

3

*Demanda y consumo
2024-2038*



Central de ciclo combinado, Santiago de Querétaro, Querétaro. **Central geotérmica**, Chignautla, Puebla.
Comisión Federal de Electricidad.

La planeación del desarrollo del SEN parte del análisis de la demanda y del consumo de electricidad para el mediano y largo plazo, incluyendo las estimaciones de demanda máxima integrada (bruta y neta) y consumo de energía eléctrica. Ello permite diseñar de manera óptima el desarrollo y la expansión de capacidad de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, así como la proveeduría de insumos primarios.

Este capítulo presenta la situación actual de la industria eléctrica, así como las proyecciones nacionales correspondientes a tres posibles escenarios de crecimiento 2024-2038 para el consumo neto de energía eléctrica y de la demanda máxima integrada neta. Se describen las expectativas más probables de las componentes mencionadas, a partir de las cuales se determina el volumen de electricidad que será requerido y, por tanto, suministrado en todo el SEN, en sus diferentes Gerencias de Control Regional (GCR).

El crecimiento de la demanda máxima integrada neta y el consumo neto de energía eléctrica están sujetos a diversos factores entre los más determinantes se encuentran:

Crecimiento económico. Consiste en la tasa de crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB). Si el crecimiento de la economía de una localidad o región aumenta, en consecuencia, también lo hace el consumo y la demanda de electricidad. Cuando la población tiene una mejora en su ingreso económico, las ventas de servicios y productos —aparatos electrodomésticos como: televisores, refrigeradores y aires acondicionados— se dinamizan.

Crecimiento poblacional. Consiste en la tasa de crecimiento del número de habitantes dentro de un territorio. El crecimiento poblacional se encuentra estrechamente relacionado con la edificación de vivienda, servicios públicos, desarrollos comerciales, desarrollo industrial y en consecuencia más consumo de electricidad.

Estacionalidad. Los factores climáticos — temperaturas extremas, nevadas, lluvias—, tienden a elevar la demanda de un Sistema Eléctrico de

Potencia y con ella el consumo de energía eléctrica. En algunas situaciones, los factores climáticos — huracanes, fenómeno de El Niño, La Niña, sensación térmica, entre otros—, ocasionan variaciones significativas en la demanda y consumo de energía eléctrica.

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

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

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

Eficiencia energética. Un atenuador, en el crecimiento del consumo de energía eléctrica, son las medidas de mejora de eficiencia energética entre los usuarios finales mayormente —uso eficiente de la energía eléctrica y ahorro de energía—, teniendo también influencia en el crecimiento menos acelerado de la demanda máxima integrada.

Generación Distribuida. El uso de tecnologías de generación eléctrica en pequeña escala (menor a 500 kW) —instalados en una casa habitación, comercio, edificio, pequeña o mediana industria y sector agropecuario—, pueden impactar el consumo de la energía eléctrica y el perfil de la demanda integrada de un sistema eléctrico local.

Electromovilidad. La movilidad eléctrica a través de vehículos particulares y transporte público

— mercancías, personas, local y foráneo—, presenta una alternativa tangible para mejorar la movilidad y la reducción de emisiones contaminantes al medio ambiente. En un sistema eléctrico aumenta el consumo de energía eléctrica y demanda integrada por la carga del sistema de almacenamiento de energía de los vehículos eléctricos.

Estructura de consumo final eléctrico. Se divide en Suministro Básico, Suministro Calificado, Suministro de Último Recurso y Autoabastecimiento Remoto, estos, a su vez, se desagregan en seis sectores por el uso final de la energía eléctrica que son: residencial, comercial, servicios, agrícola, empresa mediana y gran industria, con diferente participación en el consumo eléctrico nacional. El aumento en cualquier sector implica un dinamismo diferenciado en el crecimiento del consumo.

3.1 CONSUMO NETO 2023

El consumo neto del SEN está integrado por la energía eléctrica utilizada por el Suministro Básico, Suministro Calificado, Suministro de Último Recurso, Usuarios Calificados, Autoabastecimiento Remoto, exportaciones netas, pérdidas de energía

eléctrica y los usos propios del Distribuidor y el Transportista.

En 2023, el consumo neto del SEN fue de 345,439 GWh, incrementándose 3.5% respecto al 2022. Por su parte el Sistema Interconectado Nacional (SIN) creció 3.7% en 2023, siendo un crecimiento mayor en comparación con los años 2021 y 2022, donde el aumento fue de 3.4% para ambos años. Por GCR, la Peninsular tuvo el mayor crecimiento en 2023 con 10.2%, seguido de la Noroeste y la Norte con incrementos de 7.3% y 4.9%, respectivamente. Los Sistemas Interconectados: Baja California Sur creció a una tasa anual de 9.9%; mientras que Mulegé lo hizo en 5.7%; para el caso del Baja California su consumo neto disminuyó en 1.4%.

El Cuadro 3.1 muestra de manera desagregada el consumo neto por Sistema Interconectado y por GCR, en donde se observa que las GCR Occidental, Noreste, Central y Oriental, conforman el 72.8% del total del consumo neto, pues el consumo de la GCR Occidental equivale a 21.9% del total nacional; la GCR Noreste participa con el 17.9%, seguida de las GCR Central y Oriental con 17% y 16%, en ese orden. En lo que refiere a los Sistemas Interconectados BC y BCS, su contribución en conjunto es de 5.6%. En el caso de la GCR Peninsular, si bien es la de mayor crecimiento, su participación en el SIN es de 4.6%.

CUADRO 3.1 CONSUMO NETO DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2021-2023

	2021		2022		2023	
	GWh	% Inc.	GWh	% Inc.	GWh	% Inc.
SISTEMA						
Eléctrico Nacional (SEN)	322,552	3.5	333,662	3.4	345,439	3.5
Interconectado Nacional (SIN)	304,034	3.4	314,317	3.4	326,027	3.7
Baja California (SIBC)	15,541	5.8	16,233	4.5	15,999	-1.4
Baja California Sur (SIBCS)	2,826	8.4	2,964	4.9	3,257	9.9
Mulegé (SIMUL)	150	1.9	148	-1.4	157	5.7
GERENCIA DE CONTROL REGIONAL (GCR)						
Central (CEN)	56,862	1.1	58,099	2.2	58,623	0.9
Oriental (ORI)	52,083	4.5	53,321	2.4	55,374	3.9
Occidental (OCC)	69,893	3.0	72,679	4.0	75,542	3.9
Noroeste (NOR)	25,548	0.5	25,735	0.7	27,610	7.3
Norte (NTE)	28,948	1.3	29,735	2.7	31,179	4.9
Noreste (NES)	57,152	6.3	60,277	5.5	61,757	2.5
Peninsular (PEN)	13,549	8.9	14,470	6.8	15,941	10.2

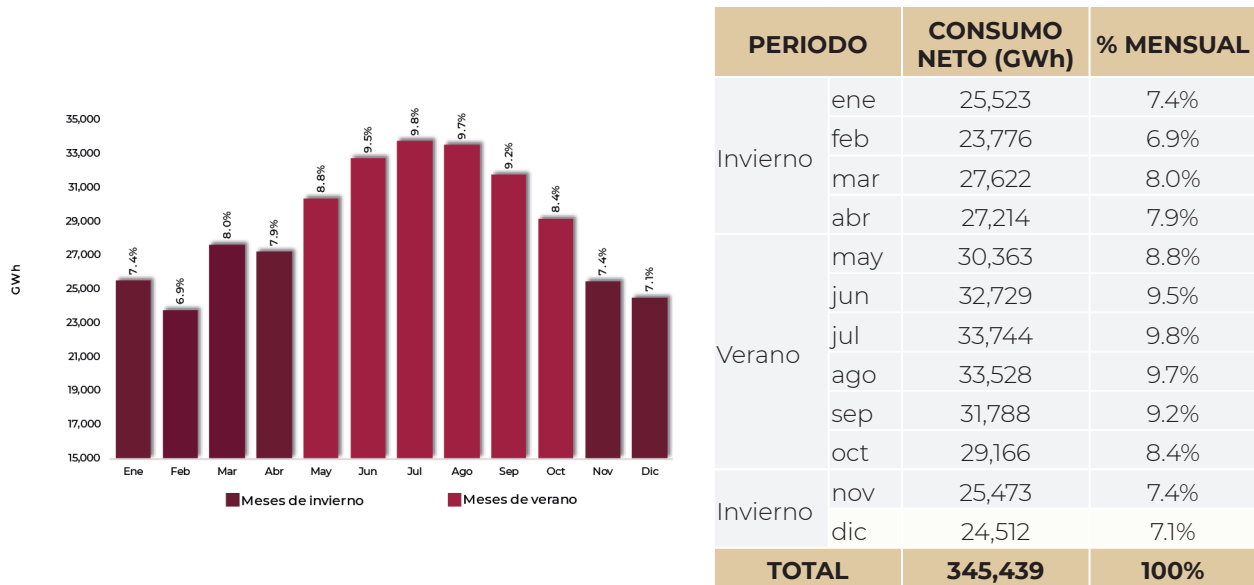
NOTA: Las cifras pueden variar por el redondeo de decimales.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

En la Figura 3.1 se puede observar el comportamiento estacional del consumo neto del SEN, donde en los meses de verano se tuvo el 55.4% del consumo,

mientras que en los meses de invierno se presentó el 44.6%.

FIGURA 3.1 CONSUMO NETO MENSUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SEN 2023



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

En la última década (2014-2023), el consumo neto del SEN se incrementó en promedio 2.7% por año, al igual que el SIN, al pasar de 255,477 GWh a 326,027 GWh.

agrícola, empresa mediana y gran industria, estos últimos concentran el 37.4% y 23.7%, respectivamente. En tercer lugar, está el sector residencial con 26.3%, le siguen el comercial, agrícola y servicios con 5.8%, 5.4% y 1.4%, en ese orden.

3.2 CONSUMO FINAL Y USUARIOS 2023

El consumo final de energía eléctrica se refiere a la energía eléctrica vendida a través del Suministro Básico, Suministro Calificado, Suministro de Último Recurso, Usuarios Calificados participantes del mercado y la energía suministrada por los centros de carga con autoabastecimiento remoto.

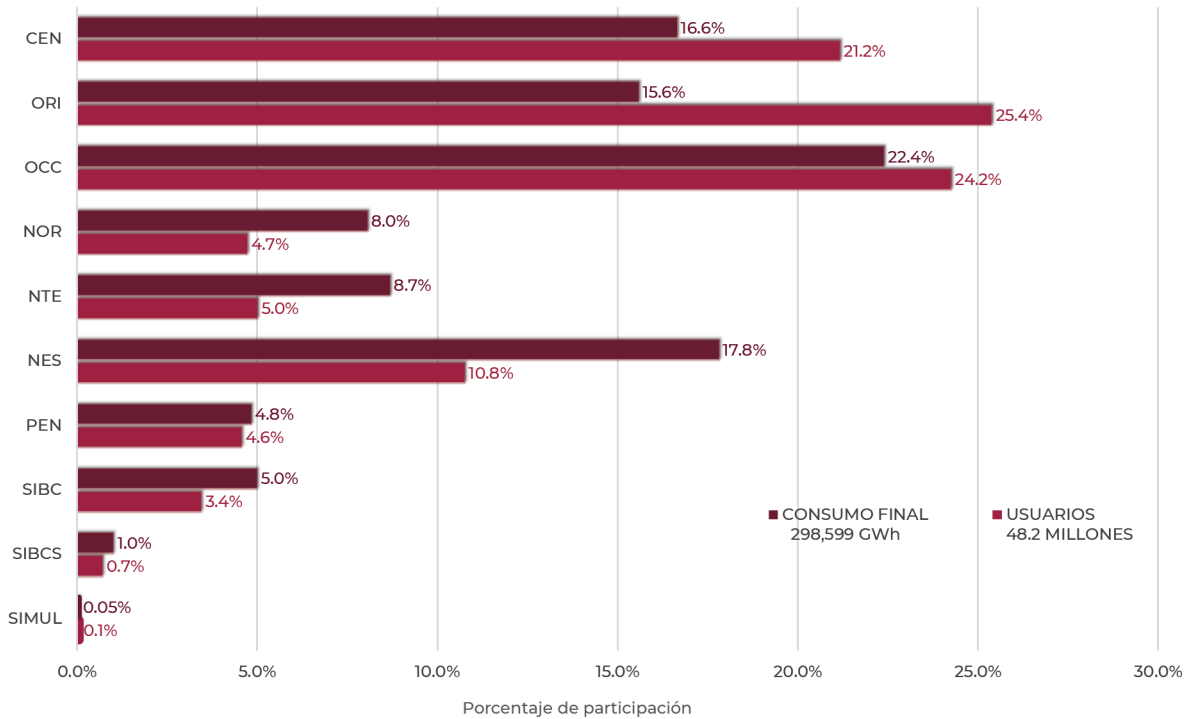
En la Figura 3.2, se observa que la GRC OCC concentra el 22.4% del consumo final, le siguen las GRC NES y CEN con 17.8% y 16.6%, respectivamente. Asimismo, la GRC ORI tiene el 15.6%, que en conjunto con las GCR anteriores concentran el 72.4% del consumo final. Por su parte, los Sistemas Interconectados de Baja California, Baja California Sur y Mulegé suman 6%.

El consumo final del SEN alcanzó 298,599 GWh, lo que representó un alza de 3.4% respecto a 2022, crecimiento inferior al presentado en 2021 y 2022, con una tasa anual de 4.1% para ambos años.

De igual forma, en la Figura 3.2 se puede ver la distribución de los usuarios finales por GCR y Sistema, siendo la GCR ORI la que encabeza, pues concentra 25.4% de los usuarios finales, le siguen la OCC con 24.2% y la CEN con 21.2%. Los Sistemas Interconectados albergan el 4.2% de usuarios finales. Las GCR NOR y NTE consumen el 16.7% del consumo final con 9.7% de los usuarios finales. Mientras que la GCR Peninsular consume 4.8% con 4.6% de usuarios finales.

El consumo final se compone por seis sectores tarifarios: residencial, comercial, servicios, bombeo

FIGURA 3.2 CONSUMO FINAL Y NÚMERO DE USUARIOS FINALES POR GCR Y SISTEMAS 2023



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

3.3 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2023

Las pérdidas de energía en la RNT y en las RGD es uno de los mayores desafíos al que se enfrentan los transportistas, suministradores, distribuidores y operadores en un SEP. Las pérdidas de energía están integradas por las pérdidas técnicas y las no técnicas, las cuales se obtienen por diferencia entre la energía entregada y la energía consumida.

Las pérdidas técnicas se conocen como la energía térmica (efecto Joule I^2R) que se origina por el calentamiento de los conductores eléctricos y transformadores, tanto de transmisión y distribución, cuando circula la electricidad a través de ellos. Las pérdidas no técnicas son aquellas originadas cuando la energía eléctrica se toma del sistema sin que el medidor de energía registre el consumo, ya sea por un uso ilícito, fallas o daños de los equipos de medición y errores administrativos.

En 2023, las pérdidas totales de energía eléctrica fueron de 12.2% respecto al consumo neto del SEN, dicho porcentaje es ligeramente menor al 12.3%

de 2022. El hecho de no aumentar el porcentaje de pérdidas totales significó una mejora, inclusive considerando que ocurrieron máximas temperaturas durante el verano en todas las regiones del país.

3.4 INTENSIDAD ENERGÉTICA, CONSUMO MEDIO Y CONSUMO PER CÁPITA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA 2023

La intensidad energética es una de las medidas macroeconómicas más relevantes para conocer el estado de la economía debido a que, una mayor intensidad energética implica el empleo de más recursos energéticos para producir una unidad de riqueza económica, mayor contaminación ambiental además de menor competitividad del país y mayor déficit exterior.

El uso eficiente de la energía tiene como propósito la reducción de la cantidad de energía requerida para el suministro de productos y servicios. Estas



Central de Cogeneración, Salamanca, Guanajuato.
Comisión Federal de Electricidad

mejoras en el uso se logran generalmente por medio de estrategias de cambios tecnológicos o de procesos de producción más eficiente o a través de implementar Normas de Eficiencia Energética, métodos de certificados a equipos eficientes y también a reducción de pérdidas de energía en un Sistema Eléctrico.

La eficiencia energética es una de las formas más prácticas para medir la reducción de las pérdidas de energía y de los costos de energía (que también es considerado como una estrategia para la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero). La correcta gestión y administración de recursos es una pieza fundamental en los procesos de Planeación, por lo tanto, una de las medidas consideradas para lograr estos.

En el Figura 3.3 se muestran indicadores regionalizados de intensidad energética para la Industria Eléctrica, consumo medio y consumo per cápita. Estos indicadores proporcionan un panorama del uso que se da al consumo de electricidad en relación con las características económicas y demográficas de cada Región.

En cuanto a la intensidad energética del SEN se ubicó en 14.6 Wh/\$. Se observa que las GCR CEN, PEN y ORI poseen indicadores inferiores a los del SEN, en 37.7%, 10.3% y 1.4%, respectivamente. La GCR CEN es la que menor cantidad de energía eléctrica requiere para producir una unidad de riqueza 9.1 Wh/\$. Lo anterior, debido a que en esta GCR

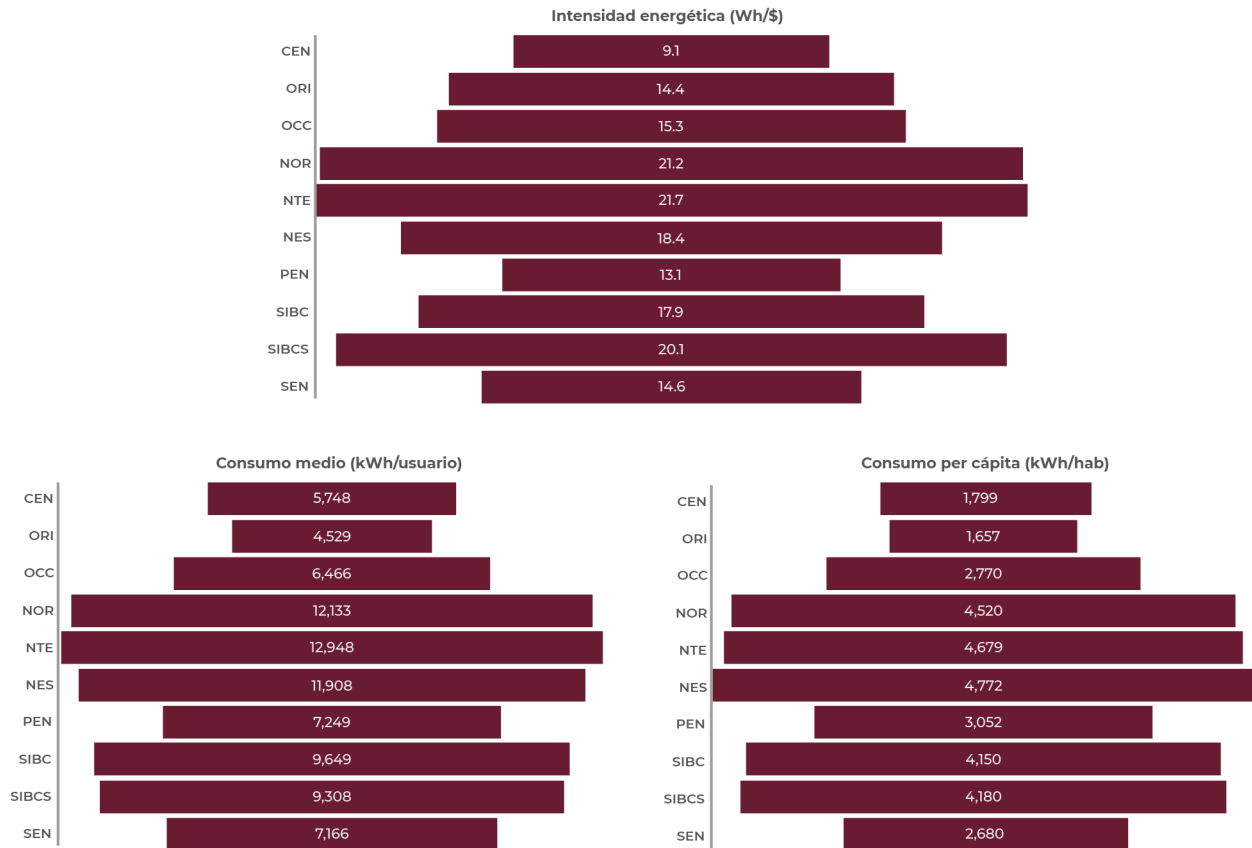
predominan las actividades económicas terciarias y son menos intensivas en el consumo de electricidad. Las GCR ubicadas en el norte del país son las que poseen la intensidad energética más alta, lo cual es atribuible a sus condiciones climáticas extremas y a su vocación agrícola e industrial. Destaca la GCR NTE con el indicador de intensidad energética más alto de 21.7 Wh/\$.

