¹

La integración de Generación Distribuida, principalmente de los sistemas de Generación Distribuida Fotovoltaica (GD-FV), en los Sistemas Eléctricos de Potencia debe tenerse en cuenta en 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 informáticos especializados para tal tarea.

Capacidad instalada acumulada de Generación Distribuida Fotovoltaica

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.

⁹ www.cuentame.inegi.org.mx.

¹⁰ www.coneval.org.mx

¹¹ Ibidem.

En el capítulo anterior se presentó la evolución estimada de la capacidad instalada acumulada de GD-FV para los dos escenarios de crecimiento mencionados, donde se observa para el escenario de planeación que para 2027 se estima un valor de 5,627 MW, lo que representa un crecimiento del 181.5% respecto del cierre de 2022, así como un crecimiento promedio anual de 632 MW. En caso de tener mayor dinamismo (escenario alterno), se estima que para 2027 se tenga una capacidad instalada de 7,473 MW y un crecimiento promedio anual de 1,093 MW de GD-FV. Para la elaboración del PIIRCE 2023-2037 se considera el escenario de planeación.

Las disposiciones correspondientes a las acciones, instrumentos y mecanismos que emita la SENER necesarios para el desarrollo eficiente y en términos de viabilidad económica de la GD-FV son fundamentales para el cumplimiento de las metas de Energía Limpia y Eficiencia Energética con este tipo de tecnología, ya que 9.1 TWh de diferencia entre un crecimiento de planeación y uno alterno con mayor velocidad en la implementación de GD-FV en 2037, conllevaría a una significativa disminución en el consumo de energía eléctrica generada por otros medios y a un consiguiente impacto en la planeación de la expansión y modernización de la RNT y las RGD.

Mientras más dinámica sea la incorporación de la GD-FV y de otras tecnologías 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 Sistema Eléctrico Nacional.

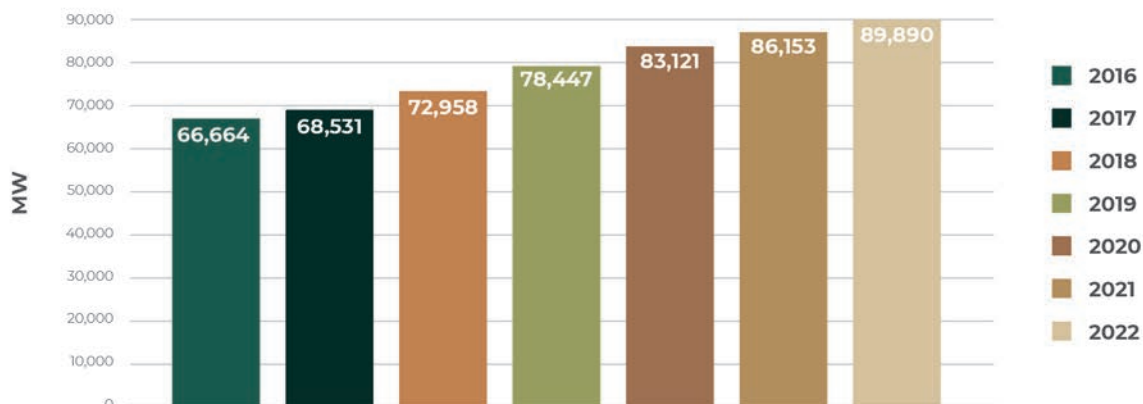
El modelo de planeación de la integración de la GD-FV deberá ir evolucionando en los siguientes ciclos de elaboración del PRODESEN, a medida que las tecnologías de almacenamiento, redes eléctricas inteligentes e interoperabilidad sean más eficientes y reduzcan los costos de inversión.

En el escenario de planeación al 2037, se tiene una estimación en el consumo neto en el SEN de 479,987 GWh y una producción de energía eléctrica con GD de 15,054 GWh en el SEN, lo que representa una disminución del 3.1% en el consumo neto, sin considerar el efecto de la reducción de pérdidas técnicas por la no necesidad de transmitir y distribuir esta energía eléctrica por la RNT y las RGD. En caso de presentarse el escenario alterno de mayor integración de la GD-FV, para el 2037 el consumo neto en el SEN disminuirá en 24,063 GWh, lo que representaría una disminución del 5%, sin considerar el efecto de la reducción de pérdidas por no transmitir y distribuir esta energía eléctrica por la RNT y las RGD.

4.2 PROGRAMA INDICATIVO DE INCORPORACIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS

Entre 2018 y 2022, la capacidad de generación eléctrica instalada en México aumentó 19.4%, periodo en el que el consumo neto se incrementó en 7%, 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 2022 en el SEN.