El consumo medio del SEN se ubicó en 7,166 kWh/usuario. Este indicador analiza la relación entre el consumo de electricidad del SEN y el número de usuarios totales. Las GCR CEN, ORI y OCC poseen un consumo medio inferior al nacional debido, principalmente, a que concentran una mayor cantidad de usuarios 70.8% del total. Las GCR ubicadas en el norte del país tienen un consumo medio superior hasta en 80.7% con respecto al SEN ocasionado por la mayor cantidad de industrias y comercios; así como, por la diferencia de temperaturas respecto al centro y sur del país.

El consumo per cápita de electricidad del SEN es de 2,680 kWh/habitante. Este indicador nos dice la relación entre el consumo y la población de un territorio. En las GCR CEN y ORI, el consumo per cápita es menor en 32.9% y 38.2% con respecto al SEN. Estas dos GCR concentran el 51.2% de la población nacional. La GCR NES posee el consumo per cápita más alto del país 78.0% arriba de la media nacional, ya que concentra el 17.9% del consumo con sólo el 10% de la población de México.



FIGURA 3.3 INTENSIDAD ENERGÉTICA, CONSUMO MEDIO Y CONSUMO PER CÁPITA POR GCR Y SISTEMA 2023



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

3.5 MOVILIDAD ELÉCTRICA 2023

El 20 de junio de 2023 se publicó en la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER) el acuerdo de la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica (ENME), en donde se establecen las bases y pautas para promover el uso de tecnologías y combustibles más limpios que permitan impulsar y posicionar a nivel nacional la movilidad eléctrica como una alternativa viable y sostenible.

La ENME se presenta como un instrumento rector para acelerar la transición hacia una movilidad eléctrica de bajas emisiones en México, maximizando los beneficios sociales y ambientales desde una perspectiva que prioriza el transporte público en beneficio de toda la población y en atención a la crisis climática. De esta manera, se busca contribuir a un desarrollo sostenible, que

promueva la modernización inclusiva, sin dejar a nadie atrás⁸.

Se publicó el 14 de febrero de 2024 en el portal de la CONAMER, el acuerdo por el que la CRE expide las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Electromovilidad⁹ para la integración de infraestructura de carga de vehículos eléctricos y vehículos eléctricos híbridos conectables al SEN como parte de una Red Eléctrica Inteligente.

Las presentes disposiciones tienen en el objetivo general de regular la conexión ordenada de infraestructura de carga para vehículos eléctricos (VE) y vehículos eléctricos híbridos conectables (VEHC), de manera segura al SEN y el desarrollo-actualización de una

⁸ <https://www.cofemersimir.gob.mx/portales/resumen/55366>.

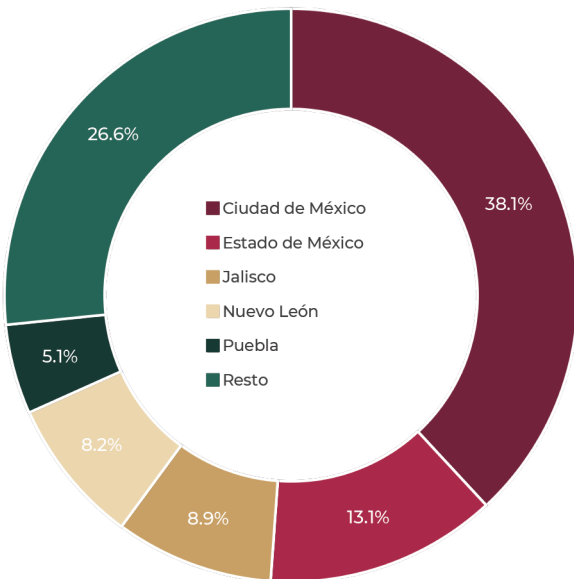
⁹ No ha sido publicada en el Diario Oficial de la Federación

plataforma digital que permita conocer la evolución de la infraestructura de carga en México¹⁰.

La publicación de estos documentos está orientando paulatinamente a México hacia una movilidad eléctrica. En 2023 se vendieron 72,524¹¹ vehículos eléctricos e híbridos, que representaron el 5.3% del total de vehículos automotores comercializados en el país, esto significó un aumento de ventas de 21,459 unidades (42%) con respecto al 2022. Las cinco entidades federativas con mayor concentración de vehículos eléctricos son: la Ciudad de México con 15,084 unidades; el Estado de México con 5,168 unidades; seguidos por Jalisco, Nuevo León y Puebla con 3,543, 3,256 y 2,005 unidades respectivamente.

Estas cinco entidades federativas representan el 73.4% de la concentración de vehículos eléctricos, como se puede apreciar en la Figura 3.4.

FIGURA 3.4 CONCENTRACIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN ENTIDADES FEDERATIVAS AL 2023



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

¹⁰ <https://www.cofemersimir.gob.mx/portales/resumen/56697#>.

¹¹ valores reales a noviembre 2023 y diciembre 2023



Trolebús, Ciudad de México.
Gobierno de la Ciudad de México.

Algunos de los beneficios por el uso de los VE, VHEC y VH, para un recorrido de 300 km, son los ahorros de energía que van de un 40% a un 81%, así como una disminución en las emisiones de GEI mismas que pueden ser del 39% al 70% en comparación con un vehículo de combustión interna.

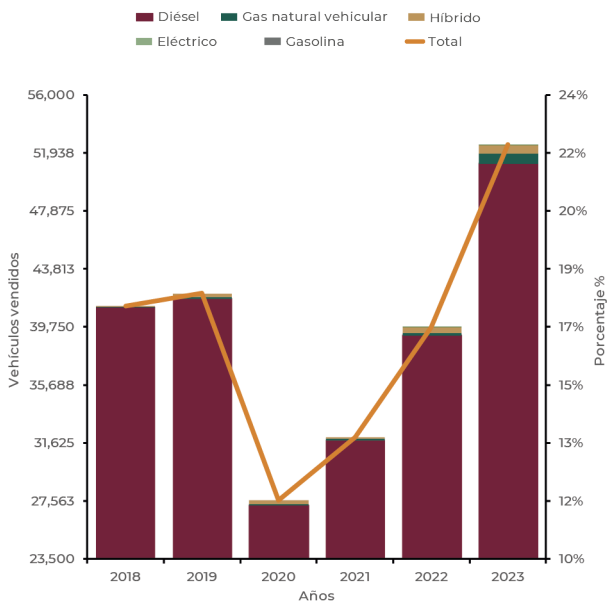
En el sector automotriz en México actualmente se encuentran instaladas 37 plantas de ensamble de vehículos, motores y transmisiones de empresas registradas en la Asociación Mexicana de la Industria Automotriz A.C. (AMIA) y que están distribuidas en 12 entidades federativas¹², por otra parte, en la Asociación Nacional de Productores de Autobuses, Camiones y Tractocamiones, A.C. (ANPACT), representa a la industria automotriz de vehículos comerciales de carga y pasaje, así como motores, integrada por las empresas DINA, DAIMLER BUSES MÉXICO, FOTON, FREIGHTLINER, HINO, INTERNATIONAL, ISUZU, KENWORTH, MACK, MAN, MERCEDES BENZ VANES, SCANIA, VOLKSWAGEN, VOLVO, CUMMINS y DETROIT DIESEL que cuentan con 11 plantas en ocho estados de la República¹³ Mexicana.

¹² https://www.amia.com.mx/about/plantas_ensamble/.

¹³ <https://www.anpact.com.mx/index.php>.

Las ventas que se han realizado de vehículos pesados en los últimos 6 años se pueden ver en la Figura 3.5, en el 2023 se vendieron 52,488 vehículos pesados lo que representó un incremento del 32.2% respecto al 2022, observándose que a los vehículos pesados híbridos tuvieron un incremento del 1.1% respecto al 2022, por otra parte, se observa que a partir del 2022 se empezaron a comercializar vehículos pesados eléctricos, de 5 unidades en el 2022 pasaron a 23 unidades en el 2023¹⁴.

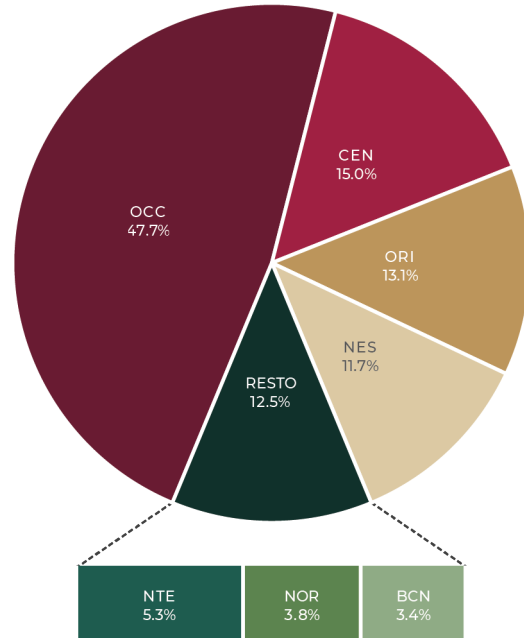
FIGURA 3.5 VENTAS DE VEHÍCULOS PESADOS, 2018-2023



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE e INEGI.

Derivado de lo anterior la GCR con mayor participación en el consumo de energía eléctrica de la rama automotriz es la OCC con 47.7% seguida por las GCR CEN, ORI y NES con 15%, 13.1% y 11.7% respectivamente, mientras que el SIBC y las GCR NTE y NOR presentan las participaciones más bajas, que en conjunto significan el 12.5%, esto se observa en la Figura 3.6.

FIGURA 3.6 CONSUMO DE ENERGÍA EN LA RAMA AUTOMOTRIZ EN EL 2023

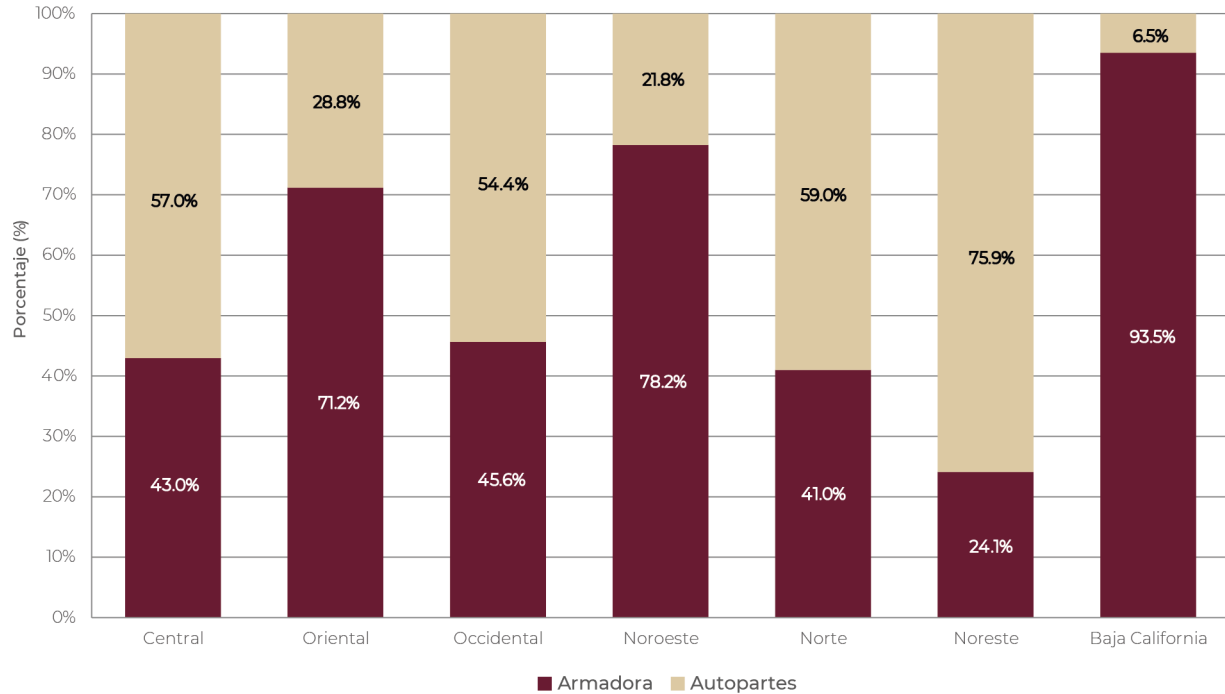


FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

En la Figura 3.7 se presenta la distribución del consumo en 2023 dividido en las categorías de armadoras y autopartes que se encuentran distribuidas en los diferentes Sistemas Interconectados y las GCR que conforman el SEN. Se observa que en el SIBC la participación de las armadoras es la más alta registrada con un 93.5%, mientras que para el caso de la categoría de autopartes es en la GCR NES donde cuenta con un mayor porcentaje, alcanzando el 75.9% de la energía eléctrica demanda por el sector en esa región de la República Mexicana.

¹⁴ <https://www.inegi.org.mx/datosprimarios/iavp/#tabulados>.

FIGURA 3.7 DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SECTOR AUTOMOTRIZ EN ALTA TENSIÓN POR CATEGORÍA, 2023



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

Referente al transporte eléctrico masivo de personas, México cuenta en la Ciudad de México y Zona Conurbada con el Sistema de Transporte Colectivo Metro¹⁵, una Línea de Tren Ligero, la Red de Trolebús¹⁶, la Red de Cablebús, el Tren Suburbano¹⁷, y los primeros autobuses de Metrobús eléctricos. En el norte del país, Monterrey, cuenta con un Sistema de Transporte Colectivo Metrorrey¹⁸ y Guadalajara tiene el Sistema de Tren Eléctrico Urbano¹⁹.

El consumo eléctrico anual de los servicios de transporte colectivos eléctricos mencionados asciende a poco más de 528 GWh al año, lo que equivale al 0.2% del consumo neto del SEN en 2023.

¹⁵ STC Metro, 2021.

¹⁶ www.ste.cdmx.gob.mx.

¹⁷ Suburbano. La vía rápida al bienestar.

¹⁸ Sistema de transporte Colectivo Monterrey, 2021.

¹⁹ SITEUR, 2021.

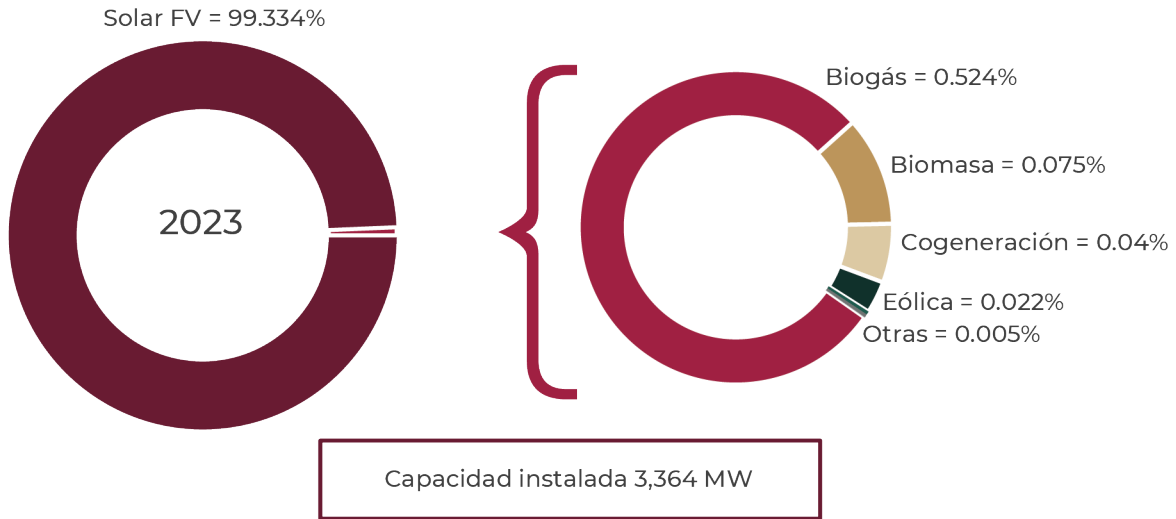
3.6 GENERACIÓN DISTRIBUIDA 2023

La energía se puede describir como la capacidad que tiene un sistema para producir un trabajo, mismo que puede ser aprovechable por el ser humano, como es el caso de la energía eléctrica obtenida a partir de la transformación de diferentes fuentes de energía como el agua, el viento, la materia orgánica y la irradiación solar, principalmente. La Generación Distribuida es la producción de energía eléctrica a pequeña escala. En México de acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica se entenderá por Generación Distribuida (GD): la generación de energía eléctrica que cumple con las siguientes características: a) Se realiza por un generador exento en los términos de esta Ley, y b) Se realiza en una central eléctrica que se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de Centros de Carga, en los términos de las Reglas del Mercado. En esta sección se describirá la GD con capacidad menor a 0.5 MW interconectadas a las RGD.

En 2023 la diversificación en las tecnologías de la GD se presenta en la Figura 3.8, donde se muestra la participación de la capacidad instalada

acumulada por tecnología, alcanzando un valor total acumulado de 3,364 MW.

FIGURA 3.8 CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA POR TECNOLOGÍA, 2023



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE y CRE.

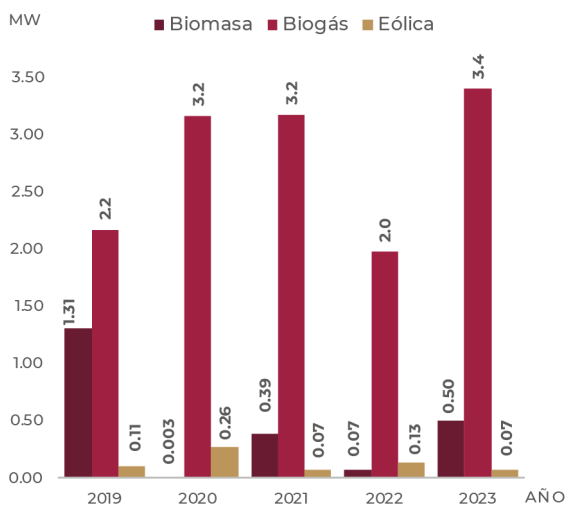


Central fotovoltaica, Puerto Peñasco, Sonora.
Comisión Federal de Electricidad



Después de la tecnología solar fotovoltaica (FV) que es la que ha dominado desde el 2007 en la GD, es importante no perder de vista, las tres tecnologías que han presentado la mayor participación de capacidad instalada para generar energía eléctrica, en los últimos cinco años, ver Figura 3.9, biogás²⁰: que es una mezcla conformada principalmente por CH₄ (metano) y CO₂ (dióxido de carbono), que se genera a partir de la descomposición de la materia orgánica, biomasa²¹: es la energía obtenida de la materia orgánica constitutiva de los seres vivos, sus excretas y sus restos no vivos, y eólica: es la energía que se aprovecha a partir del movimiento del aire.

FIGURA 3.9 EVOLUCIÓN 2019-2023 DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON TECNOLOGÍA BIOMASA, BIOGÁS Y EÓLICA



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

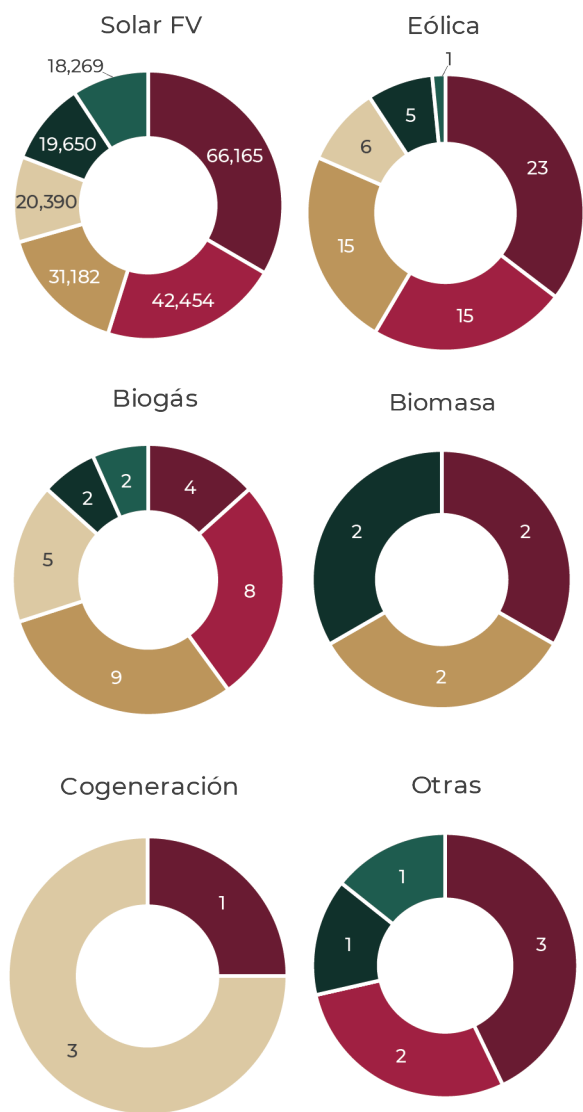
De acuerdo con información de la CFE²², los estados con mayor número de contratos de GD son: Jalisco 17.5%, Nuevo León 11.2%, Chihuahua 8.2%, Guanajuato 5.4%, Michoacán 5.2% y Yucatán 4.3%, mismos que concentran más de 198 mil contratos del total, estas entidades federativas tienen una distribución de contratos por tecnología como se muestra en la Figura 3.10.

²⁰ <https://www.gob.mx/agricultura/es/articulos/biogas-energia-natural>

²¹ <https://www.gob.mx/semarnat/articulos/que-es-la-energia-de-biomasa?idiom=es>

²² Portal SIRESI-GD CFE-Distribución.

FIGURA 3.10 ENTIDADES FEDERATIVAS CON MAYOR NÚMERO DE CONTRATOS DE GD POR TECNOLOGÍA



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

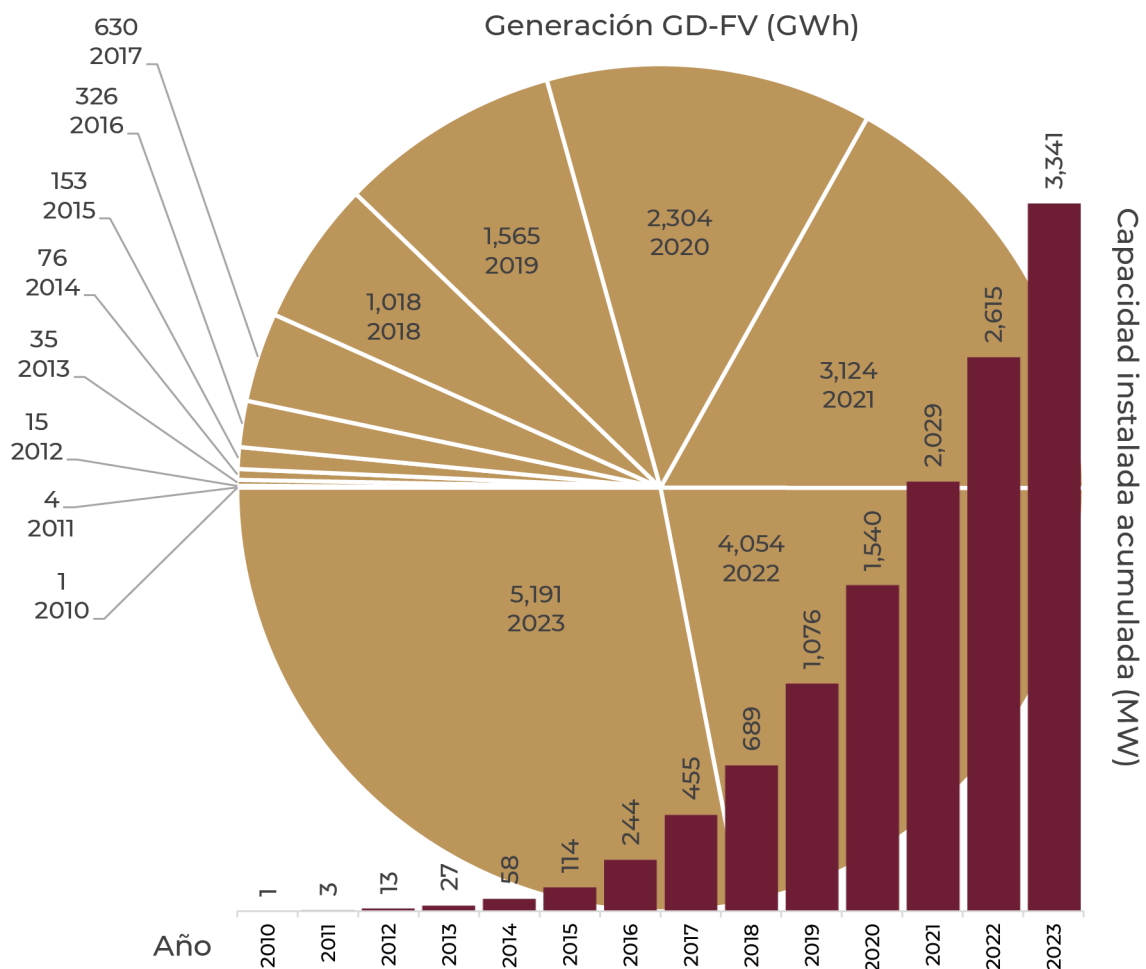
3.6.1 GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON FUENTE DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

En el mundo el uso de la energía solar es el que ha tomado mayor impulso, en el SEN la aportación de la GD fotovoltaica (GD-FV) ocupa más del 99.334%, al generar electricidad dentro de los Centros de Carga o fuera de los Centros de Carga, aprovechando las horas de irradiación solar durante el día. Lo anterior contribuye con los siguientes beneficios: disminución de las pérdidas por efecto Joule I²R

en la transformación y transporte al no generar la energía eléctrica desde las grandes Centrales Eléctricas con la matriz energética disponible del SEN y de esta forma también se evitan emisiones de CO₂e, al medio ambiente.

En 2023 la GD-FV del SEN alcanzó más de 400 mil contratos que ascienden a una capacidad instalada acumulada de 3,341 MW con una producción de energía eléctrica de 5,191 GWh, en la Figura 3.11 se muestra el crecimiento del 2010-2023 de los conceptos antes mencionados.

FIGURA 3.11 CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA Y GENERACIÓN APORTADA POR LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS 2010-2023

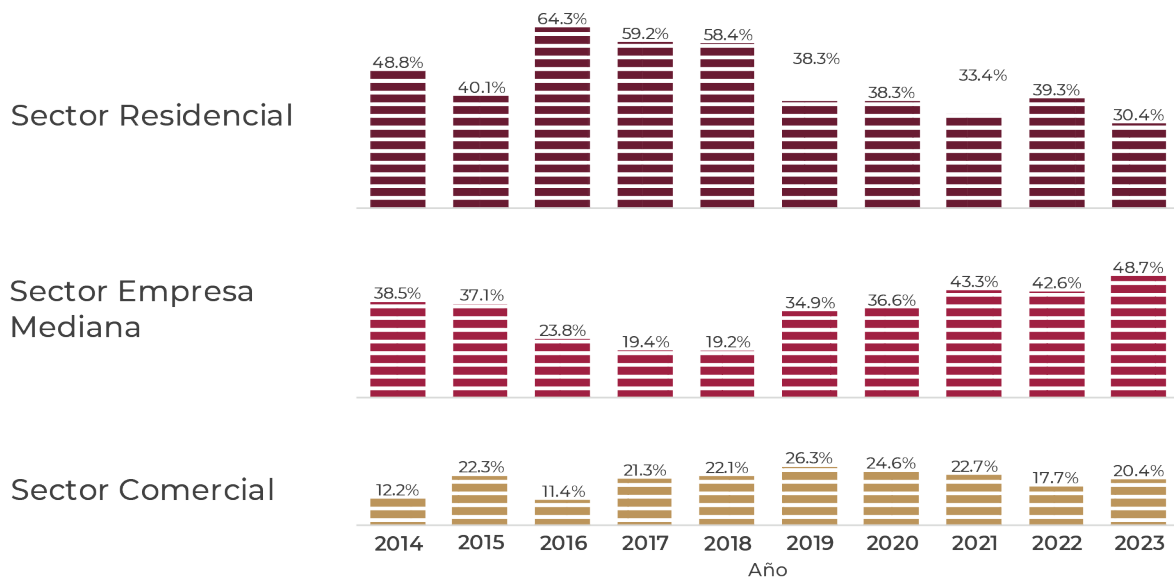


FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE y CRE.

El despliegue de la GD-FV del consumo, en los polos de desarrollo o también llamados Centros de Carga, se pueden identificar en los sectores: residencial, comercial, empresa mediana, servicios y agrícola, a partir de los datos históricos 2014-2023 de Capacidad Instalada, se observa que, la más alta participación se debe al sector residencial con una contribución promedio en el periodo de

45%, seguida de la empresa mediana con 34% y alcanzando todavía un valor significativo el sector comercial con 20%, en la Figura 3.12 se presenta la evolución de la aportación histórica de estos tres sectores de consumo. El sector servicios y agrícola escasamente agrupan una participación promedio en el periodo de 0.4%.

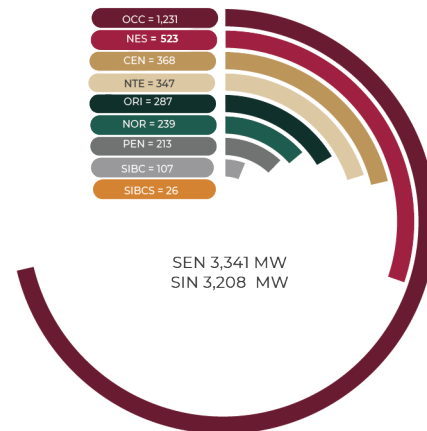
FIGURA 3.12 EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN ANUAL 2014-2023 DE LA GD-FV POR SECTOR DE CONSUMO RESIDENCIAL, EMPRESA MEDIANA Y COMERCIAL



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

La contribución de la Capacidad Instalada acumulada por GCR, se presenta en la Figura 3.13, en ella se observa que en 2023 las GCR que concentran el mayor valor de capacidad instalada de GD-FV son: la GCR OCC con 36.9%, la GCR NES 15.7% y la GCR CEN con 11% que reúnen más de la mitad del total de GD-FV del SEN con alrededor de 63.5%, y con menor agrupación los SIBC y SIBCS con 3.2% y 0.8%, respectivamente. Durante el 2023 fue instalada una capacidad de 726 MW de GD-FV en las varias regiones que integran el SEN y que se estimó generaron 690 GWh.

FIGURA 3.13 CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA DE GD-FV POR GCR, 2023

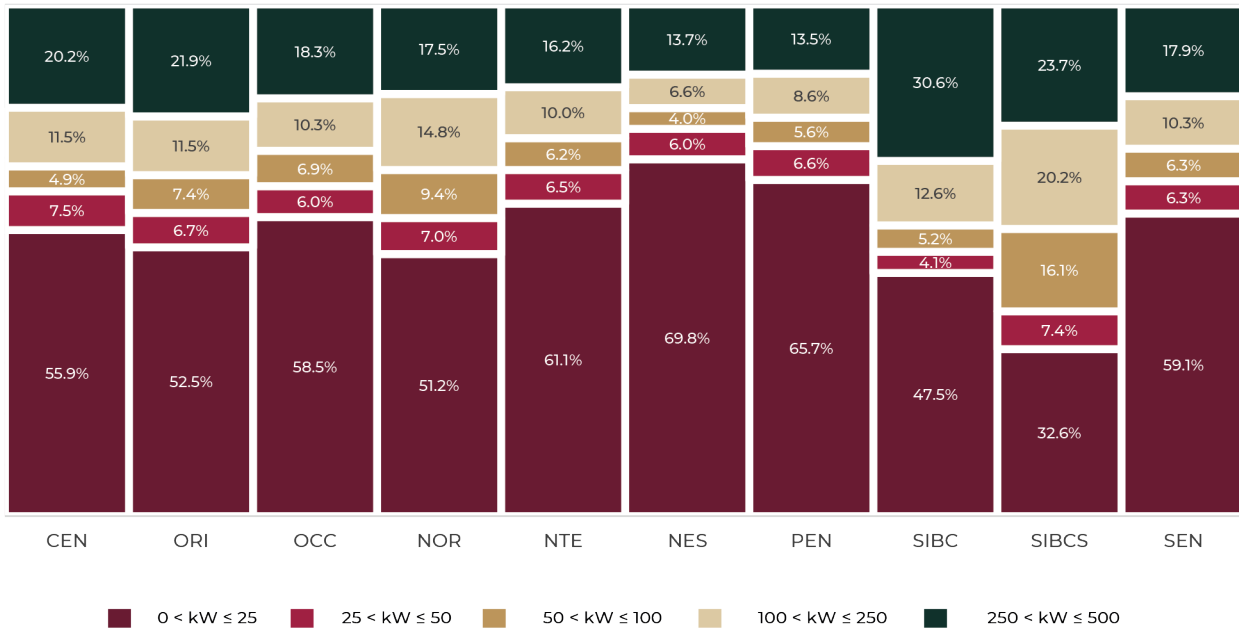


FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

La Capacidad Instalada promedio de la GD-FV en las diferentes GCR, se encuentra con una distribución de capacidad como se puede apreciar en la Figura 3.14. Para el SEN los rangos más representativos son: $0 < kW \leq 25$ con 59.1%, seguida del rango de $250 < kW \leq 500$ con 17.9% y el rango de $100 < kW \leq 250$

con 10.3%. Por GCR las NTE, NES y PEN destacan por su participación superior al 60% en el rango de $0 < kW \leq 25$ respecto a las demás GCR y Sistemas. En sentido contrario el rango $25 < kW \leq 50$ se identificó como el de menor participación en el SIBC, así como el de $50 < kW \leq 100$ en la GCR NES.

FIGURA 3.14 RANGOS DE CAPACIDAD DE LOS SISTEMAS DE GD-FV 2017-2023 POR SISTEMAS Y GCR



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.



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

3.7 DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA NETA 2023

En cuanto a la demanda máxima integrada del SIN se refiere al valor máximo en MWh/h en una hora específica del año y se obtiene con la suma de las demandas coincidentes de las GCR que integran el SIN en esa misma hora. Esta demanda es menor que la suma de las demandas máximas no coincidentes anuales de las GCR. En 2023, la demanda máxima integrada neta del SIN registró un valor de 51,406

MWh/h, lo que equivale a un incremento de 10.2% respecto a los 46,636 MWh/h de 2022.

En el Cuadro 3.2 se presenta la demanda máxima integrada no coincidente, se refiere al valor máximo en MWh/h que presentan todas y cada una de las GCR en una hora durante un año y que no necesariamente es la misma hora, también se incluyen las demandas máximas integradas netas de los Sistemas Interconectados: SIN, SIBC, SIBCS, SIMUL y de las GCR. Así como, las demandas coincidentes por GCR referidas al SIN y el SEN.

CUADRO 3.2 DISTRIBUCIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA Y COINCIDENTES CON EL SIN Y SEN, 2023

	DEMANDAS MÁXIMAS ^{1/}		DEMANDAS COINCIDENTES	
	MWh/h	CRECIMIENTO ANUAL (%)	SIN MWh/h	SEN MWh/h ^{2/}
SISTEMA				
SEN ^{2/}	54,530			
SIN	51,406	10.2%		
SIBC	3,393	2.1%		2,537
SIBCS	660	13.4%		562
SIMUL	32	1.4%		25
GERENCIA DE CONTROL REGIONAL				
CEN	8,458	1.0%	8,279	8,279
ORI	8,543	6.2%	7,952	7,952
OCC	11,308	8.6%	11,308	11,308
NOR	5,699	9.1%	5,215	5,215
NTE	5,331	2.5%	5,286	5,286
NES	10,880	7.9%	10,877	10,877
PEN	2,681	14.8%	2,537	2,537

^{1/} Demandas máximas, se presentan en fechas y horas diferentes.

^{2/} Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR, demandas referidas a la hora del Centro.

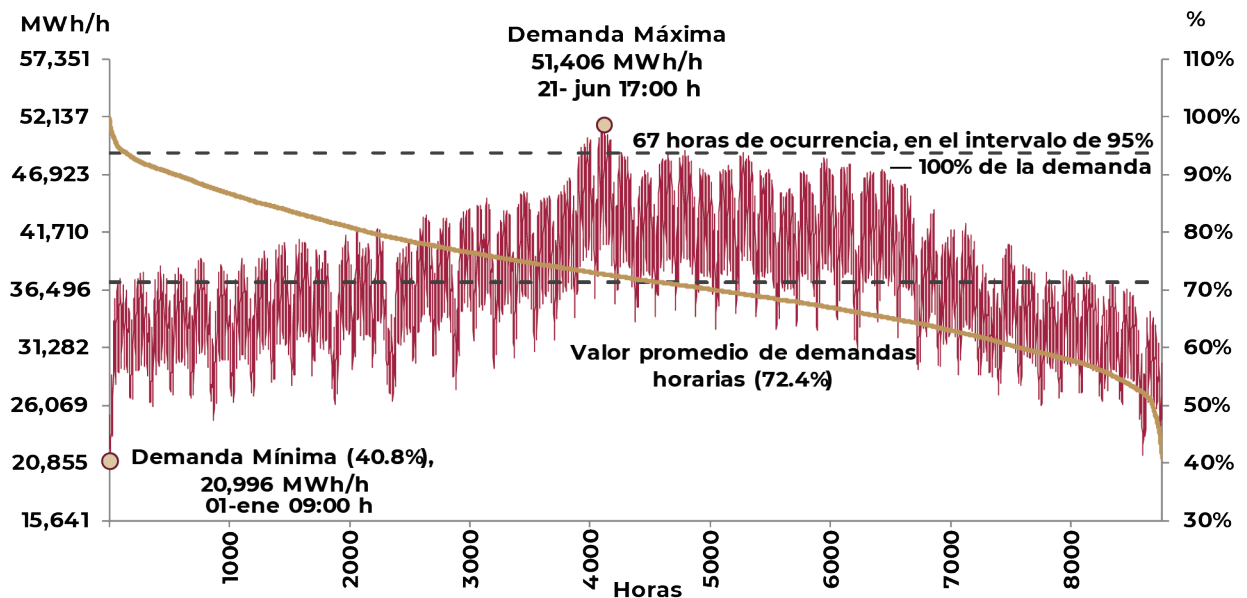
FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

3.8 DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA NETA DEL SIN 2023

Las características de la demanda máxima integrada neta se muestran a través de la curva de carga del SIN 2023 las cuales son las siguientes: se concentran 67 horas del año en el intervalo de 95% — 100% de la demanda máxima; la demanda mínima integrada se presenta al 40.8% de la demanda máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicó en 72.4% — factor de carga —.

La demanda presentó un comportamiento diferenciado a lo largo del año, mostrando una estacionalidad entre los meses de verano donde se presentan las demandas más altas del año, en contraste con los meses de primavera, en los cuales se observa una disminución de la demanda. En los meses con temperaturas bajas — invierno —, se registraron las demandas mínimas del SIN como se muestra en la Figura 3.15. Este comportamiento es característico de las regiones del norte del país y mientras que en el centro del país dicho comportamiento es menos marcado.

FIGURA 3.15 CURVA DE CARGA DEL SIN 2023 (MWh/h)



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

3.9 ENTORNO ECONÓMICO 2023

En el Cuadro 3.3 se muestran los indicadores que explican el desempeño económico del país en 2023. El tipo de cambio promedio mensual para solventar obligaciones se cotizó en 17.7 MXN/dólares de EUA, 11.8% menor al tipo de cambio de 2022; la tasa de interés de referencia cerró en 11.3%, es decir, 75 puntos base mayor en comparación con el año previo. Por su parte, la inflación se ubicó en 4.7%, siendo 3.1 puntos porcentuales menor a la presentada en 2022. El precio de exportación de la mezcla de petróleo crudo se vendió en promedio en 71.2 dólares por barril, precio menor al reportado en 2022, donde se vendió en 89.5 dólares por barril. En cuanto al consumo privado, si bien tuvo un

crecimiento de 4.4% para 2023, es menor al de 2022 donde creció 5.1%.

En el sector externo, la balanza comercial presentó un déficit acumulado de 5,464 millones de dólares EUA, monto que se compara con el déficit de 26,879 millones de dólares reportado en 2022. La Inversión Extranjera Directa, reportó 36,058 millones de dólares.

De forma global la economía mexicana creció 3.2%. Por actividad económica, las actividades primarias presentaron un avance de 1.9%, las secundarias de 3.5% y las terciarias de 3.1%.

CUADRO 3.3 PRINCIPALES INDICADORES ECONÓMICOS 2022-2023

INDICADOR ECONÓMICO	2022	2023
	ANUAL	ANUAL
PIB Total cifras reales (%) ^{1/}	3.8%	3.2%
Primario (Agrícola)	1.6%	1.9%
Secundarias (Transformación)	5.3%	3.5%
Terciarias (Servicios)	3.1%	3.1%
Tipo de cambio (pesos/dólar) ^{2/}	20.1	17.7
Precio del crudo mexicano (dólares por barril) ^{2/}	89.5	71.2
Tasa de interés de referencia (%) ^{2/}	10.5	11.3
Inflación (%) ^{1/}	7.8	4.7
Consumo privado (%) ^{1/}	5.1	4.4
Balanza Comercial (millones de dólares) ^{1/}	-26,879	-5,464
Exportaciones	577,735	593,012
Importaciones	604,615	598,475
Inversión Extranjera Directa (millones de dólares) ^{3/}	35,292	36,058

NOTA: Se ajustaron valores del INEGI de base 2013 a base 2018.