FIGURA 4.1 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA (MW) 2016–2022



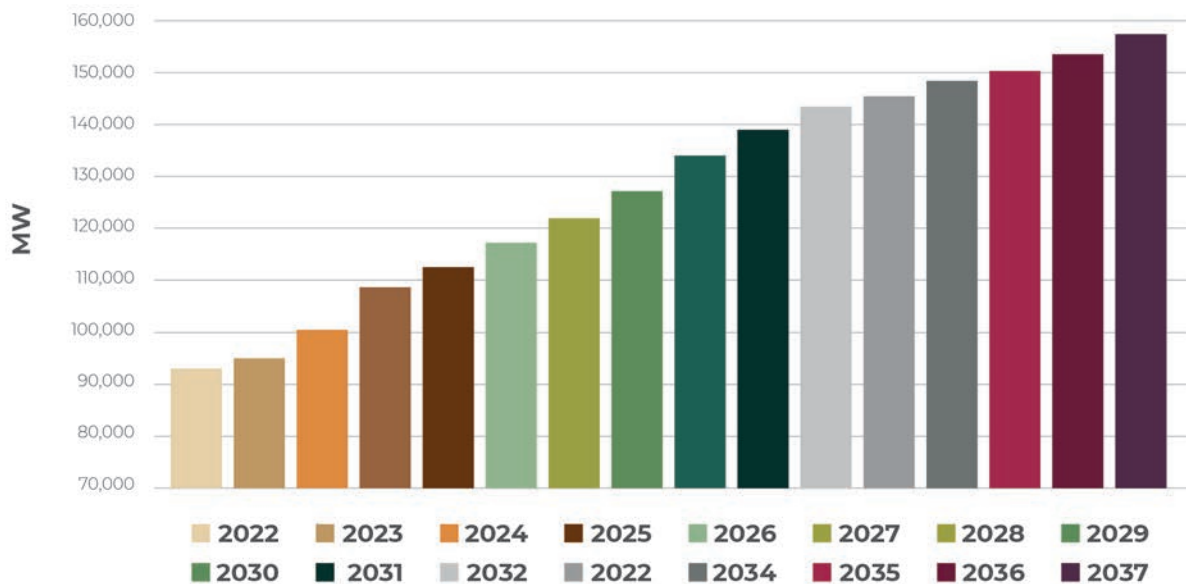
FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE y CFE.

4.2.1 EVOLUCIÓN ESTIMADA DE LA CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA 2023-2037

Esta sección describe la evolución estimada acumulada de la capacidad instalada del SEN del

2023 al 2037, tanto total como por tecnología. La Figura 4.2 presenta la evolución esperada de la capacidad total instalada (no incluye capacidad de autoabasto local, abasto aislado y GD) en el SEN, considerando los proyectos firmes e indicativos para el periodo 2022 – 2037.

FIGURA 4.2 EVOLUCIÓN ESPERADA DE LA CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA 2023–2037 (MW)



No incluye abasto aislado, ni autoconsumo local.

FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE y CFE.

El PIIRCE, elaborado por la SENER, tomó como supuesto la revisión de los proyectos con Contrato de Interconexión, proyectos estratégicos de infraestructura y Centrales Eléctricas indicativas en consonancia con 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.

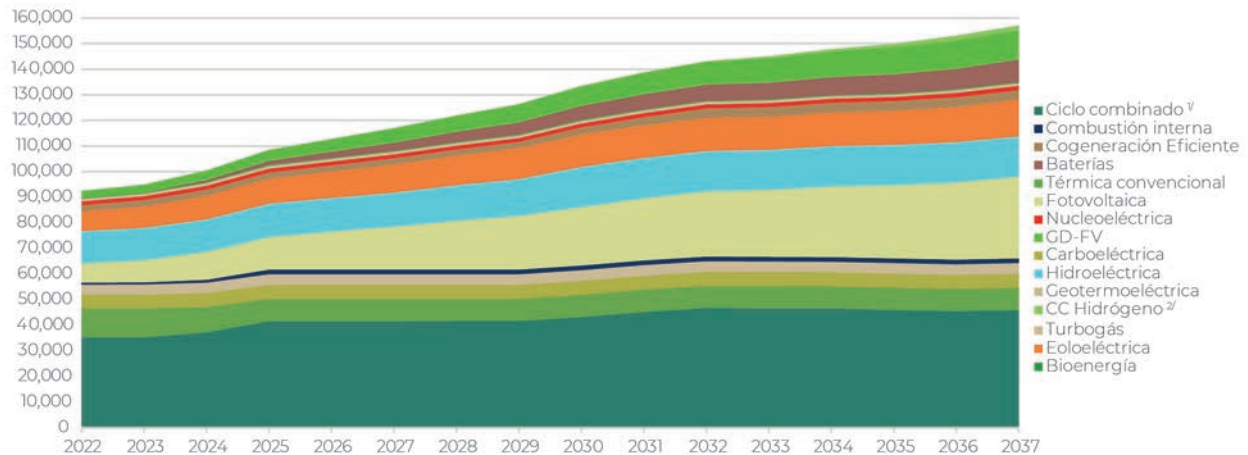
La Figura 4.3 muestra la capacidad instalada en operación comercial y pruebas al cierre de 2022, así como la evolución pronosticada de la capacidad a instalar por tipo de tecnología de generación con base al PIIRCE 2023-2037.