^{1/} INEGI, Banco de Información Económica (BIE) - PIB y Cuentas Nacionales, Indicadores económicos de coyuntura. El PIB refiere al Valor Agregado Bruto. Fecha de consulta: 20 de mayo de 2024.

FUENTE: INEGI, Producto Interno Bruto Trimestral. Año base 2018

- <https://www.inegi.org.mx/app/tabulados/default.aspx?pr=20&vr=1&in=2&tp=20&wr=1&cn=1&idrt=3257&opc=p>
- <https://www.inegi.org.mx/programas/pib/2018/#tabulados>

^{2/} BANXICO, Sistema de Información Económica (SIE). Fecha de consulta: 05 de marzo de 2024. <https://www.banxico.org.mx/SieInternet/>

^{3/} Secretaría de Economía, Reportes Estadísticos de Inversión Extranjera Directa (IED). Fecha de consulta: 05 de marzo de 2024.

- <https://www.gob.mx/se/acciones-y-programas/competitividad-y-normatividad-inversion-extranjera-directa?state=published>
- https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/915793/Informe_Congreso_2023-4T.pdf

FUENTE: Elaborado por SENER.

El PIB es considerado uno de los mejores indicadores del comportamiento de la economía de un país²³. Al aumentar la demanda de bienes y servicios se incrementa el consumo, crece el PIB, se generan nuevos empleos y la economía se expande. Es por ello, que el consumo de energía eléctrica está altamente correlacionado con el PIB, debido a que la energía eléctrica, es un insumo importante para llevar a cabo gran parte de las actividades productivas. Esto también se refleja en el caso de los hogares, pues las familias tienen acceso a mayor cantidad de satisfactores de los cuales en su mayoría funcionan a base de energía eléctrica.

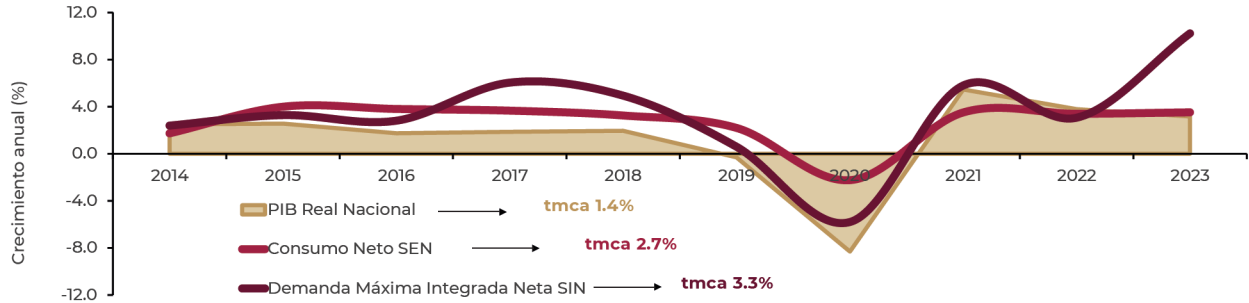
La estimación de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) en sus Criterios de Política Económica 2024 proyectaba un crecimiento económico para 2023 en el rango de 2.5% y 3.5%, resultando un crecimiento real de 3.2%. El tercer trimestre presentó el mayor auge con un alza de 3.5% respecto al mismo trimestre de 2022, impulsado por el buen desempeño de las actividades primarias y secundarias, en específico de la construcción y la agricultura. En lo referente a la industria eléctrica, en 2023 su PIB creció 3.7%²⁴.

El consumo neto de energía eléctrica en 2023 registró un incremento de 3.5%, en 2022 se tuvo un crecimiento de 3.4% inferior al registrado en 2021 que fue de 3.5%. En cuanto a la demanda máxima integrada neta presentó un alza de 10.2%. Estas dos variables guardan una correlación directa con el crecimiento o decremento de la economía, tal y como se aprecia en la Figura 3.16, donde se muestra la evolución histórica de estos indicadores en la última década.

²³ INEGI. Lo que indican los indicadores: cómo utilizar la información estadística para entender la realidad económica de México/. Jonathan Heath. México, 2012.

²⁴ PIB del Sector 22 Generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, suministro de agua y de gas natural por ductos al consumidor final.

FIGURA 3.16 EVOLUCIÓN DEL CRECIMIENTO DEL PIB NACIONAL, CONSUMO NETO DEL SEN Y DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA NETA DEL SIN 2014-2023



NOTA: Se ajustaron valores del INEGI de base 2013 a base 2018.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

A continuación, se presentan las particularidades que caracterizan cada GCR y Sistema Interconectado, a través de los principales indicadores económicos y demográficos que

influyen en el consumo de la energía eléctrica, así como el comportamiento de la demanda máxima de las zonas más representativas. Ver Figura 3.17.

FIGURA 3.17 DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA POR ZONA (MWh/h) EN LAS GCR DEL SEN 2023



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

GCR CENTRAL

La GCR CEN ocupa aproximadamente el 3.8% del territorio nacional. En 2023, concentró el 25.3% de la población (32.6 millones de personas) y atendió al 21.2% de los usuarios finales de energía eléctrica. Su consumo per cápita de energía se estima en 1,799 kWh/habitante y su tasa de desocupación promedio resultó de 1.9%, siendo menor a la de 2022 donde alcanzó una tasa de 2.3%.

En 2023, la GCR CEN alojó poco menos de 1.5 millones de unidades económicas, las cuales representan el 26.3% del total del país, conforme a la información presentada en el Directorio Estadístico Nacional de Unidades Económicas (DENUE) del INEGI. Sus principales Centros de Carga se encuentran en la industria de la construcción (cementeras), industria del acero, el Sistema de Transporte Colectivo-Metro, armadora automotriz, refinería Miguel Hidalgo localizada en Tula de Allende Hidalgo y las plantas de bombeo Cutzamala. La Inversión Extranjera Directa (IED) durante 2023 representó el 37.5% del total nacional, siendo así, es la GCR que mayor inversión extranjera capta.

Con estimaciones del escenario Macroeconómico 2024-2038, se calcula que la contribución de esta GCR al PIB nacional en 2023 sea de 27.3%, compuesto en un 83.3% por las actividades terciarias. Por su parte, las actividades secundarias sumarán 15.6%, donde el PIB de electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final representaría el 5.4% de dichas actividades y el 0.8% con respecto al PIB de la Gerencia. Finalmente, las actividades primarias sólo aportarán el 1.1% restante.

La GCR CEN se divide en tres regiones: Valle de México Norte, Valle de México Centro y Valle de México Sur, las cuales representaron el 39.6%, 18.2% y 42.2%, respectivamente de la demanda máxima de esta GCR. Al interior de la región Valle de México Norte destaca la zona Cuautitlán como la que concentra la mayor proporción de la Demanda Máxima (16.9%). La zona Ixmiquilpan concentra el 1.4%, sin embargo, fue la que presentó el mayor incremento en la demanda durante 2023 al registrar un avance de 17.2%.

En la región Valle de México Centro, la zona Chapingo acaparó el 20.8% de la demanda máxima, sin embargo, el mayor crecimiento durante 2023 lo registró la zona Polanco con una tasa anual de 4.4%. En lo que respecta a la región Valle de México Sur, la zona Lázaro Cárdenas destaca porque, a la vez que concentró el 19.8% de la demanda máxima también

tuvo la tasa de crecimiento anual más elevada de la región durante 2023 con 6.1%.

Se espera que en el periodo 2024-2038, el PIB de la GCR CEN tenga un crecimiento promedio anual de 2.6%, manteniendo su contribución a la economía nacional en el año 2038 con 27.3%. Por el lado de la demanda, se estima que las zonas Tula de la región Valle de México Norte, Nezahualcóyotl de la región Valle de México Centro y Las Lomas perteneciente a la región Valle de México Sur, registrarán el crecimiento promedio anual más elevado a un ritmo de 3.1%, 4.7% y 4.9%, respectivamente durante el mismo periodo.

GCR ORIENTAL

La GCR ORI ocupa el 18.5% del territorio nacional aproximadamente, concentrando en 2023 el 25.9% de la población (33.4 millones de personas) y atendió al 25.4% de los usuarios con un consumo per cápita de 1,657 kWh/habitante. Su tasa promedio de desocupación se calculó en 2.2%.

Con información del DENUE del INEGI, en 2023 la GCR ORI alojó poco más de 1.5 millones de unidades económicas, las cuales representan el 27.9% del total del país. Los principales Centros de Carga se encuentran en las industrias siderúrgica, petroquímica y del plástico, cementera y automotriz, además de la minería. Estas empresas están localizadas en los estados de Veracruz, Puebla, Tlaxcala y Guerrero. La IED en 2023 representó el 4.9% del total nacional.

Con estimaciones del escenario Macroeconómico 2024-2038, se calcula que su contribución al PIB nacional en 2023 sea de 16.3%. La mayor proporción del PIB de la GCR ORI se encuentra en las actividades económicas terciarias, las cuales representarían el 59.8%. Las actividades secundarias sumarán 35.6%, donde el PIB de electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final sería el 4.5% de dichas actividades y el 1.6% del PIB de la Gerencia. Las actividades económicas primarias representarían el 4.6% restante.

Para el periodo 2024-2038, se prevé que el PIB de la GCR ORI tenga un crecimiento promedio anual de 2.2%, disminuyendo su contribución a la economía nacional al pasar de representar el 16.5% en 2024 al 15.4% en 2038.

Para el análisis de la Demanda Máxima, la GCR ORI se divide en cuatro regiones. La región Oriente representó, durante 2023, el 36.1%, la Sureste el 29.3%,



la Centro Oriente el 21.7% y la Centro Sur el 12.9%. Al interior de éstas, en la región Oriente, la zona Coahuila de Zaragoza presentó la mayor concentración de demanda con 29.3% y, a su vez, también registró el mayor crecimiento anual con 6.6%, ambos datos de 2023. En las regiones Sureste, Centro Oriente y Centro Sur, las zonas más representativas en cuanto a demanda son Villahermosa (25.1%), Puebla (43.2%) y Acapulco (30.9%), respectivamente. En cuanto al crecimiento anual registrado durante 2023, destacan las zonas Tehuantepec con 9.3% de la región Sureste, la zona Puebla con 3.2% en la región Centro Oriente y la zona Iguala con 9.1%, ésta última pertenece a la región Centro Sur.

En la proyección 2024-2038 se estima que las zonas de la GCR ORI que presenten el mayor crecimiento a tasa media anual son Los Tuxtlas (2.3%), San Cristóbal (2.3%), Tehuacán (2.2%) y Chilpancingo (3.1%).

GCR OCCIDENTAL

La GCR OCC ocupa el 15.0% del territorio nacional aproximadamente y, durante 2023, se estima que albergó al 21.2% de la población (27.3 millones de personas). En ese mismo año, la GCR OCC atendió al 24.2% de los usuarios finales mientras que, su consumo per cápita de energía eléctrica resultó de 2,770 kWh/habitante. Su tasa promedio de desocupación, fue de 2.4%.

Con información del DENUÉ del INEGI, durante 2023 en la GCR OCC operaron 1.2 millones de unidades económicas, las cuales representan el 22.0% del total del país. Los principales Centros de Carga se presentan en las industrias siderúrgica, minera, cementera, automotriz e industrias conexas, las cuales se localizan en los estados de Jalisco, Guanajuato, Querétaro, Aguascalientes, Zacatecas y San Luis Potosí, principalmente. La IED en 2023 representó el 19.8% del total nacional, siendo la segunda GCR con mayor atracción de inversión.

De acuerdo con lo previsto en el escenario Macroeconómico 202-2038, su contribución al PIB nacional en 2023 será de 21.0%. Las actividades económicas terciarias representarán el 63.7% y, por otro lado, las actividades secundarias contribuirán con 30.6%. De éstas, el PIB de electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final serán del orden del 4.6% y el 1.4% del PIB de la Gerencia. Las actividades económicas primarias representarán el 5.7% restante.

Al igual que la GCR CEN, la GCR OCC también se divide en tres regiones. La región Jalisco representó el 28.6% de la demanda máxima integrada mientras que, las regiones Bajío y Centro Occidente, el 60.0% y 11.4%, respectivamente.

Por regiones, en la región Jalisco, la zona Metropolitana Hidalgo concentró el 17.5% de la demanda máxima y también fue la zona que registró el mayor crecimiento a tasa anual de 12.0%. En el Bajío, la zona San Luis Potosí representó el 15.9% de la demanda, siendo la zona con el mayor crecimiento anual (7.9%) durante 2023. En la región Centro Occidente, la zona Colima participa con el 31.0% de la demanda máxima. Por otro lado, la zona Apatzingán registró una tasa de crecimiento anual de 7.1% durante 2023.

Para el periodo 2024-2038, se prevé que el PIB de la GCR OCC tenga un crecimiento promedio anual de 2.7%, incrementado su participación en la economía nacional al pasar de 20.9% en 2024 a 21.5% en 2038. En el mismo periodo se proyecta que las demandas máximas con las tmca más elevadas se registren en las zonas Minas (región Jalisco) con 4.2%, Querétaro (región Bajío) con 6.2% y Zitácuaro (región Centro Occidente) con 3.7%.

GCR NOROESTE

La GCR NOR ocupa alrededor de 12.1% del territorio nacional. En 2023, sus habitantes ascendieron a 6.1 millones de personas aproximadamente, lo que representa cerca del 4.7% de la población del país. En ese año, la GCR NOR atendió al 4.7% de los usuarios finales, con un consumo per cápita de 4,520 kWh por habitante. Su tasa promedio de desocupación fue de 2.6%.

De acuerdo con el DENUÉ del INEGI, durante 2023 en la GCR NOR operaron 0.2 millones de unidades económicas, las cuales representan el 4.4% del total del país. Los principales centros de carga se presentan en las industrias minera, cementera y automotriz, localizadas en las zonas Cananea, Hermosillo y Caborca. La IED en 2023 representó el 8.7% del total nacional.

El escenario Macroeconómico 2024-2038 estima que su contribución al PIB nacional en 2023 sea del 5.5%. En esta GCR las actividades económicas terciarias representarán el 56.7%, las actividades secundarias alcanzarán el 34.3% y las actividades económicas primarias el 9.0% restante. El PIB de electricidad, agua y suministro de gas por ductos al



consumidor final se estima representen el 6.5% de las actividades secundarias y el 2.2% del PIB de la GCR NOR.

La zona Hermosillo es la que representa el porcentaje más alto de participación en la demanda en esta GCR con 21.3%, seguida de Culiacán y Cananea Nacozari con 16.5% y 9.6%, respectivamente. Durante 2023, la zona Navojoa y Guaymas registraron el crecimiento anual más alto con 9.9% y 9.2%, respectivamente.

Para el periodo 2024-2038, se prevé que el PIB de la GCR NOR tenga un crecimiento promedio anual de 2.5%, su porcentaje de participación en la economía disminuyó su participación de 5.5% a 5.4%. Para este mismo periodo, al analizar el crecimiento esperado de la Demanda Máxima, se espera que la zona Mazatlán crezca a un ritmo promedio anual 3.2%.

GCR NORTE

La GCR NTE ocupa el 21.2% del territorio nacional, aproximadamente. En 2023, sus habitantes ascendieron cerca de 6.7 millones de personas, lo que representa el 5.2% de la población del país, aproximadamente. En ese año, la GCR NTE atendió al 5.0% de los usuarios finales del servicio de energía eléctrica con un consumo per cápita de 4,679 kWh por habitante. Su tasa promedio de desocupación fue de 1.7%.

En la GCR NTE operaron 0.2 millones de unidades económicas, las cuales representan el 4.2% del total del país. Los principales Centros de Carga se agrupan en las industrias minera y metalúrgica, industria cementera, madera y papel, manufactura y agrícola. La IED en 2023 representó el 7.3% del total nacional.

Según las proyecciones del escenario Macroeconómico 2024-2038 se espera que la contribución al PIB nacional en 2023 sea del 6.1%. Las actividades económicas primarias representan 7.0%, las secundarias 39.2% y las terciarias 53.8%. El PIB de electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final representan el 4.0% de las actividades secundarias y el 1.6% del PIB de la GCR NTE.

La zona Torreón es la que representa el porcentaje más alto de participación en la demanda en la GCR NTE con 24.1%, seguida de Ciudad Juárez con 21.4%. La zona que registró el crecimiento anual más alto fue Chihuahua y Moctezuma con 6.6% y 5.6%, respectivamente.

Para el periodo 2024-2038, se prevé que el PIB de la GCR NTE tenga un crecimiento promedio anual de 2.2%. Sin embargo, se prevé que disminuya su porcentaje de participación en la economía al pasar de 6.1% a 5.8% en 2038. Para este mismo periodo, al analizar el crecimiento esperado de la Demanda Máxima, se espera que las zonas Juárez y Chihuahua crezcan a una tasa promedio anual de 3.2% y 2.8%, respectivamente.

GCR NORESTE

La GCR NES ocupa el 14.8% del territorio nacional, aproximadamente. En 2023, sus habitantes ascendieron cerca de 12.9 millones de personas, es decir, el 10.0% de la población del país. En 2023, la GCR NES atendió al 10.8% de los usuarios finales del servicio de energía eléctrica con un consumo de energía eléctrica per cápita de 4,772 kWh por habitante, siendo la GCR con el mayor consumo. Su tasa promedio de desocupación llegó a 2.1%.

Durante 2023, en la GCR NES operaron 0.4 millones de unidades económicas, las cuales representan el 8.1% del total del país de acuerdo con el INEGI. Los principales Centros de Carga se concentran en las industrias siderúrgica, minera y de refinación de petróleo localizadas en las zonas Monterrey, Monclova, Concepción del Oro y Tampico. La captación de IED en 2023 representó el 11.4% del total nacional, siendo la tercer Gerencia que más inversión atrajo.

De acuerdo con las proyecciones del Macroeconómico 2024-2038 se espera que la contribución al PIB nacional en 2023 alcance el 10.3%. Las actividades económicas primarias sólo representarían el 1.6%, mientras que, las secundarias 37.2% y las terciarias 61.2%. El PIB de electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final se estima que represente el 2.7% de las actividades secundarias y el 1.0% del PIB de la Gerencia.

La zona Monterrey representa casi la mitad de la demanda máxima en la GCR NES con 46.3%, seguida por Saltillo con un 9.8% y Reynosa con 7.8%. Las zonas que registraron la tasa de crecimiento anual más alta durante 2023 fueron Mante, Saltillo y Victoria.

Se estima que en el periodo 2024-2038, el PIB de la GCR NES tenga un crecimiento promedio anual de 2.7% y que su porcentaje de participación en la economía nacional aumente un poco al pasar de 14.3% a 14.6% en 2038. Para el mismo periodo, al





Ejercicio de maniobra durante el izaje de estructura de emergencia. Reunión Nacional de Huracanes 2024, Los Cabos, Baja California Sur. Comisión Federal de Electricidad.



analizar el crecimiento esperado de la demanda máxima, se espera que las zonas Río Verde, Huejutla y Mante crezcan a una tmca de 5.3%, 3.6% y 3.5%, respectivamente.

GCR PENINSULAR

La GCR PEN ocupa el 7.2% del territorio nacional aproximadamente. Se estima que, en 2023, la población de esta GCR ascendió a 5.2 millones de personas, es decir, el 4.1% del total de los habitantes. Esta GCR atendió al 4.6% de los usuarios finales mientras que, su consumo de energía eléctrica per cápita resultó de 3,052 kWh por habitante. La tasa promedio de desocupación fue de 2.1%.

En la GCR PEN operaron 0.2 millones de unidades económicas durante 2023, las cuales representan el 4.3% del total del país, según cifras del INEGI. Los principales Centros de Carga provienen de la industria del turismo además de una cementera, una procesadora de aceites y semillas, así como una embotelladora de cervezas. La captación de IED en 2023 representó el 3.5% del total nacional.

El Macroeconómico 2024-2038 estima que, con respecto al PIB nacional en 2023, la GCR PEN represente el 5.1%. El 51.0% corresponde a las actividades terciarias, el 47.3% a las secundarias y el 1.7% restante a las primarias. Dentro de las actividades secundarias, el PIB de electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final se estima represente el 2.0% y, comparado con el PIB de la GCR, el 1.0%.

La zona Mérida representa el 30.9% de la Demanda Máxima en la GCR PEN, seguida por Cancún en menor porcentaje con un 25.4% y Riviera Maya con 15.3%. Las zonas que registraron la tasa de crecimiento anual más alta durante 2023 fueron Tizimín con 14.4%, Chetumal con 14.1% y Riviera Maya con 13.5%.

Para el periodo 2024-2038, se prevé que el PIB de la GCR PEN tenga un crecimiento promedio anual de 2.6% y que su porcentaje de participación en la economía nacional se mantenga en 5.1% al 2038. Para este mismo periodo, al analizar el crecimiento esperado de la demanda máxima, se prevé que la zona Riviera Maya registre un crecimiento de 4.1%, mientras que, Cancún y Motul crecerán a una tasa promedio anual de 3.8%, y 3.7%, respectivamente.

SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA

El SIBC ocupa el 3.6% del territorio nacional aproximadamente. En 2023, la población representó cerca de 3.0%, esto es, 3.9 millones de personas. Este Sistema atendió al 3.4% de los usuarios finales, con un consumo per cápita de energía eléctrica de 4,150 kWh por habitante. La tasa media de desocupación fue de 2.2%.

En el SIBC operaron 0.1 millones de unidades económicas durante 2023, las cuales representan el 2.3% del total nacional. Los principales Centros de Carga pertenecen a las industrias siderúrgica, vidriera, plantas de bombeo de agua, aeroespacial, fabricación de rines de aluminio, automotriz, cementera y minera, y están localizadas en las zonas Mexicali, Tijuana y Ensenada. La captación de IED en 2023 representó el 4.1% del total nacional.

Con respecto al PIB, el Escenario Macroeconómico 2024- 2038 estima que, en 2023, el SIBC represente el 3.8%. En este Sistema, las actividades terciarias participarían en el PIB con 58.3%. Las actividades relacionadas con el sector industrial con el 39.3% y las actividades económicas primarias aportarán el 2.4% restante. Dentro de las actividades secundarias, el PIB de electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final aportarán el 6.7% y, comprado con el PIB de la GCR, el 2.6%.

En el SIBC, la zona Mexicali representa casi la mitad de la demanda máxima (48.7%), seguido por Tijuana con 31.4%. Las zonas que registraron la tasa de crecimiento anual más alta durante 2023 fueron Mexicali y Ensenada con 5.6% y 2.5%, respectivamente.

Para el periodo 2024-2038, se proyecta que el PIB del SIBC tenga un crecimiento promedio anual de 2.9% y que su porcentaje de participación en la economía nacional se incremente ligeramente en 2038 al pasar de 3.8% a 4.0%. Para el mismo periodo, al analizar el crecimiento esperado de la Demanda Máxima, se espera que las zonas Tijuana y Ensenada registren la tmca más alta con 3.5% y 3.3%, respectivamente.

SISTEMAS INTERCONECTADOS BAJA CALIFORNIA SUR y MULEGÉ

Los SIBCS y SIMUL en conjunto abarcan aproximadamente el 3.8% del territorio nacional. En 2023, su población representó cerca del 0.6%,

lo cual equivale a 0.8 millones de personas. El Sistema atendió al 0.8% de los usuarios finales, con un consumo per cápita de energía eléctrica de 4,180 kWh por habitante. Su tasa promedio de desocupación fue de 2.7%.

En ambos Sistemas Interconectados operaron cerca de 36 mil unidades económicas durante 2023, las cuales representan el 0.6% del total nacional. Los principales Centros de Carga pertenecen a la industria minera y al aeropuerto. La captación de IED en 2023 representó el 2.9% del total nacional.

Las proyecciones del Escenario Macroeconómico 2024-2038 estiman que, en 2023, en conjunto representen el 0.6% del PIB nacional. Su PIB estaría compuesto por 73.4% de actividades terciarias, 22.1% de las secundarias y 4.5% de las actividades económicas primarias. Dentro de las actividades secundarias, el PIB de electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final representará el 15.4% y, comparado con el PIB de la GCR, el 3.4%.

El SIBCS representa el 94.5% de la demanda máxima mientras, que el SIMUL el 5.5% restante. El primero registró una tasa de crecimiento anual durante 2023 de 5.1% mientras que, el segundo, de 2.3%. Las zonas de mayor crecimiento fueron Loreto con 8.3% y Santa Rosalía con 2.7%.

Se pronostica que en el periodo 2024-2038, el PIB de los SIBCS y SIMUL tenga un crecimiento promedio anual de 3.1% y que su porcentaje de participación en la economía nacional se incremente ligeramente en 2038, al pasar de 0.7% a 0.8%. Para el mismo periodo, al analizar el crecimiento esperado de la demanda máxima, los SIBCS y SIMUL podrían crecer a una tasa anual de 3.4% y 2.3%, respectivamente.

3.10 PRONÓSTICO DE DEMANDA Y CONSUMO 2024-2038

En la Figura 3.18 se muestra el proceso para la elaboración del pronóstico anual de la demanda en potencia máxima integrada y consumo bruto y neto de energía eléctrica. Se inicia con el balance de energía de las GCR y Sistemas Interconectados —consumo final, usos propios, pérdidas totales de energía eléctrica, intercambios de energía eléctrica con países vecinos, consumo neto y consumo bruto— del año previo.

En la metodología de estimación de demanda y consumo de electricidad, se efectúa el estudio regional del consumo final de energía eléctrica

(ventas Suministro Básico, Suministro Calificado más Centros de Carga con Autoabastecimiento Remoto) y se analiza la evolución en cada región del SEN. Las proyecciones regionales se fundamentan en estudios estadísticos de demanda y consumo de energía eléctrica, modelos de pronósticos y series de tiempo, complementados con estimaciones basadas en las solicitudes de servicio de grandes consumidores. El resultado es una primera aproximación de pronóstico regional en consumo final de electricidad por sector —Residencial, Comercial, Servicios, Agrícola, Empresa Mediana y Gran Industria.

Posteriormente se realiza el estudio del Escenario Macroeconómico más probable de crecimiento que incluye variables como el PIB por sector y subsector, crecimiento de población y usuarios de la Industria Eléctrica, precios de combustibles, Población Económicamente Activa, entre otros.

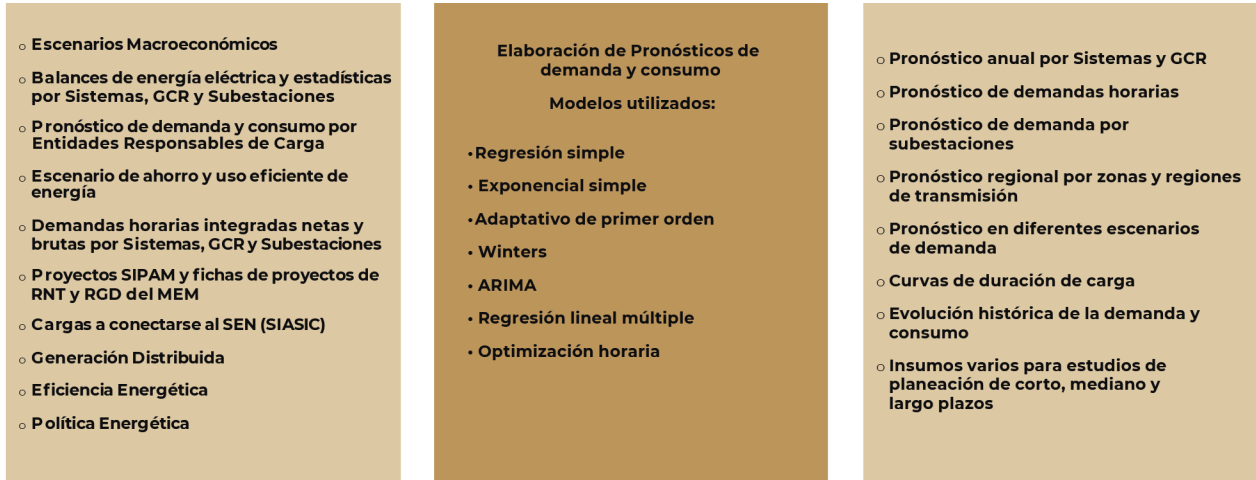
Se elaboran para el consumo modelos sectoriales de predicción con las etapas anteriores, para cada región, mismos que pueden tener una o más variables que ofrecen una mejor explicación del crecimiento del consumo bruto y neto nacional.

También se lleva a cabo el estudio de la demanda: demandas horarias integradas de las GCR, demandas máximas integradas, demanda máxima en bancos de transformación de alta a media tensión, así como el comportamiento histórico de los factores de carga. Con lo anterior, se obtienen las estimaciones para la demanda máxima integrada anual —aplicado a la energía bruta y neta regional de las GCR y los factores de carga correspondiente.

Finalmente, se obtiene la demanda máxima integrada anual del SIN —GCR CEN, ORI, OCC, NOR, NTE, NES y PEN— con base en el valor máximo en una hora específica del año con las demandas coincidentes integradas de las GCR en esa misma hora. Esta demanda es menor que la suma de las demandas máximas integradas anuales de cada una de las GCR, por ocurrir dichas demandas en fechas y horas diferentes.



FIGURA 3.18 PROCESO DE PRONÓSTICO DE DEMANDA Y CONSUMO DE ENERGÍA



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

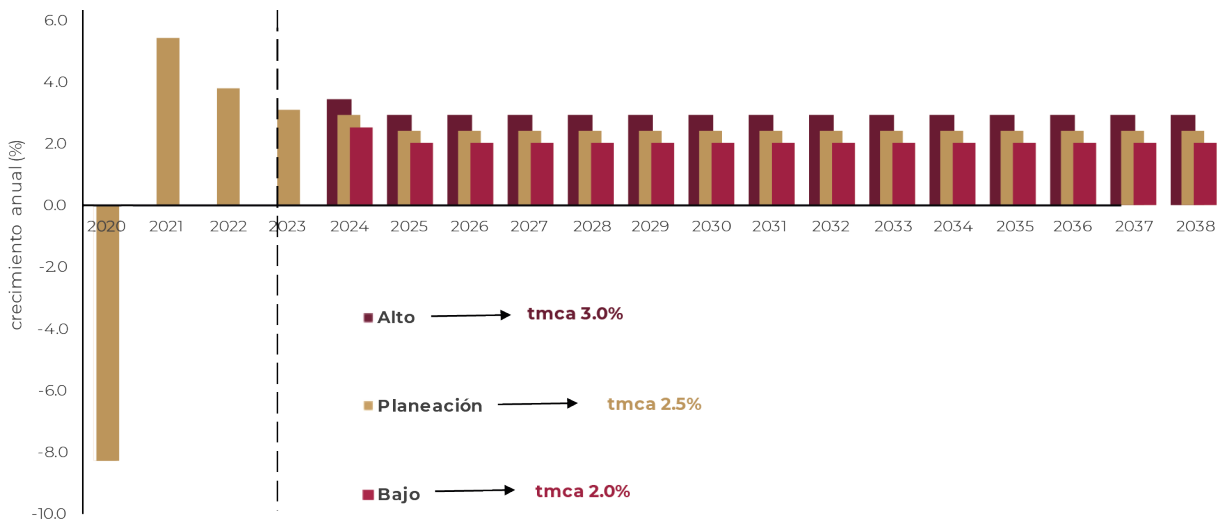
3.11 ESCENARIO MACROECONÓMICO 2024-2038

Para el pronóstico del PIB se contemplan tres escenarios presentados en la Figura 3.19 con tasas de crecimiento anual para los próximos 15 años. Para el escenario de planeación, se contempla un crecimiento promedio de 2.5%, para el alto de 3.0% y para el Bajo de 2.0%. Estas proyecciones muestran una trayectoria estable y sostenible de la economía mexicana en el largo plazo, considerando factores

como presiones inflacionarias, choques externos de divisas, conflictos geopolíticos, entre otros.

En el periodo de estudio 2024-2038, se estima que el PIB del sector Agrícola crezca en promedio 2.2% por año, mientras que el Sector Industrial y Servicios lo harán a una tasa de 2.5% y 2.6%, respectivamente. En la composición sectorial del PIB, se prevé que, en 2038, el sector Agrícola represente el 3.3% del PIB Nacional, mientras que, el Industrial y los Servicios integrarán el 29.6% y 67.1%, respectivamente.

FIGURA 3.19 ESCENARIOS DEL PIB NACIONAL, 2024-2038

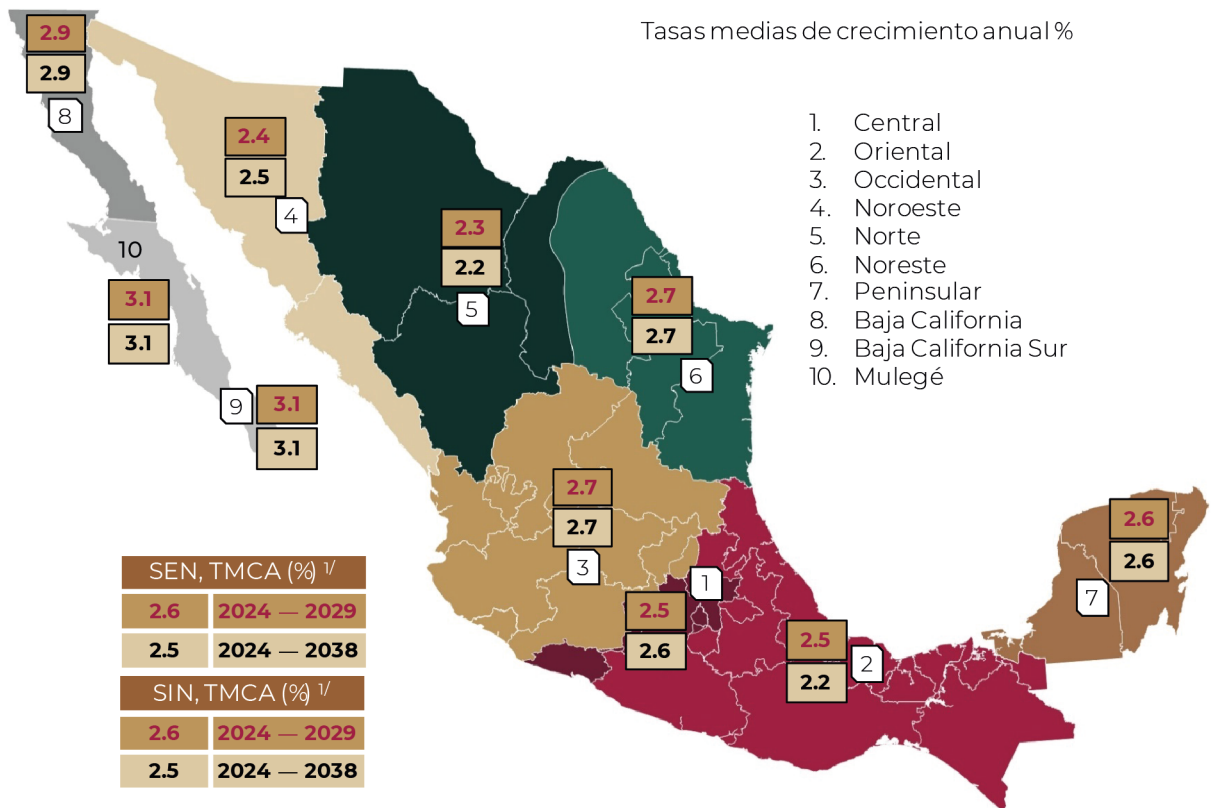


FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

Las expectativas de crecimiento del PIB presentan un comportamiento diferenciado entre el mediano y largo plazos, ya que, en este último, la incertidumbre es mayor. Por GCR y para el periodo 2024 – 2029, se espera que los SIBCS y SIMUL presenten la mayor tmca con 3.1%, mientras que, el menor crecimiento del PIB se estima ocurrirá en la GCR NTE con 2.3%.

Tanto el SIN como el SEN se proyecta que crecerán a un ritmo de 2.6% anual en el mismo periodo. Durante 2024-2038, los SIBCS y SIMUL se prevé que continúen presentando el mayor crecimiento y en contraste las GCR NTE y ORI se estima la menor tmca 2.2%. Para el SIN y el SEN se espera una tmca de 2.5% cada uno. Ver Figura 3.20.

FIGURA 3.20 ESCENARIOS DEL PIB NACIONAL, 2024-2029 Y 2024-2038, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



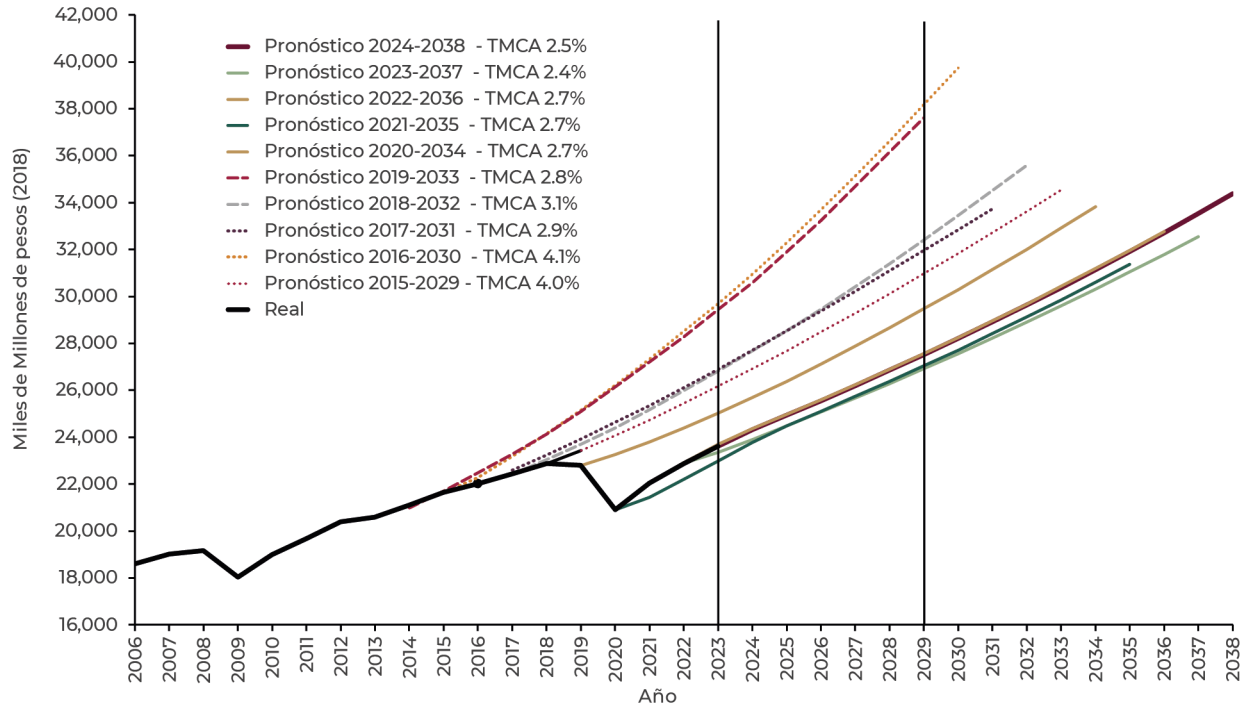
^{1/}tmca, año de referencia 2023.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

En la Figura 3.21 se aprecia el comparativo de las diversas trayectorias pronosticadas para el PIB en el escenario de Planeación en el periodo 2015-2024, de igual forma se presenta la evolución real que ha mostrado hasta el 2023. Se observa que la evolución proyectada del PIB en 2017 y 2018 tenía una tendencia alta. Sin embargo, el crecimiento real presentado en esos años originó que las trayectorias previstas se fueran ajustando a la baja, siguiendo las nuevas tendencias económicas. En el año 2019 se observa una caída en el crecimiento del PIB que se acentúa en 2020 a causa de la pandemia por SARS-CoV-2 y el cierre de actividades no esenciales.

Los escenarios pronosticados a partir de 2021 se adaptaron a la baja en consecuencia, sin embargo, dada la recuperación económica observada en 2021 y el crecimiento sostenido en 2022 y 2023, derivó en la actualización del escenario de Planeación previsto para 2024, donde se consideraron nuevos supuestos, con el fin de reflejar el comportamiento de la economía para los próximos 15 años de forma más certera.

FIGURA 3.21 ESCENARIOS DEL PIB NACIONAL, 2015 A 2024, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

Además de las proyecciones del crecimiento del PIB, resulta relevante considerar el pronóstico del crecimiento poblacional y la cantidad de usuarios finales de la industria eléctrica; estas variables son consideradas en la elaboración del presente pronóstico de demanda y consumo de energía.

El pronóstico de la población para 2024-2038 considera una tmca de 0.6%, lo que significa que el incremento de habitantes sea alrededor de 11 millones. En el mismo sentido, los Usuarios Finales potenciales para el suministro eléctrico tendrán una tmca de 1.04%.