Es importante destacar que en 2022 el 36.9% de su capacidad total (operación comercial, pruebas y GD-FV, no incluye abasto aislado) es Energía Limpia y,

para el año 2037, esta participación se incrementará a 54.6% de la capacidad total, incluyendo baterías, la capacidad correspondiente al hidrógeno verde CCC y la capacidad de GD-FV.

Para el periodo 2023-2026, sólo se consideran los proyectos firmes con Contrato de Interconexión y los considerados estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional del PND 2019-2024. A partir de 2027 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 plazo.

FIGURA 4.3 EVOLUCIÓN ESPERADA DE LA CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA POR TECNOLOGÍA, 2023-2037 (MW)



^{1/} Considera la proporción de 70% de gas natural de los Ciclos Combinados con mezcla de hidrógeno y las conversiones de 12 proyectos CC 100% gas natural a: 70% de gas natural y 30% de hidrógeno.

^{2/} Considera Ciclos Combinados con mezcla de hidrógeno en una proporción de 30%.

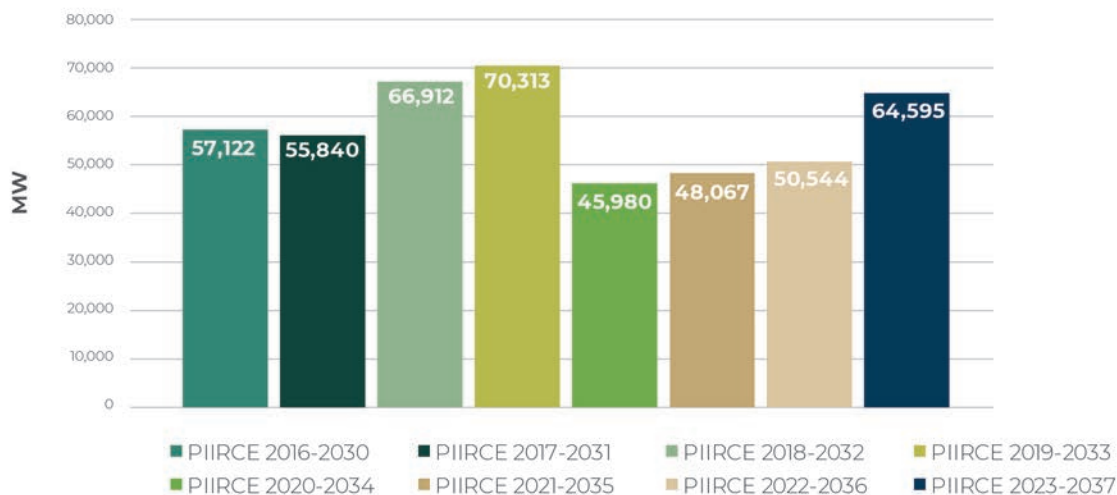
FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE y CFE.

4.2.2. ADICIONES DE CAPACIDAD INSTALADA 2023-2037

El PIIRCE 2023-2037 estima una adición neta de capacidad de generación de 64,595 MW. 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 y 2023-2037.

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



FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE 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 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 es 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 1,024 MW de capacidad de CCC con una mezcla de 70% gas natural y 30% hidrógeno entre 2033 y 2036.

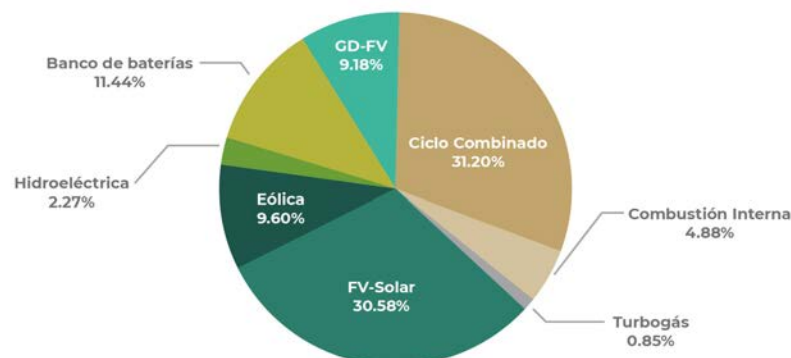
La adición de sistemas de almacenamiento con baterías se estudia en el PIIRCE para mejorar la Confiabilidad en el SEN, para desplazar la energía eléctrica producida por las Centrales Eléctricas FV y EO actualmente sin baterías y además reducir congestiones y sobrecargas en la Red Nacional de Transmisión. 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 SEP, por lo que se considera una adición de 8,756 MW entre 2023 y 2037.

En el PIIRCE también se consideran 150 MW de adición de capacidad nuclear, donde se espera que en el mediano plazo la tecnología nuclear para Centrales Eléctricas de menor capacidad sea asequible para su integración al SEN.

4.2.2.1 ADICIONES DE CAPACIDAD INSTALADA 2023-2026

El PIIRCE 2023-2037 estima que entre 2023 y 2026 tenga lugar una incorporación de capacidad interconectada a instalar de 20,425 MW en el SEN; si se incluye la capacidad a instalar en el mismo periodo de GD, se estiman 22,774 MW (escenario planeación). Si además se descuenta de la cantidad anterior la capacidad retirada, convertida y sustituida, la capacidad adicionada neta alcanzará los 20,248 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 2023 y 2026, considerando la integración de la GD, se estima una integración del 63.1% de Energías Limpias.