3.12 CONSUMO NETO 2024-2038

En esta sección se mencionan algunas de las características del consumo neto y las proyecciones de los tres escenarios de crecimiento para los próximos 15 años. Para este ejercicio, las estimaciones de consumo consideran los escenarios Macroeconómicos 2024-2038, las metas relativas a disminuir las pérdidas de energía eléctrica en

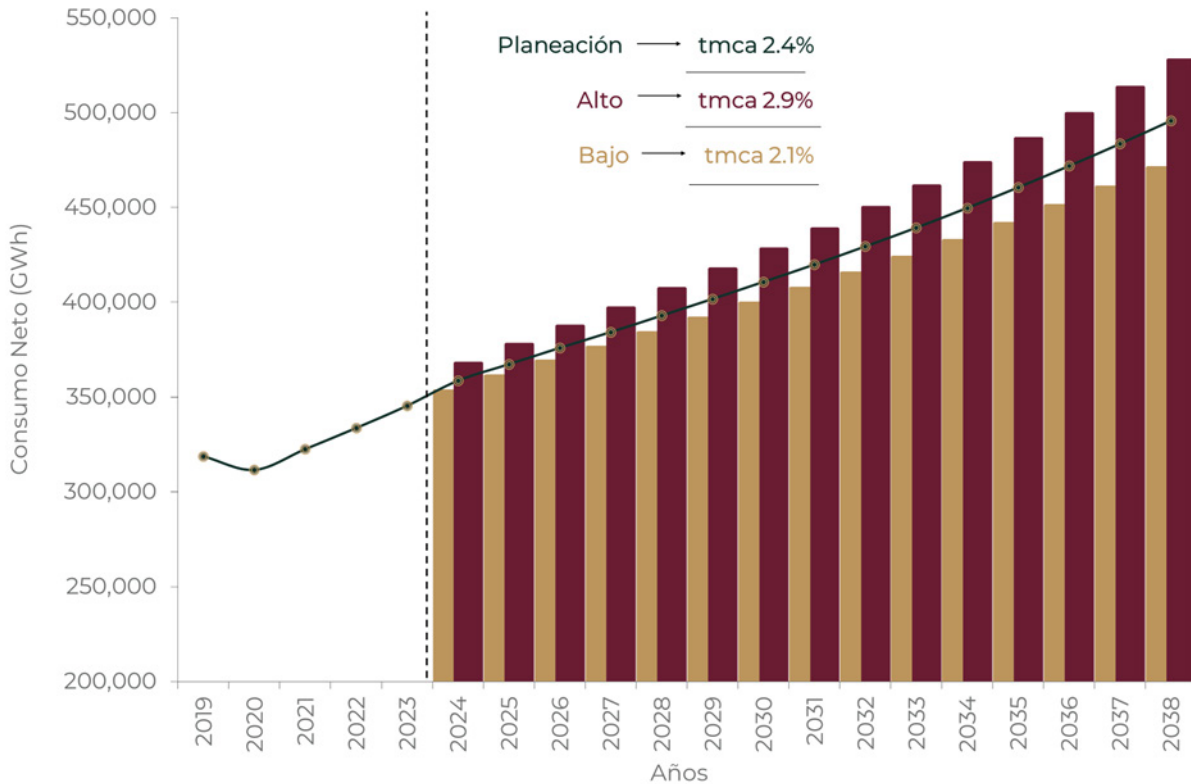
el SEN, el ahorro y uso eficiente de la electricidad, electromovilidad y la GD.

El consumo neto se integra por las ventas de energía eléctrica a través del Suministro Básico, Suministro Calificado, Suministro de Último Recurso, Centros de Carga con Autoabastecimiento Remoto, la importación, las pérdidas de energía eléctrica, los usos propios de los transportistas y distribuidores. El consumo neto del SEN presenta un comportamiento diferenciado a lo largo del año.

En la Figura 3.22 se muestra la evolución para los próximos 15 años del consumo neto del SEN de los escenarios de Planeación, Alto y Bajo. Se estima que el escenario de Planeación tenga una tmca del 2.4%, para el escenario Alto de 2.9% y el escenario Bajo 2.1%. En el mismo sentido, en el Cuadro 3.4 se presenta las tasas medias de crecimiento anual de los tres escenarios para cada uno de los Sistemas Interconectados y GCR en el periodo de estudio.



FIGURA 3.22 PRONÓSTICO DEL CONSUMO NETO DEL SEN 2024-2038, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO



NOTA 1: tmca, año de referencia 2023.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

CUADRO 3.4 PRONÓSTICO DEL CONSUMO NETO POR GCR 2024-2038, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO

SISTEMA / GCR	tmca ¹ (%)		
	ALTO	PLANEACIÓN	BAJO
SEN	2.9	2.4	2.1
SIN	2.8	2.4	2.0
Central	2.4	2.0	1.6
Oriental	2.4	2.1	1.8
Occidental	3.0	2.5	2.2
Noroeste	2.6	2.1	1.7
Norte	2.5	2.2	1.9
Noreste	3.2	2.7	2.2
Peninsular	4.3	3.8	3.5
Baja California	3.6	3.3	3.0
Baja California Sur	3.6	3.4	3.3
Mulegé	2.3	2.2	2.1

¹tmca, año de referencia 2023.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

Tomando como base el escenario de Planeación, en el Cuadro 3.5 se presentan los pronósticos de consumo neto por Sistema Interconectado y GCR para el horizonte de estudio. Podemos observar que, de acuerdo con las previsiones, la GCR OCC seguirá manteniéndose como la que registra el mayor consumo neto del país, mientras que la GCR PEN continuarán siendo la que registra el menor consumo neto. Por otro lado, de los Sistemas Interconectados, el SIMUL se prevé que no alcance ni a duplicar su consumo neto actual en los próximos 15 años.

CUADRO 3.5 PRONÓSTICO REGIONAL DEL CONSUMO NETO 2024-2038, ESCENARIO DE PLANEACIÓN (GWh)

Año/ GWh	CEN	ORI	OCC	NOR	NTE	NES	PEN	SIBC	SIBCS	SIMUL	SIN	SEN
2024	61,284	57,691	77,504	28,106	32,740	63,758	16,784	17,140	3,498	165	337,867	358,670
2025	62,666	58,916	79,352	28,681	33,308	65,252	17,451	17,906	3,646	169	345,626	367,347
2026	63,836	60,179	81,242	29,361	34,073	66,889	18,027	18,461	3,750	172	353,606	375,989
2027	65,002	61,334	83,055	29,925	34,758	68,614	18,605	18,982	3,864	176	361,295	384,317
2028	66,151	62,588	84,987	30,516	35,430	70,417	19,201	19,545	3,997	179	369,290	393,012
2029	67,277	63,805	87,037	31,131	36,118	72,174	19,888	20,080	4,116	183	377,430	401,810
2030	68,435	65,027	89,158	31,777	36,818	73,901	20,616	20,645	4,238	186	385,731	410,800
2031	69,614	66,141	91,308	32,424	37,496	75,823	21,365	21,227	4,368	190	394,171	419,956
2032	70,802	67,336	93,640	33,051	38,196	77,768	22,198	21,831	4,501	194	402,990	429,516
2033	72,011	68,516	95,979	33,772	38,908	79,811	23,083	22,453	4,637	198	412,080	439,368
2034	73,220	69,840	98,483	34,546	39,639	82,050	23,920	23,110	4,775	201	421,698	449,785
2035	74,506	71,080	101,073	35,340	40,464	84,420	24,820	23,790	4,926	205	431,703	460,624
2036	75,797	72,455	103,829	36,155	41,252	86,794	25,867	24,496	5,081	209	442,150	471,936
2037	77,107	73,848	106,674	36,984	42,108	89,367	26,832	25,240	5,245	213	452,920	483,618
2038	78,437	75,320	109,698	37,847	42,990	92,001	27,849	26,012	5,410	217	464,142	495,781

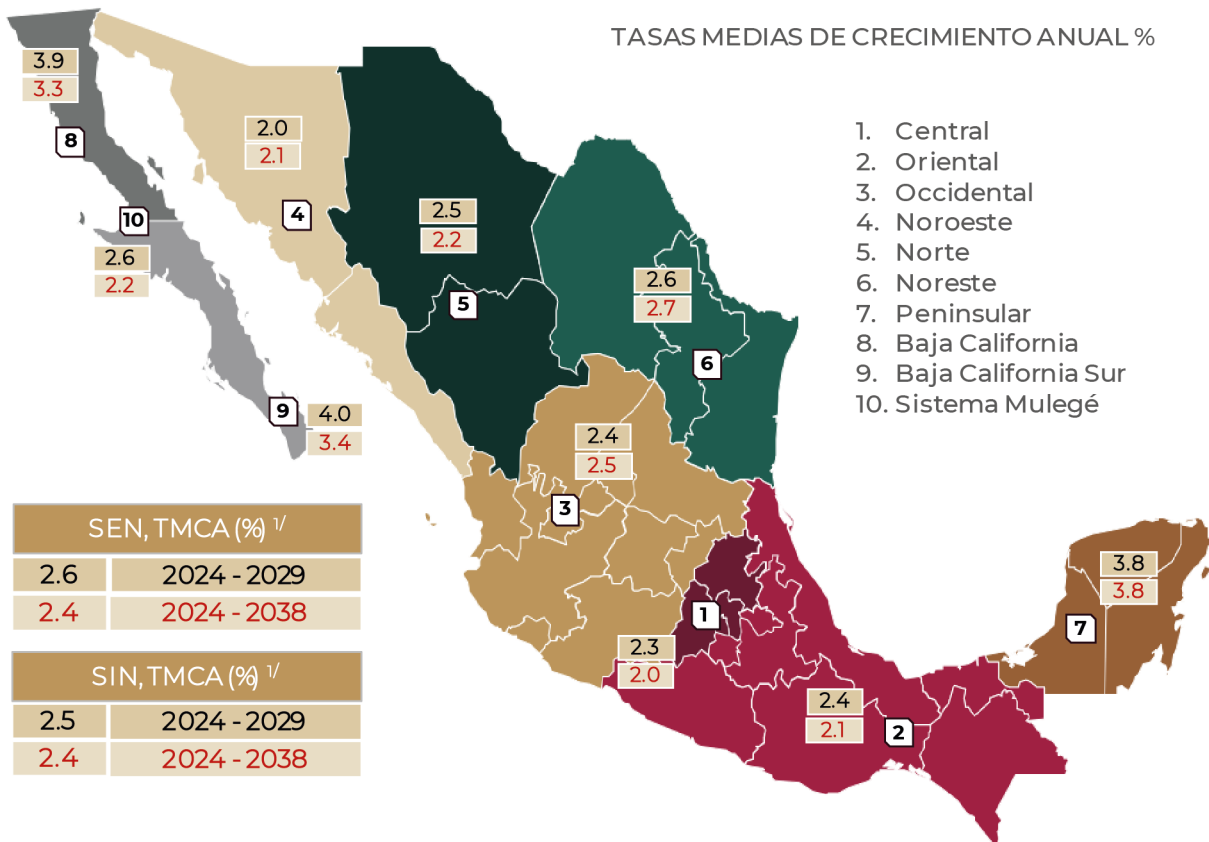
FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE



Central hidroeléctrica, Santa María del Oro, Nayarit.
 Comisión Federal de Electricidad.

Dentro del proceso de Planeación se realiza la estimación del consumo a mediano ($n+5$) y largo plazo ($n+14$) donde n es el año en curso. Tomando como base el escenario de planeación, se prevé que para largo plazo se presente un mayor dinamismo en el crecimiento del consumo neto en la GCR PEN y el SIBCS con 3.8% y 3.4% respectivamente, mientras que, las GCR con menor incremento serán CEN, ORI y NOR con una tmca de 2.0% la primera y 2.1% el resto. De igual forma, para el mediano plazo (periodo 2024-2029) se pronostica que SIBCS crecerá 4.0% y la GCR NOR con 2.0% serán las regiones con la tmca de mayor y de menor incremento, como se muestra en la Figura 3.23.

FIGURA 3.23 PRONÓSTICO REGIONAL DEL CONSUMO NETO 2024-2029 Y 2024-2038, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



^{1/}tmca, año de referencia 2023.

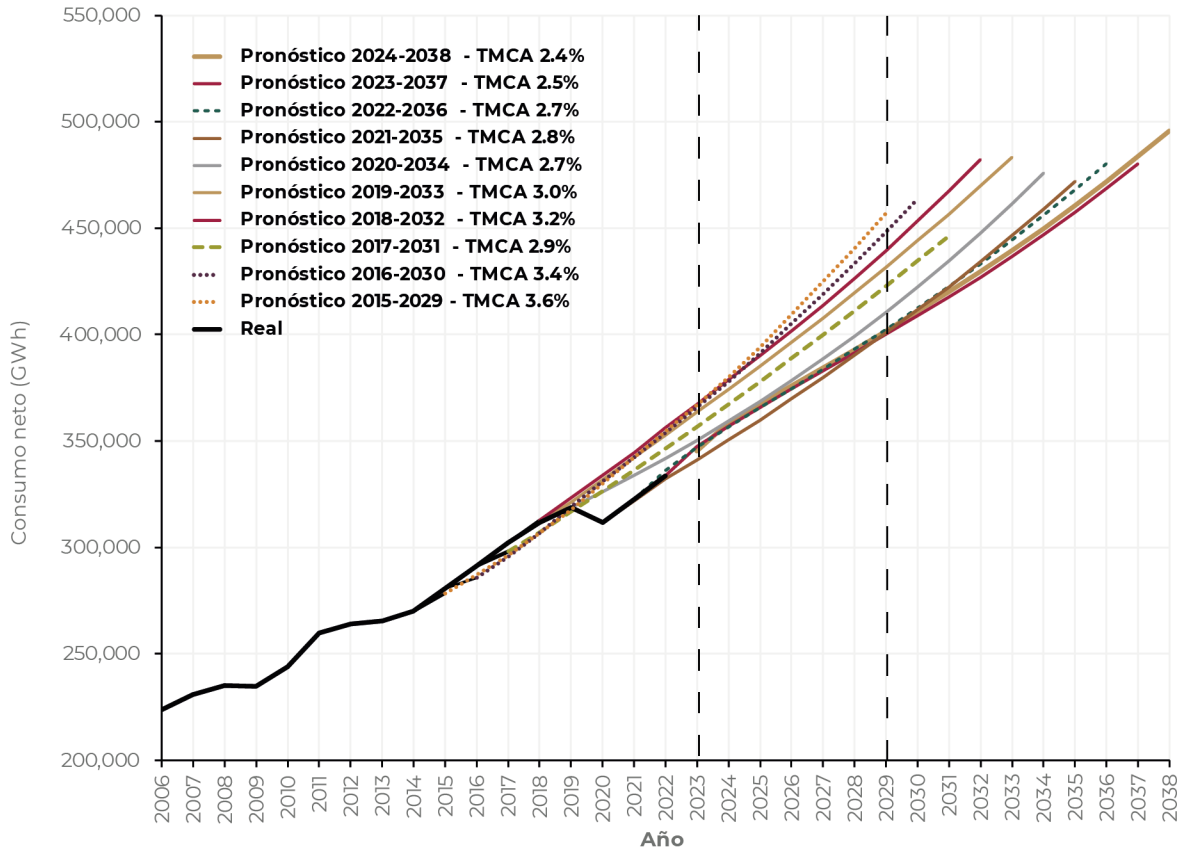
FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

A continuación, en la Figura 3.24 se presentan los escenarios de pronóstico del consumo neto para el SEN de los últimos diez ejercicios de planeación del PRODESEN. Cada uno es representativo de acuerdo con las variables y condiciones que se tuvieron en cada año de estimación.

Se puede identificar que en el PRODESEN 2015-2029 (trayectoria punteada color naranja) la tmca resultante fue 3.6% derivado de las altas expectativas económicas ocasionadas por las Reformas Constitucionales. Sin embargo, con el transcurso de los años, se han realizado ajustes a la baja en las perspectivas de crecimiento económico, y por consecuencia, del consumo bruto y neto, ya que la economía no mostró el dinamismo esperado. Adicionalmente, la pandemia de SARS-CoV-2 tuvo repercusiones en el consumo de energía eléctrica y

ocasionó un ajuste a la baja en los pronósticos de los años posteriores (2020-2034, 2021-2035 y 2022-2036) al ubicarse en tasas de crecimiento entre 2.7 y 2.8%. Finalmente, las tensiones geopolíticas suscitadas en Europa del Este han provocado cierto escepticismo sobre la rapidez y magnitud que la recuperación económica postpandemia pueda alcanzar, lo cual se refleja en los últimos dos pronósticos 2023-2037 y 2024-2038 el cual tiene la tmca más baja de 2.5% y 2.4% de los ejercicios de Planeación analizados.

FIGURA 3.24 COMPARATIVO DEL PRONÓSTICO DEL CONSUMO NETO DE 2015 A 2023, ESCENARIO DE PLANEACIÓN

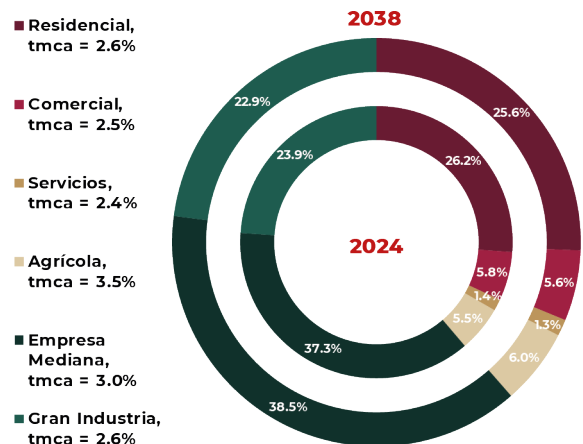


FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

3.13 CONSUMO FINAL (GWh) 2024-2038

Se estima que para este periodo de estudio el crecimiento promedio del consumo final sea de 2.8%, este valor es superior al 2.5% y 2.4% que se estimó para el PIB y el consumo neto respectivamente. Los sectores que suponen un mayor incremento son el sector agrícola, empresa mediana y la gran industria y con 3.5%, 3.0% y 2.6%, respectivamente. El sector Residencial también crecerá en promedio 2.6%, el Comercial 2.5% y por último el sector Servicios con 2.4%. Para 2038, el sector predominante será la empresa mediana con 38.5% del total de consumo final del SEN, en segundo lugar, la gran industria con 22.9%, seguido del Residencial con 25.6% y el resto 13.0% —comercial, agrícola y servicios—, como se observa en la Figura 3.25.

FIGURA 3.25 CONSUMO FINAL DEL SEN 2024 Y 2038, ESCENARIO DE PLANEACIÓN (%)



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

3.14 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2024-2038

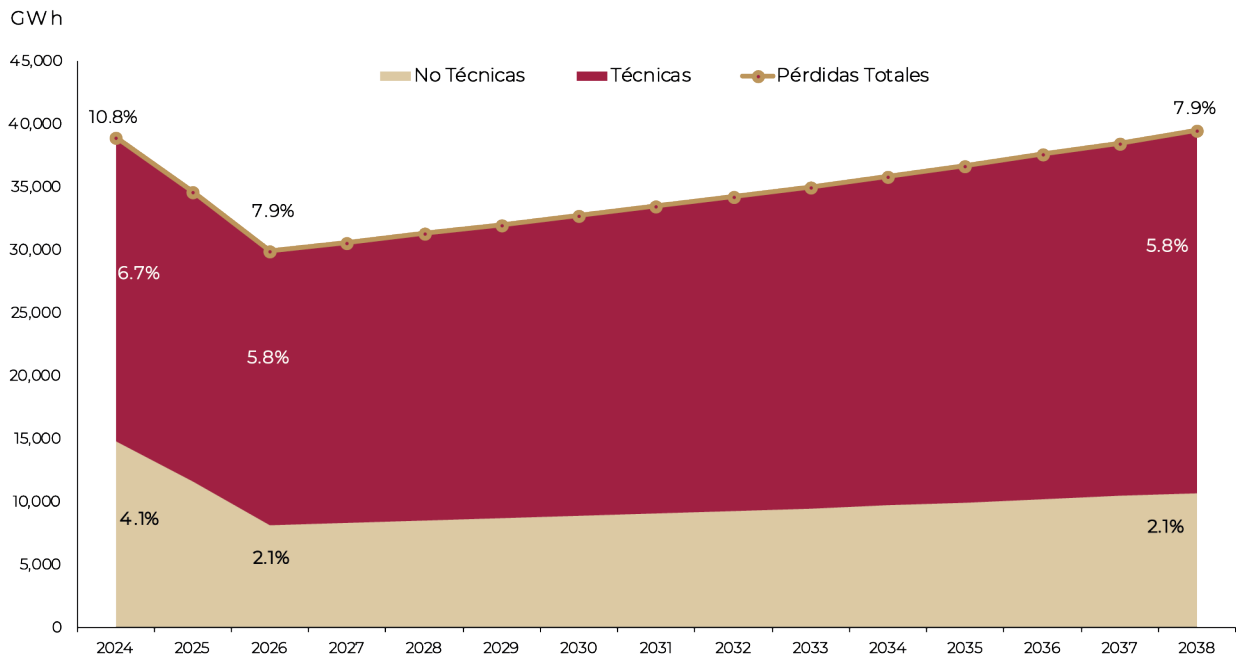
Las pérdidas de energía eléctrica en la Red Eléctrica de transmisión y distribución es uno de los mayores desafíos al que se enfrentan los suministradores, distribuidores y operadores de un SEP. Actualmente continúa la implementación del programa de reducción de pérdidas técnicas y no técnicas.