FIGURA 4.5 PORCENTAJE DE ADICIÓN DE CAPACIDAD POR TECNOLOGÍA 2023-2026



FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE y CFE.

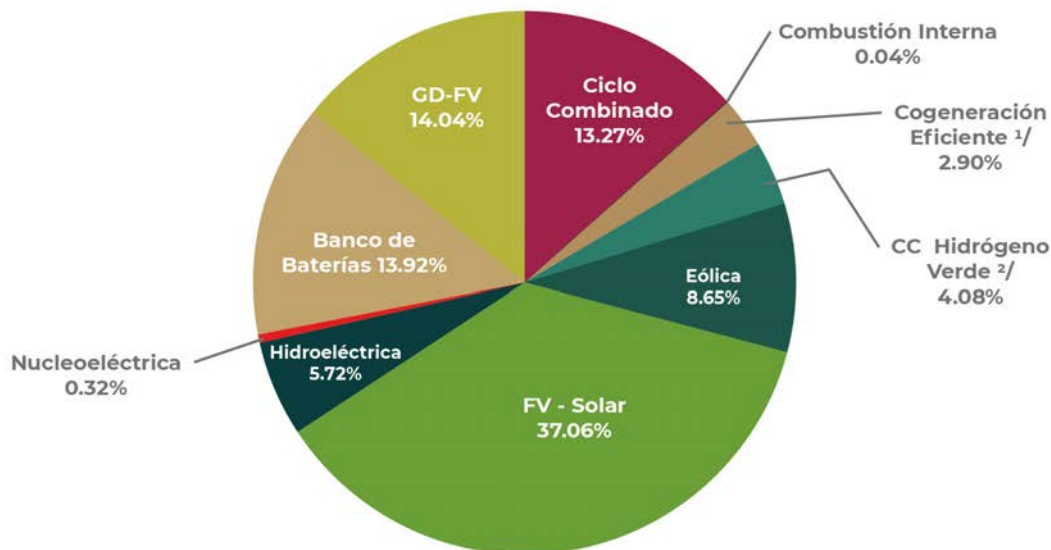
4.2.2.2 ADICIONES DE CAPACIDAD INSTALADA 2027-2037

Del periodo 2027 a 2037 el PIIRCE estima una adición de capacidad interconectada a instalar de 39,658 MW; si le agregamos los 6,480 MW esperados de adición de GD para dicho periodo, la capacidad instalada adicional asciende a 46,138 MW; y si le descontamos capacidad estimada a retirar, sustituir y convertir durante dicho periodo, la capacidad instalada neta adicional alcanza los 44,347 MW.

La Figura 4.6 muestra la distribución en porcentaje de la incorporación de capacidad a instalar por tipo

de tecnología del periodo 2027 a 2037, donde el 89% corresponde a Energías Limpias. En este ejercicio del PIIRCE 2023-2037 se considera la incorporación de sistemas de almacenamiento (5,672 MW de 2027-2037) 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 DE 2027 A 2037



FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE y CFE.

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

^{2/} Considera la proporción de 30% de hidrógeno de los Ciclos Combinados con mezcla de hidrógeno.

Se proyecta que los ciclos combinados de gas natural (CCC) vayan disminuyendo progresivamente el uso de gas natural -que actualmente es de 100%- y vayan aumentando el uso de hidrógeno hasta alcanzar en el año 2036 una mezcla de 70% gas natural y 30% hidrógeno, con lo que estaremos abonando a acelerar la transición energética.

Los CCC que no se consideran con hidrógeno, se ubican en regiones con recurso 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.

En el periodo de 2027-2037 las adiciones de tecnologías fósiles con gas natural se reducen, incluyendo la Cogeneración Eficiente, sin considerar los CCC de mezcla gas natural e hidrógeno verde, con lo que continuaremos acelerando la transición energética.

4.2.2.3 ADICIONES DE CAPACIDAD INSTALADA DE PROYECTOS ESTRATÉGICOS

De 2023 a 2026 se espera adicionar un total de 8,858 MW de capacidad neta de generación por medio de los Proyectos Estratégicos, lo cual puede observarse en la Figura 4.7. La SENER determinó como Proyectos Estratégicos de infraestructura en



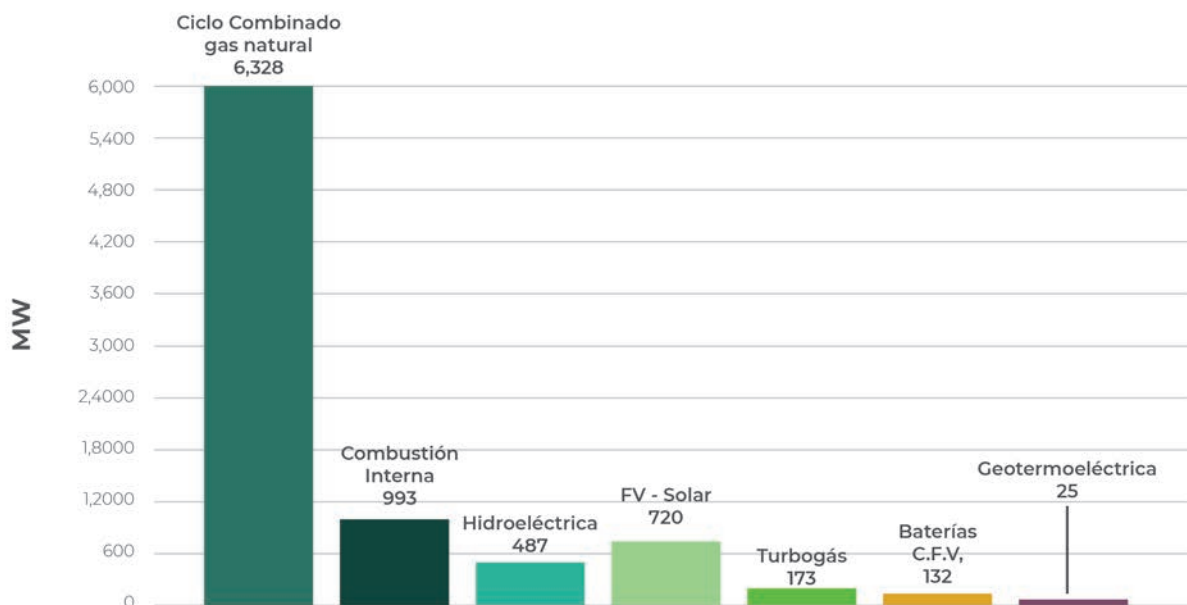
el PIIRCE a un grupo de Centrales Eléctricas que permitirán fortalecer la política energética nacional, propiciar el desarrollo y operación eficiente de la industria eléctrica, asegurar la Confiabilidad del SEN y fortalecer a las empresas productivas del Estado del sector energético, como se establece en el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, así como en el artículo 11, fracción XII, de la LIE.

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 basado en los supuestos relativamente firmes del futuro, para evitar en el corto plazo cortes de energía eléctrica, principalmente en las penínsulas, y para permitir que se continúe con la integración de los proyectos de generación con Energías Limpias renovables actualmente en desarrollo y futuros. Las acciones gubernamentales al respecto se realizan analizando estos avisos modelados por programas computacionales especializados.

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

FIGURA 4.7 ADICIONES DE CAPACIDAD NETA DE PROYECTOS ESTRATÉGICOS DE INFRAESTRUCTURA 2023-2026 (MW)



FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE y CFE.

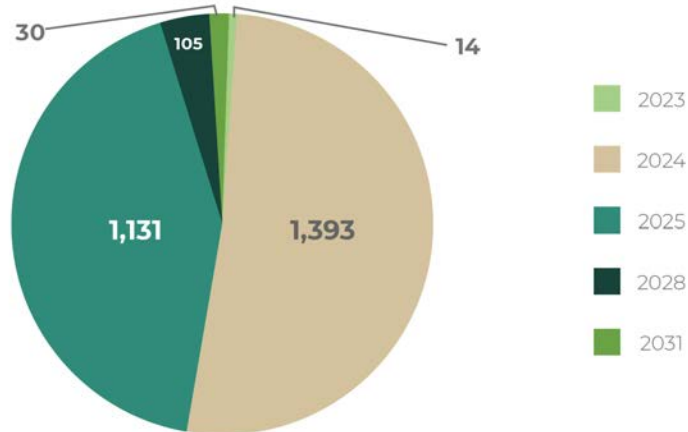
4.2.3 CAPACIDAD DE SUSTITUCIÓN POR MODERNIZACIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS 2023-2037

La Figura 4.8 presenta la capacidad instalada a modernizar con la estrategia para fortalecer la

política energética nacional de 2023 a 2037, donde 2,659 MW corresponden a unidades de Central Eléctrica térmicas y 14 MW son unidades de Central Eléctrica Geotérmicas.



FIGURA 4.8 CAPACIDAD EN MW DE SUSTITUCIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS



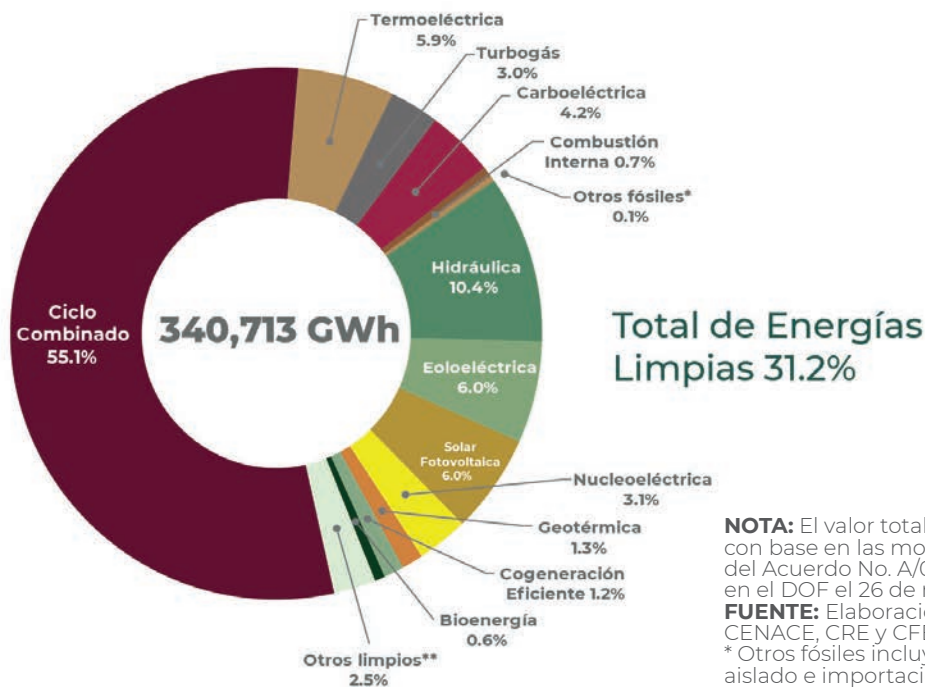
FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE y CFE.

4.2.4 EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

En 2022 el SEN registró una generación total de energía eléctrica equivalente a 340,713 GWh, de lo cual 31.2% correspondió a Energías Limpias, y el 68.8% restante correspondió a energías fósiles,

con lo cual el Gobierno de México sigue dando cumplimiento a los compromisos internacionales en materia de energías limpias (Acuerdo de París), así como a las metas de generación limpia establecidas en la Ley de Transición Energética, ver Figuras 4.9 y 4.10.

FIGURA 4.9 GENERACIÓN TOTAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR TECNOLOGÍA 2022



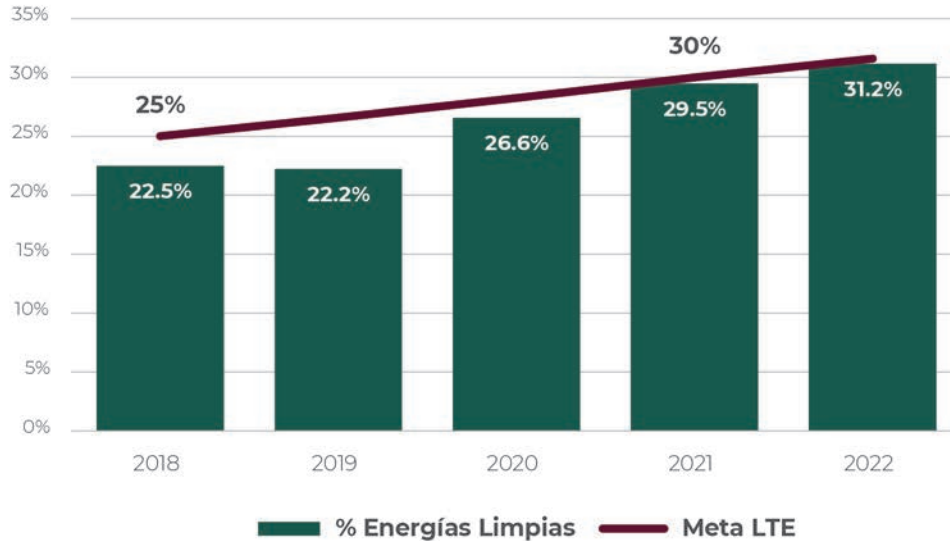
NOTA: El valor total de energías limpias se obtuvo con base en las modificaciones metodológicas del Acuerdo No. A/018/2023 de la CRE, publicado en el DOF el 26 de mayo de 2023.

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

* Otros fósiles incluye cogeneración de abasto aislado e importaciones.

** Otros limpios incluye Frenos Regenerativos, Energía libre de combustible fósil, Energía adicional por enfriamiento auxiliar y Baterías.

FIGURA 4.10 AVANCE EN EL CUMPLIMIENTO DE LOS COMPROMISOS DE MÉXICO EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON ENERGÍAS LIMPIAS 2018-2022