Fundamentalmente las pérdidas técnicas se conocen como la energía eléctrica térmica (efecto Joule I^2R) que se desprende del paso de la electricidad a través de las líneas de transmisión y circuitos de distribución, así como en los transformadores, mientras que las pérdidas no técnicas son aquellas cuando la energía eléctrica se toma del sistema sin que el medidor de energía

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

El programa de reducción de pérdidas pone un mayor énfasis en las zonas que presentan una fuerte problemática en este aspecto, a través de una mayor inversión en la infraestructura, la detección y eliminación de usos ilícitos y la modernización de sistemas de medición. Se espera alcanzar estándares internacionales al final del periodo de las pérdidas de energía eléctrica con un 8%. En la Figura 3.26 se muestra el pronóstico de pérdidas en donde se espera que en el SEN las pérdidas de transmisión y distribución representen el 10.8% de la energía eléctrica neta del sistema en el 2024. Para el final del horizonte de estudio, se prevé que las pérdidas sean el 7.9% de la energía eléctrica neta del sistema.

FIGURA 3.26 PRONÓSTICO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA (%) DEL SEN, 2024-2038, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

3.15 PROSPECTIVA DE INTENSIDAD ENERGÉTICA, CONSUMO MEDIO Y CONSUMO PER CÁPITA 2024-2038

Del análisis del Pronóstico de la demanda máxima integrada neta y el consumo de energía eléctrica neta, los escenarios macroeconómicos, las perspectivas poblacionales y número de clientes se puede conocer el desempeño de ciertos indicadores que arrojan información valiosa sobre el consumo regional relacionado con la riqueza, los usuarios del servicio eléctrico y los habitantes. Así, es posible identificar si se presenta un mejor uso de la energía o, en su caso, un patrón diferente que se considere importante de estudiar, en esta sección se describe el comportamiento esperado de los siguientes indicadores.

Las proyecciones de la intensidad energética 2024-2038 estiman que, para el SEN, prácticamente se mantenga sin cambios, al pasar de 14.8 a 14.4 Wh/\$ para el mismo periodo. Se estima un alto potencial de crecimiento del consumo eléctrico en el país como consecuencia del “nearshoring”, las grandes obras de infraestructura y el incremento de la electromovilidad. Dicho crecimiento se prevé que sea encabezado por los sectores de consumo empresa mediana y bombeo agrícola y que, además, será impulsado por la expansión de los centros de datos y en virtud de que, la incorporación de medios de transporte eléctricos, tanto públicos como privados, será cada vez más común. Históricamente se ha observado que el crecimiento económico suele ser menor al del consumo eléctrico. En un periodo de 10 años (2014-2023), la tmca del PIB fue de 1.4%, mientras que, por ejemplo, el consumo de energía eléctrica neta creció a una tasa media anual de 2.5% durante el mismo periodo.

Las GCR ORI y CEN, en el año 2038, se estima continuarán con una intensidad energética inferior a la nacional (14.2 y 8.3 Wh/\$, respectivamente). Es de destacar la GCR PEN, ya que de acuerdo a la proyección pasa de 13.4 W/\$ en 2024 a 15.7 W/\$ en 2038, es decir un crecimiento de 1.2% promedio anual, debido a que se prevé un importante repunte en el consumo de electricidad como consecuencia del incremento en las actividades turísticas y comerciales detonadas por el Tren Maya y el Tren Transistmico. Se espera que las GCR OCC, NOR, NTE, NES, PEN y los SIBC y SIBCS tengan una intensidad energética superior a la nacional a finales de 2038. Sobresale la GCR NTE que, aunque disminuye su intensidad energética en el periodo analizado, sigue siendo la que posee el indicador

más alto con 21.4 Wh/\$. En el periodo 2024-2038, se espera que, para el SEN, la tmca de la intensidad energética decrezca 0.1%.

Mientras que el crecimiento esperado en el consumo neto es de 2.4% a tasa media de crecimiento anual para el periodo 2024-2038, para el caso de los usuarios es de 1.0%. En 2023, los sectores mediana empresa y gran industria representaron el 61.1% del consumo final con únicamente el 0.01% de los Usuarios Finales. Como tal, los pronósticos consideran que esta tendencia continúe en el futuro, por lo que se espera que, al ser mayor el crecimiento del consumo de electricidad que el de los usuarios finales, el consumo medio aumente.

En la Figura 3.27 se observa que, en el año 2024, las GCR CEN, ORI y OCC poseen indicadores inferiores al nacional en lo que respecta al consumo medio. Para el año 2038, destaca la GCR PEN y los SIBC y SIBCS que presentan las tmca más altas (2.3%, 2.3% y 3.4%, respectivamente). Se espera que la interconexión de estos sistemas aislados con el resto del país incremente el consumo de electricidad. Las GCR NOR, NTE y NES completan las GCR que, en 2038, mantendrán un consumo medio superior al del SEN. Las GCR CEN, ORI y OCC, por el contrario, seguirán estando por debajo. Para el SEN, se prevé que la tmca del consumo medio sea de 1.4% en el periodo 2024-2038.

Para el SEN, se estima que la población del país crezca a una tmca de 0.6% para el periodo 2024 – 2038, mientras que, el crecimiento en el consumo neto se espera sea de 2.4% a tasa media anual. Dado que se pronostica que el ritmo de crecimiento de la población vaya disminuyendo en el futuro como ha ocurrido en los últimos años y que el crecimiento del consumo de electricidad continúe aumentando, el consumo per cápita también tenderá a incrementarse en los próximos 15 años.

En 2024, las GCR CEN y ORI son las únicas con indicadores de consumo per cápita inferiores al del SEN, lo cual mantienen al final del periodo. Para el resto de las GCR y los SIBC y SIBCS, se pronostica que conserven un consumo per cápita superior al nacional, destacando, nuevamente, ambas Penínsulas por poseer las tmca más elevadas: 3.2% para la GCR PEN, 2.7% para el SIBC y 2.8% para el SIBCS. Para el SEN, se prevé que la tmca anual del consumo per cápita sea de 1.8%.

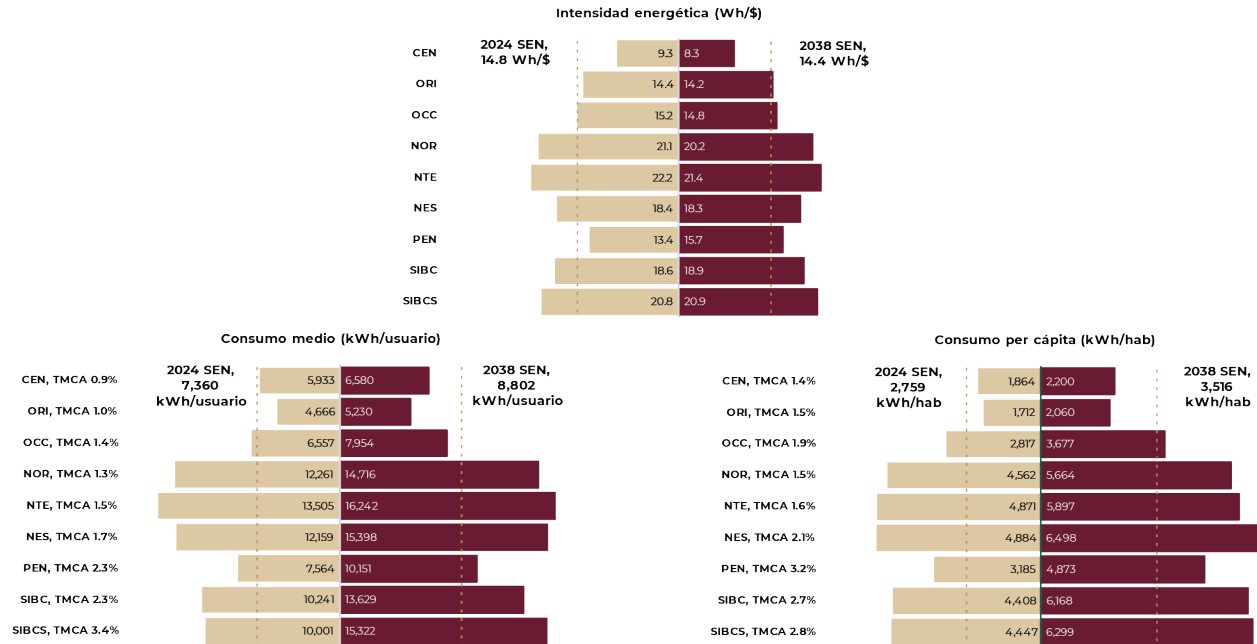




Central de cogeneración, Salamanca, Guanajuato
Comisión Federal de Electricidad.



FIGURA 3.27 INTENSIDAD ENERGÉTICA, CONSUMO MEDIO Y CONSUMO PER CÁPITA POR GCR Y SISTEMA 2024-2038



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

3.16 MOVILIDAD ELÉCTRICA 2024-2038

Con el propósito de contribuir con el cumplimiento de las metas de reducción de emisiones contaminantes, el Programa Especial de Cambio Climático 2021-2024, describe las siguientes acciones²⁵:

- Elaborar y publicar la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica para impulsar y posicionar a nivel nacional la movilidad eléctrica como una alternativa viable y sostenible, con el fin de promover la mitigación de GEI y carbono negro en el sector transporte.
- Promover la inclusión de normas lineamientos, criterios y/o guías con acciones dirigidas a la reducción de GEI en los programas de ordenamiento territorial, urbano y metropolitano, para el fortalecimiento de la resiliencia en los asentamientos humanos y el territorio.

- Fomentar, en coordinación con los estados y municipios, la construcción de sistemas de transporte colectivo.
- Impulsar e implementar proyectos de infraestructura ferroviaria para el transporte de pasajeros.
- Modificar la norma sobre emisiones de CO₂ aplicable a vehículos automotores nuevos de peso bruto vehicular de hasta 3,857 kilogramos (NOM-163 SEMARNAT-SCFI-2023).
- Promover proyectos de transporte público y de carga local de bajo carbono (incluyendo la movilidad eléctrica).
- Reducir las emisiones de CO₂ y de contaminantes criterio mediante la operación del programa Transporte Limpio.
- Participar en grupos de trabajo para la instrumentación en zonas metropolitanas de proyectos de movilidad sostenible (incluyendo la eléctrica de conformidad con la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica y planes para disminuir huella de carbono de viajes al trabajo).

²⁵ PECC 2021-2024, Diario Oficial de la Federación, 8 de noviembre de 2021.



Torre de transmisión, Alto Lucero de Gutiérrez Barrios, Veracruz.
Comisión Federal de Electricidad.

En tanto México migra hacia la electromovilidad, especialistas advierten sobre la necesidad de alistar más estaciones de carga, las cuales sean seguras tanto para los usuarios como para los automóviles. En México hasta el 2021 hay un total de 2,541 estaciones de carga públicas para autos eléctricos, mientras que para el 2038 se estima que existan alrededor de 21,799 estaciones de carga²⁶.

La CFE diseña y ejecuta políticas públicas que promuevan el desarrollo del mercado de movilidad eléctrica; dentro de estas destacan el Proyecto para la Promoción de la Movilidad Eléctrica por medio de la Inversión en Infraestructura de recarga, un proyecto operado por el Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico (PAESE), en colaboración con la SENER y el Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (FOTEASE).

Por medio de este proyecto, se instalarán 100 electrolineras universales públicas y gratuitas en la Ciudad de México, Monterrey y Guadalajara, las tres ciudades más afectadas por la contaminación

vehicular en el país; asimismo, se desplegarán 9 corredores eléctricos distribuidos en 10 estados de la república. Estos cubrirán desde el estado de Morelos, Ciudad de México, Estado de México, Querétaro, Guanajuato, Jalisco y Aguascalientes. El corredor norte cubrirá desde la ciudad norteamericana de McAllen, hasta Reynosa, Tamaulipas, seguido de Monterrey, Nuevo León y Saltillo, Coahuila²⁷.

Para el 2038, se plantea un escenario de vehículos eléctricos ligeros, de carga y autobuses, alcanzando la integración de alrededor de 6.4 millones de vehículos eléctricos²⁸, lo que significaría el 35.1% de los vehículos automotores que se estima se comercializaran en 2038.

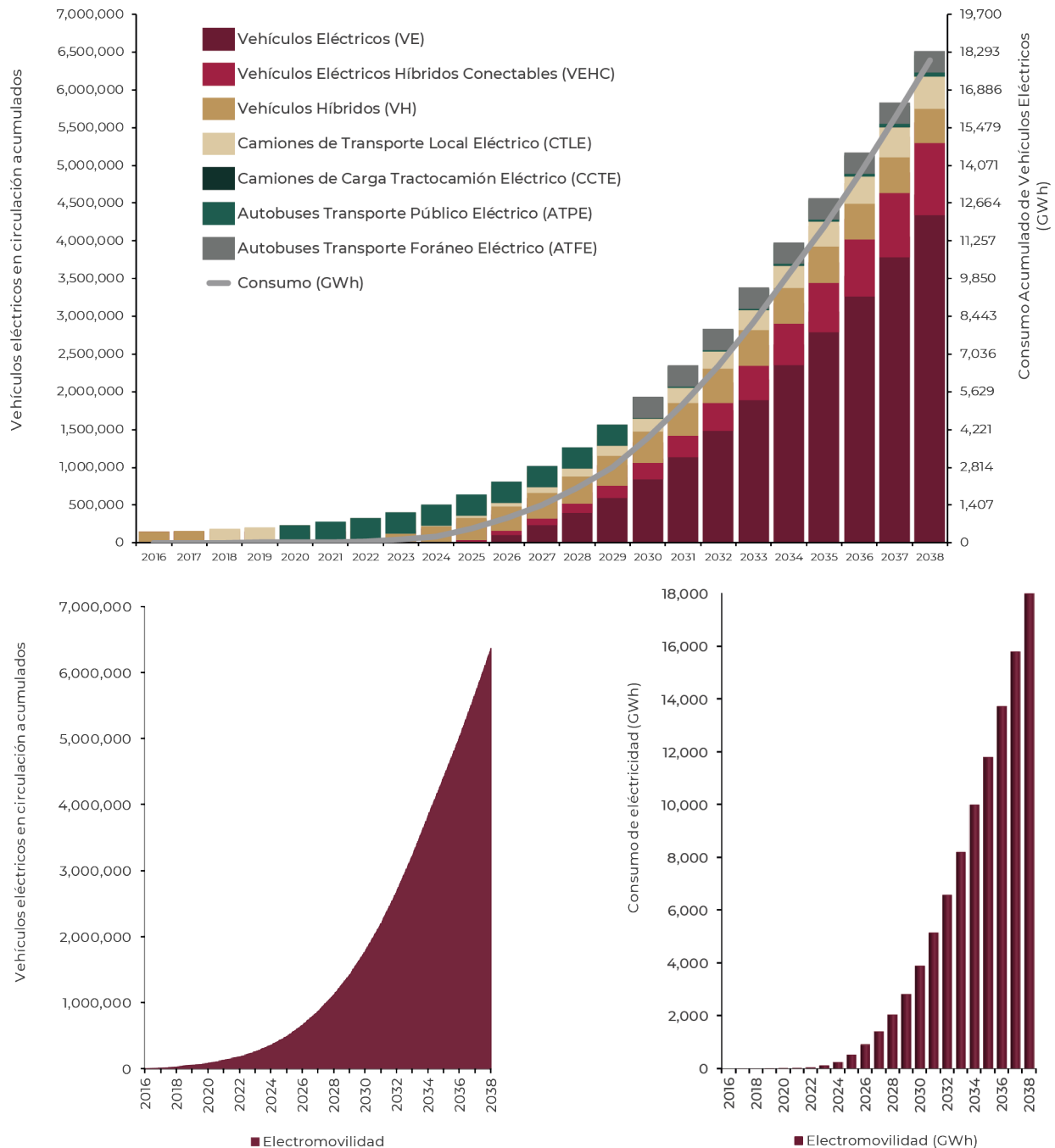
La distribución acumulada de los vehículos eléctricos en circulación para el 2038 estaría desagregada de la siguiente manera: 70.3% eléctricos, 15.1% híbridos conectables, 7% híbridos, 6.7% eléctricos de carga ligeros, 0.8% autobuses eléctricos, 0.01% de camiones de carga pesada y 0.04% autobuses eléctricos foráneos como se muestra en la Figura 3.28.

²⁶ CFE - Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico, 2023 <https://www.cfe.mx/paese/serviciospaese/Pages/electrolinieras.aspx#tab-ambientales> y Prospectiva del mercado eléctrico de movilidad eléctrica CFE.

²⁷ <https://www.cfe.mx/paese/serviciospaese/Pages/electrolinieras.aspx>

²⁸ Estimaciones con información de INEGI, SENER, CONUEE y Bloomberg.

FIGURA 3.28 EVOLUCIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS 2016-2038



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

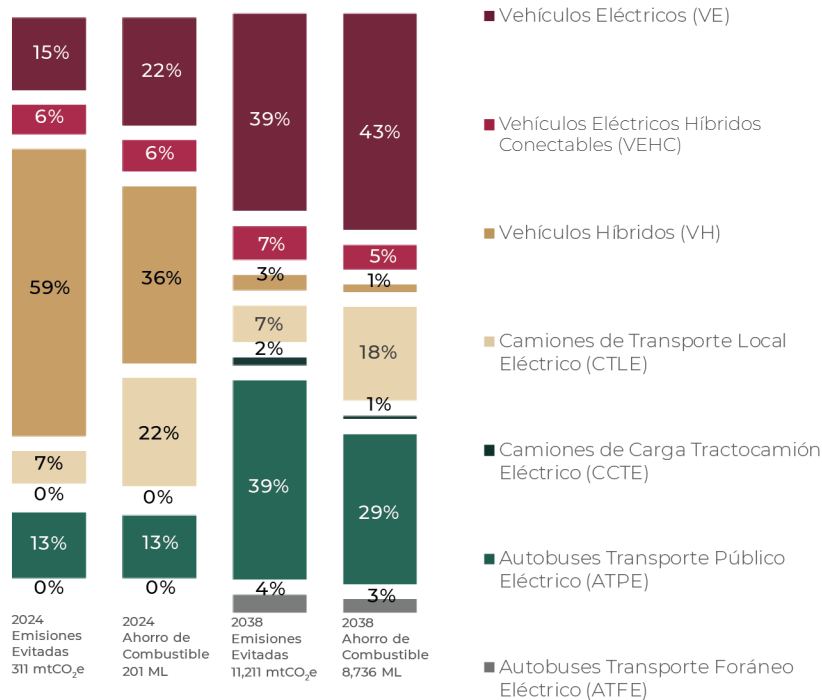
En lo que se refiere al consumo de energía eléctrica de este tipo de transporte VE, VH y VHEC, requieren 38.5% de la energía que ocupa un vehículo a

combustión interna para recorrer la misma distancia.

Se estima que en 2024 el consumo de energía eléctrica sea de 246 GWh, la energía eléctrica requerida por este sector se irá incrementando y al final del horizonte de estudio puede alcanzar 17,988 GWh lo que representaría en 3.6% del consumo neto del SEN.

El impacto previsto por la movilidad eléctrica para el periodo 2024 - 2038 con relación a las emisiones evitadas, es que pasen de 311 mtCO₂e (miles de toneladas de bióxido de carbono equivalente) a 11,211 mtCO₂e, mientras que, para el rubro de combustibles, se valora que de 201 millones de litros ahorrados pasen a 8,736 millones como se muestra en la Figura 3.29.

FIGURA 3.29 EMISIONES EVITADAS Y AHORRO DE COMBUSTIBLE 2024 Y 2038



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

3.17 GENERACIÓN DISTRIBUIDA 2024-2038

La GD seguirá su impulso debido a los beneficios²⁹ que aporta a los usuarios, como son: incremento en la confiabilidad, aumento en la calidad de la energía eléctrica, reducción en el número de interrupciones, uso eficiente de la energía eléctrica, menor costo, uso de energías renovables y disminución de emisiones contaminantes. Sin duda la tecnología solar fotovoltaica trae consigo estos beneficios, y como se describió anteriormente, es la tecnología que ha sobresalido en el mercado de la GD, por ello

se presentarán a continuación, las proyecciones de GD-FV para los próximos 15 años, donde se muestra la evolución de la capacidad instalada (MW) y la generación de energía eléctrica (GWh) aportada a las RGD del SEN. El primer escenario es de Planeación y el segundo es previendo que habrá una mayor aplicación e impulso a la GD.