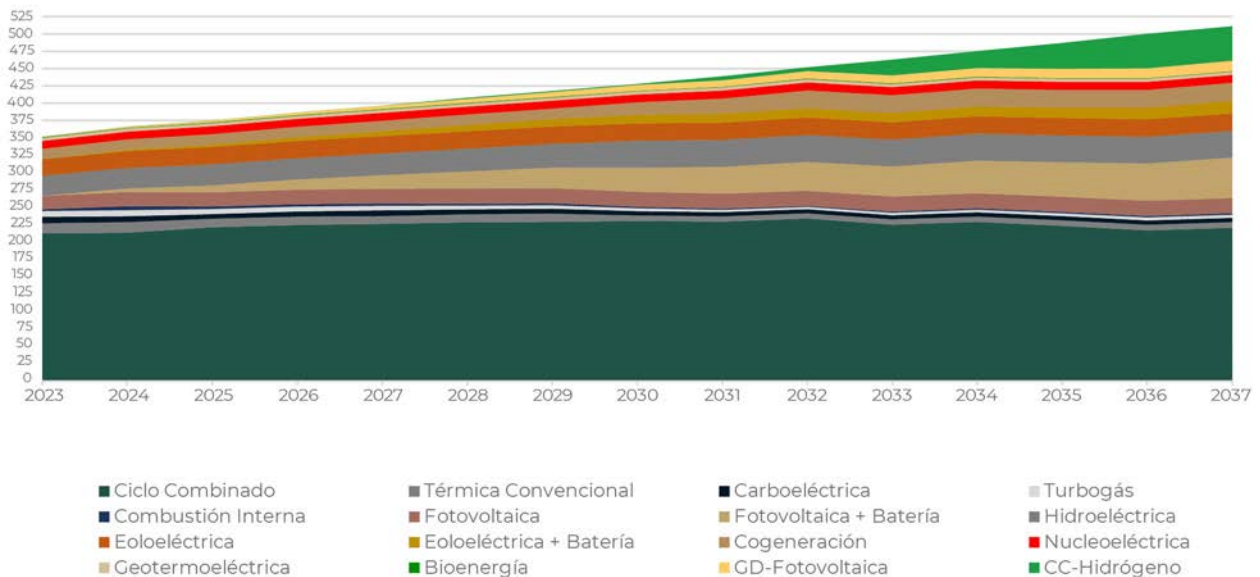


FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE y CRE.

La Figura 4.11 presenta el comportamiento esperado de la generación neta inyectada (TWh) de 2023 a 2037 en el SEN. En la gráfica se puede observar que a partir de 2030 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.

FIGURA 4.11 EVOLUCIÓN ESPERADA DE LA GENERACIÓN NETA DE ELECTRICIDAD, PIIRCE 2023-2037 (TWh)



Considera energía eléctrica de exportación hacia Centroamérica.

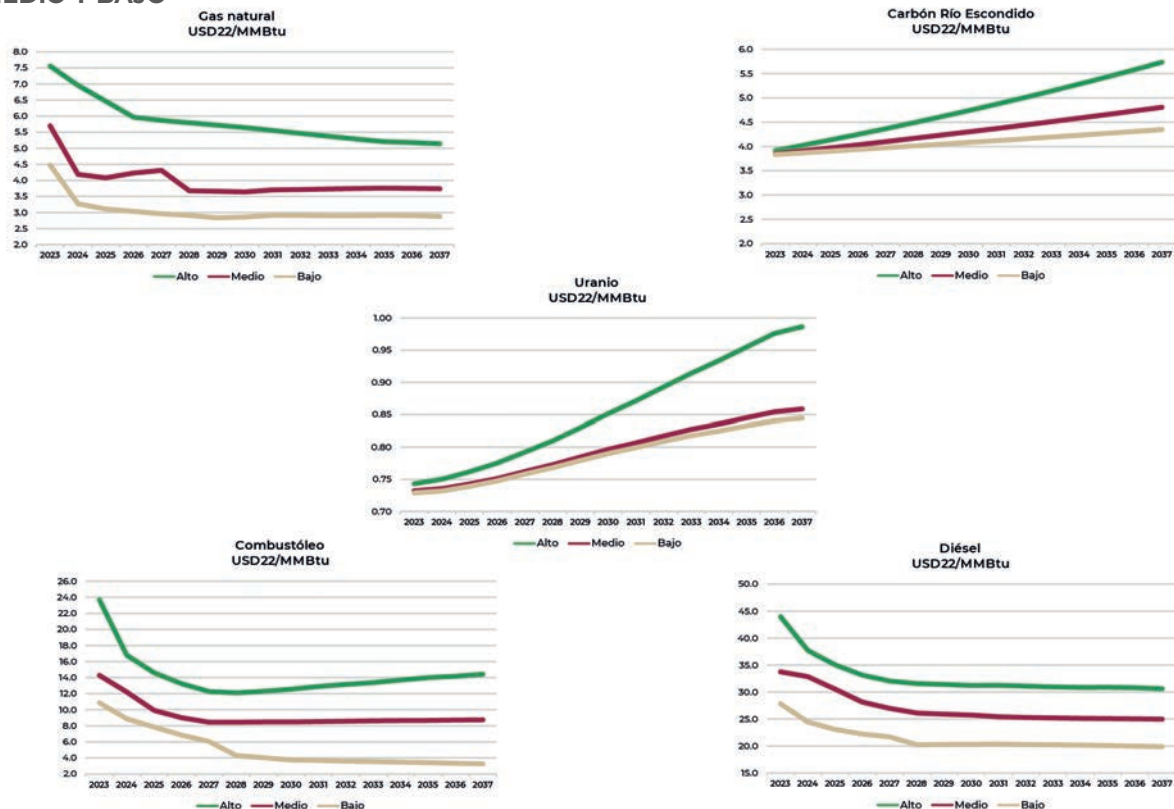
FUENTE: Elaboración propia con información de CENACE y CFE.

4.3 EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES

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

proyectos propuestos se utilizan las trayectorias estimadas de precios de combustible de la SENER para gas natural, carbón, combustóleo, diésel y uranio enriquecido, para los escenarios alto, medio y bajo. La Figura 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 comparativa de los precios de combustibles nivelados, con base a la información de los ejercicios realizados en 2019,

2020, 2021, 2022 y 2023, mostrando los principales combustibles usados para la generación en el SEN.

CUADRO 4.2 PRECIOS NIVELADOS DE COMBUSTIBLES EN \$/MMBTU

COMBUSTIBLES	2019-2023	2020-2024	2021-2035	2022-2036	2023-2037
Combustóleo	11.19	5.55	5.85	7.99	9.91
Diésel	27.49	20.82	21.11	22.11	28.14
Carbón	3.90	3.82	3.57	3.55	4.73
Gas Natural	5.03	2.95	3.18	3.16	4.13
Uranio	0.71	0.73	0.73	0.72	0.78

FUENTE: Elaboración propia con información de CFE.

La variación de los precios nivelados tiene impacto en la elaboración del PIIRCE y en las evaluaciones económicas de las propuestas del PAMRNT

elaborado por el CENACE para su autorización de la SENER.



4.4 RESERVA DE PLANEACIÓN EN TÉRMINOS DE MARGEN DE RESERVA

La Reserva de Planeación en términos del Margen de Reserva (RP-MR) 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 (GWh). Por su parte, el Margen de Reserva (MR) es un 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 dictado en la política de Confiabilidad, el cual considera: 21.3% para el SIN, 20.9% para el SIBC y 35% para el SIBCS. A nivel Sistema Interconectado, el MR se calcula para la demanda máxima coincidente. La demanda máxima coincidente del SIN ocurre normalmente en el mes de junio entre las 16 y 17 horas. Para los SIBC y SIBCS, la demanda máxima ocurre en agosto entre las 17 y 18 horas, hora local, en cada Sistema Interconectado.

La participación de tecnologías de Energía Limpia, particularmente la solar fotovoltaica, tendrá un efecto importante en el margen de reserva de la demanda máxima vespertina. Sin embargo, la capacidad de estas fuentes de generación no estará

disponible en la noche, por lo que es fundamental el cumplimiento del margen de reserva en la demanda máxima de la noche.

El MR se calcula de acuerdo con lo siguiente:

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

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

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

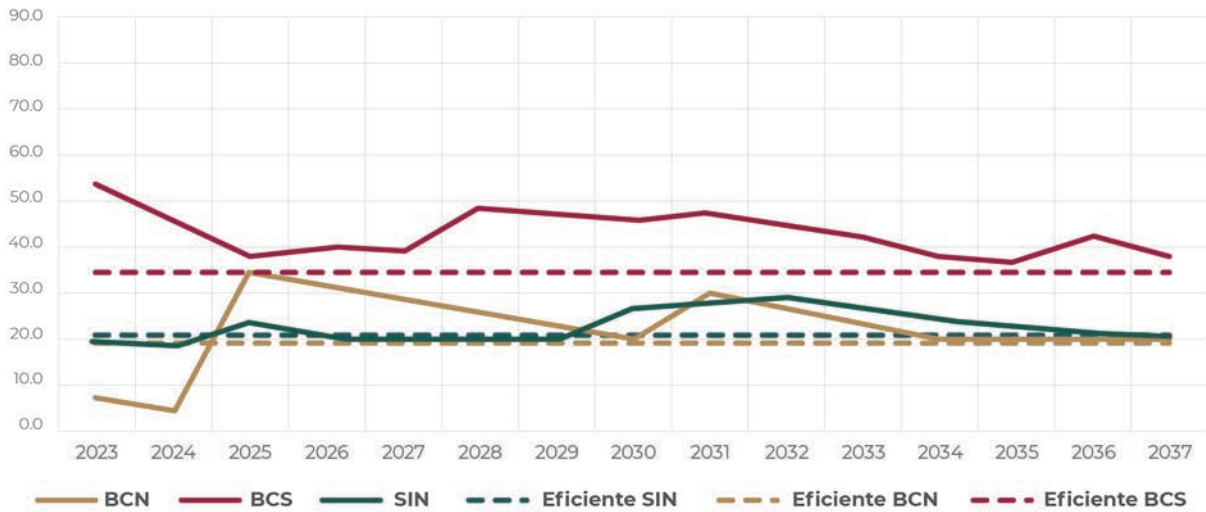
La capacidad disponible de la generación intermitente, durante la ocurrencia de la demanda máxima, resulta de la estadística de la disponibilidad horaria de los últimos cinco años de dicha generación. Los requerimientos de capacidad en cada Sistema Interconectado se determinan de manera individual, en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

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 del CENACE.

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



FUENTE: Elaboración propia con información del CENACE.



Subestación de transmisión. La Yesca, Nayarit.
Comisión Federal de Electricidad.



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