3.17.1 GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA 2024-2038

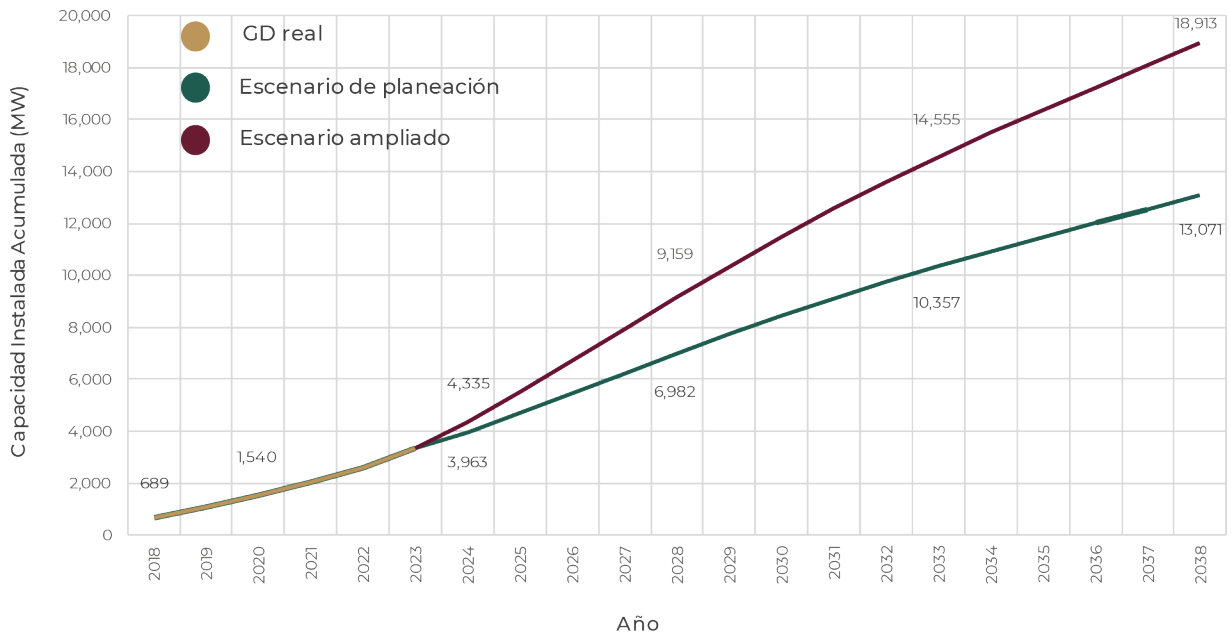
En esta sección se describirán dos condiciones de crecimiento de GD-FV: a) escenario medio o Planeación, y b) escenario ampliado previendo que habrá una mayor aplicación e impulso a

²⁹ <https://www.gob.mx/conuee/acciones-y-programas/que-es-la-generacion-distribuida-estados-y-municipios>

la generación distribuida. En la Figura 3.30 se presenta el despliegue anual de la capacidad instalada acumulada (MW) de la GD-FV para los dos escenarios, se estima en el periodo 2024-2038 una tmca de 9.5%, para el escenario de Planeación,

con una capacidad instalada en 2024 de 3,963 MW y en 2038 se alcanzará los 13,071 MW. Para el mismo periodo se prevé una tmca de 12.3% en el escenario ampliado y se ubicará con una capacidad instalada al final del horizonte de 18,913 MW.

FIGURA 3.30 EVOLUCIÓN ESTIMADA DE LA CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA DE GD-FV 2024-2038



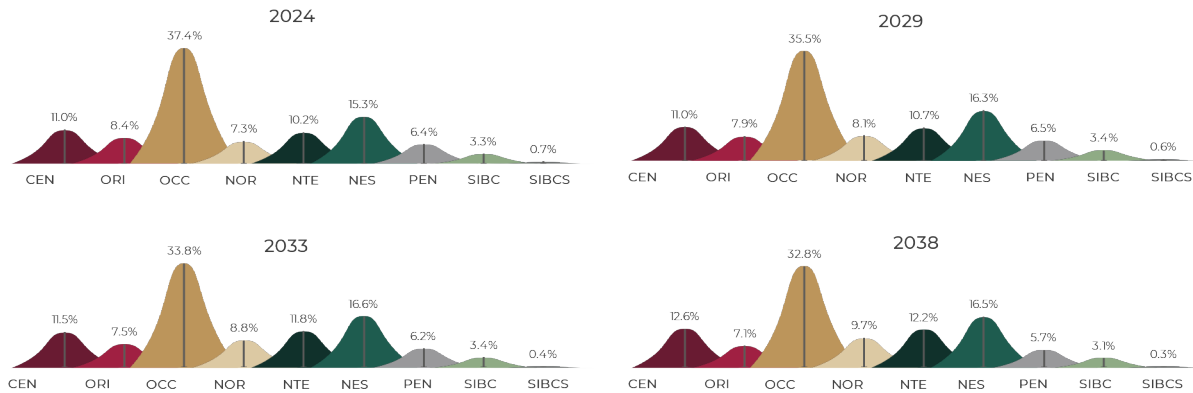
FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

La distribución de la capacidad instalada de GD-FV acumulada, en el escenario de planeación, guarda las siguientes posiciones de participación como se puede apreciar en la Figura 3.31, en ella se observa que en 2024, 2029 y 2038 las GCR OCC, NES y CEN permanecen en primero, segundo y tercer lugar con una aportación promedio de 35.2%, 16% y 11.5% respectivamente, en el 2033 la GCR NTE le gana la tercera ubicación a la GCR CEN, por otro lado la GCR

PEN se mantiene con la misma perspectiva en los cuatro años mostrados, con un aporte promedio de 6.2%; en cambio la GCR NOR gana una posición al pasar de 7.3% en 2024 a 9.7% en 2038 mientras que la GCR ORI desciende un lugar al pasar de 8.4% a 7.1% en 2038. En la Figura 3.31 también se expone que, en los años presentados, los SIBC y SIBCS tienen un valor promedio de 3.3% y 0.5% respectivamente, con la menor contribución de GD-FV.



FIGURA 3.31 COMPORTAMIENTO ESTIMADO DE LA PARTICIPACIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA DE GD-FV POR GCR EN 2024, 2029, 2033 Y 2038, ESCENARIO DE PLANEACIÓN

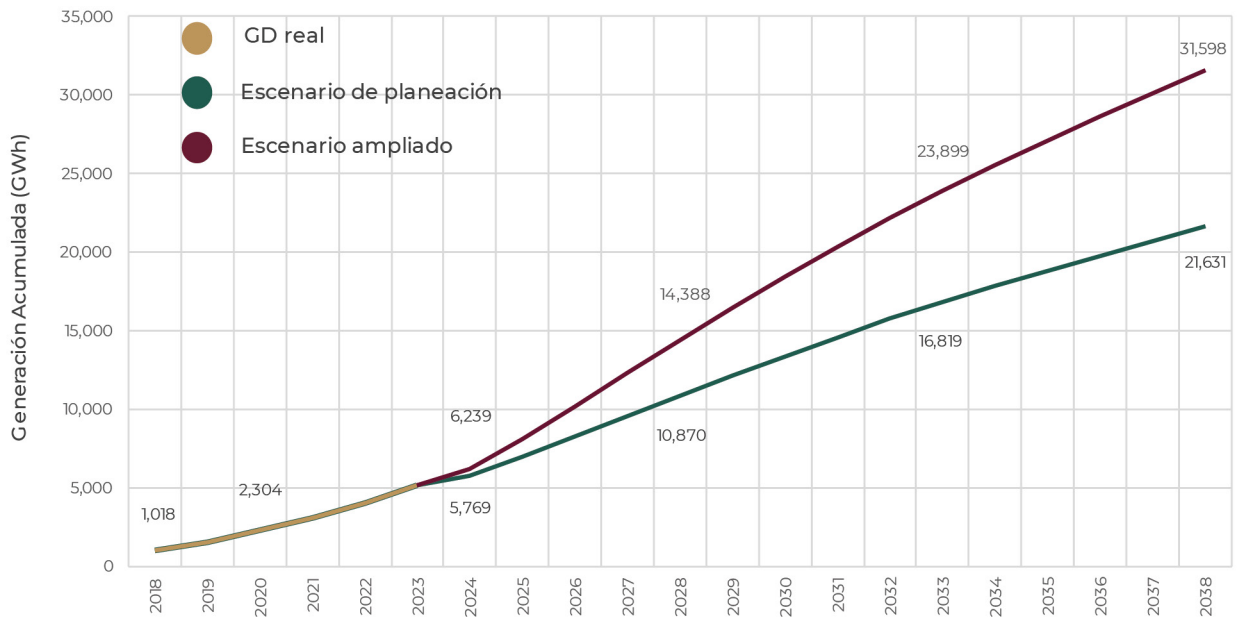


FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

La generación de energía eléctrica (GWh) a incorporarse debido a la GD-FV en el SEN, para los dos escenarios antes descritos durante el periodo de estudio, se muestra en la Figura 3.32, en el escenario de Planeación se estima un valor de 21,631 GWh en

2038 y que, para el escenario con mayor dinamismo en ese mismo año, la producción de electricidad de GD-FV se ubicará con 31,598 GWh.

FIGURA 3.32 EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ANUAL ACUMULADA (HISTÓRICA Y ADICIONES) DE GD-FV EN EL SEN 2018-2038

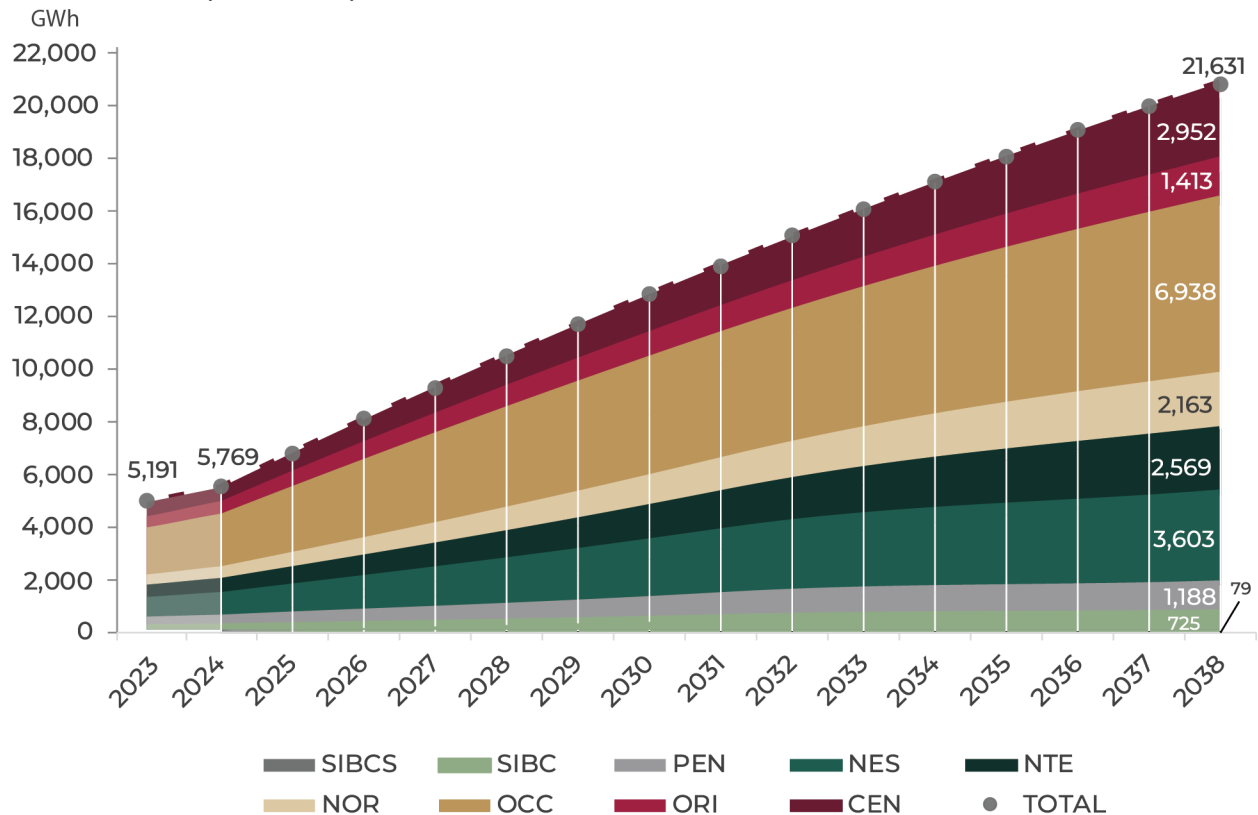


FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

En la Figura 3.33 se distingue la producción de energía eléctrica acumulada debido a la GD-FV por GCR, para el escenario medio, durante el periodo 2023-2038. La desagregación por GCR en 2038, se estima como a continuación se describe: 13.6% CEN, 6.5% ORI, 32.1% OCC, 10.0% NOR, 11.9% NTE, 16.7%

NES, 5.5% PEN, 3.4% SIBC y 0.4% SIBCS. Y al igual que el comportamiento de capacidad instalada las GCR con mayor consumo de energía eléctrica son OCC, NES y CEN, así como las de menor producción el SIBC y SIBCS.

FIGURA 3.33 EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ANUAL ACUMULADA (HISTÓRICA Y ADICIONES) DE GD-FV POR GCR, 2023-2038, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

3.18 DEMANDA MÁXIMA 2024-2038

Históricamente la demanda máxima coincidente integrada del SIN se registra entre los meses de junio a agosto, con mayor ocurrencia en el mes de junio. En los últimos años la hora de ocurrencia ha sido en la tarde entre las 16:00 y 17:00 horas. En 2023, específicamente en el mes de junio, ocurrió una ola de calor en el país que provocó un incremento en la temperatura de 3°C con respecto a 2022. Esta temperatura tuvo un efecto considerable en la

demanda máxima integrada neta del SIN, la cual ocurrió el día 21 de junio a las 17 horas (51,406 MWh/h) y que representó un crecimiento del 10.2% con respecto a la demanda máxima registrada en 2022. Dado que se espera que este tipo de fenómenos climatológicos se vuelvan más frecuentes, estas variables deben ser consideradas para la previsión del suministro de potencia y energía eléctrica. En el Cuadro 3.6 se enuncian los crecimientos estimados para los Sistemas Interconectados y las GCR en los tres escenarios probables.

CUADRO 3.6 PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA NETA POR GCR 2024-2038, ESCENARIOS PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO

SISTEMA / GCR	tmca ^{1/} (%)		
	ALTO	PLANEACIÓN	BAJO
SEN ^{2/}	3.0	2.6	2.2
SIN	2.9	2.5	2.2
Central	2.7	2.3	1.9
Oriental	2.6	2.2	1.9
Occidental	3.1	2.7	2.4
Noroeste	2.8	2.4	2.0
Norte	2.6	2.3	2.0
Noreste	3.2	2.7	2.2
Peninsular	4.5	4.1	3.8
Baja California	3.5	3.2	2.9
Baja California Sur	3.5	3.3	3.3
Mulegé	2.1	2.0	1.9

^{1/}tmca, año de referencia 2023.

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

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

En la Figura 3.34 se muestra el comportamiento estacional de la demanda máxima mensual por unidad del SIN del 2024, 2029, 2033 y 2038. Se observa que la máxima anual se presentará en junio, sin embargo, al final del horizonte se advierte

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

Para el 2024 se espera que el impacto acumulado de la GD-FV sea del orden de 3,963 MW, mientras que en 2029 se prevé que la capacidad instalada acumulada en el SEN sea de 7,716 MW y al final del horizonte de Planeación se ubique en una capacidad de 13,071 MW instalados.

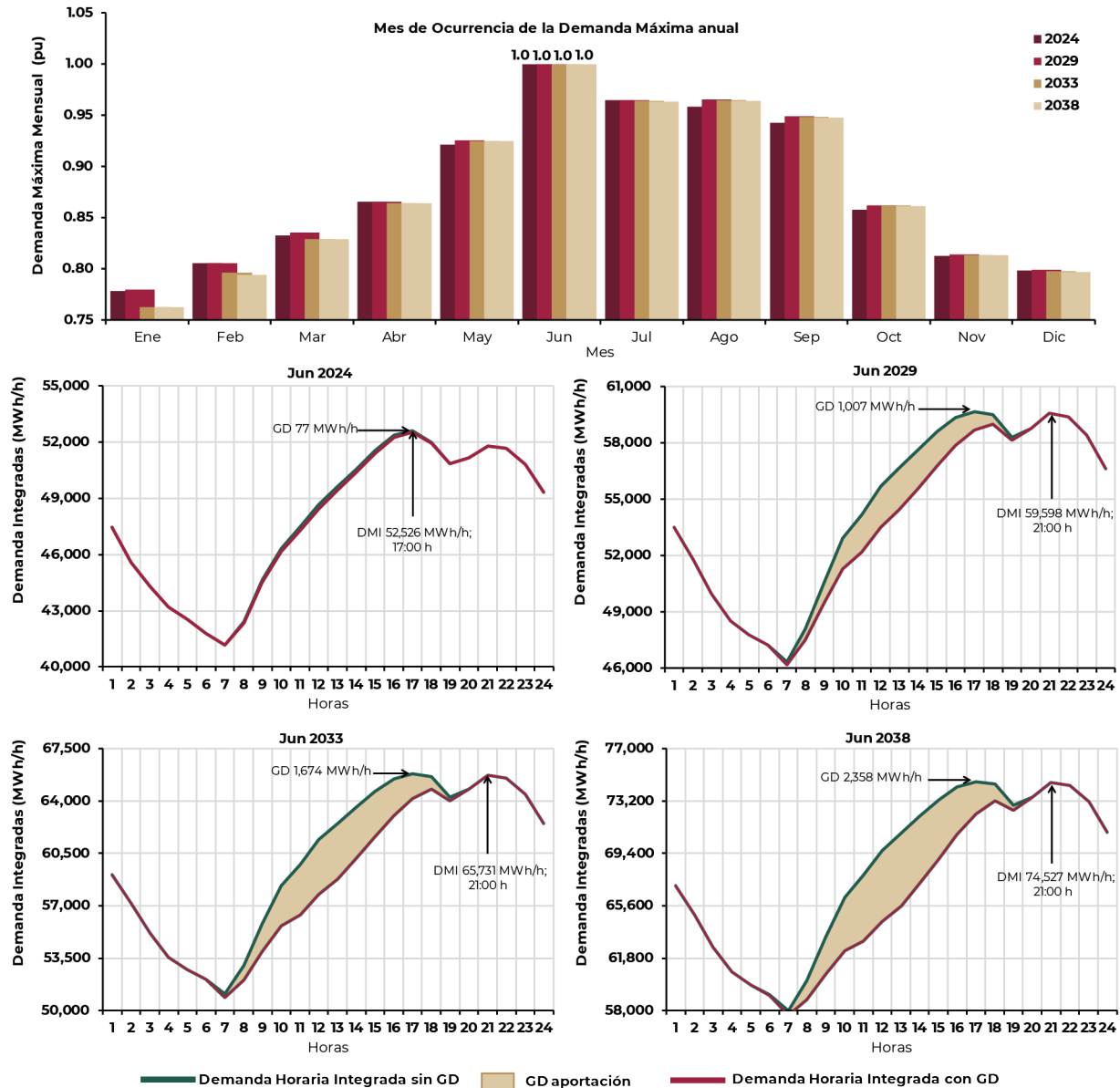
La aportación máxima de GD-FV en el día que se estima se presentará la demanda máxima integrada neta del SIN, en los años de estudio se tiene valorada de la siguiente forma: para el 2024 se esperan 210 MWh/h (12:00 h), mientras que para el 2029 y 2033 se tiene estimada una participación de 2,260 MWh/h (12:00 h) y 3,771 MWh/h (12:00 h), respectivamente. Para el final del horizonte (año 2038) se pronostica una aportación de la GD-FV a la demanda máxima integrada del orden de 5,341 MWh/h (12:00h).

En la Figura 3.34 se puede apreciar que la hora de ocurrencia de la máxima integrada del SIN en 2024 se presentará a las 17:00 horas mientras que, para los años 2029 - 2038 la máxima se desplaza a las 21:00 horas. Lo anterior, es consecuencia de la influencia de la GD-FV, lo que significa que las demandas máximas nocturnas al final del horizonte de Planeación son muy similares en magnitud a la máxima de las 17:00 horas.



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

FIGURA 3.34 COMPORTAMIENTO ESTACIONAL DE LA DEMANDA MÁXIMA MENSUAL (PU) Y DEMANDA HORARIA INTEGRADA EN LA OCURENCIA DE LA MÁXIMA ANUAL DEL SIN 2024, 2029, 2033 Y 2038, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



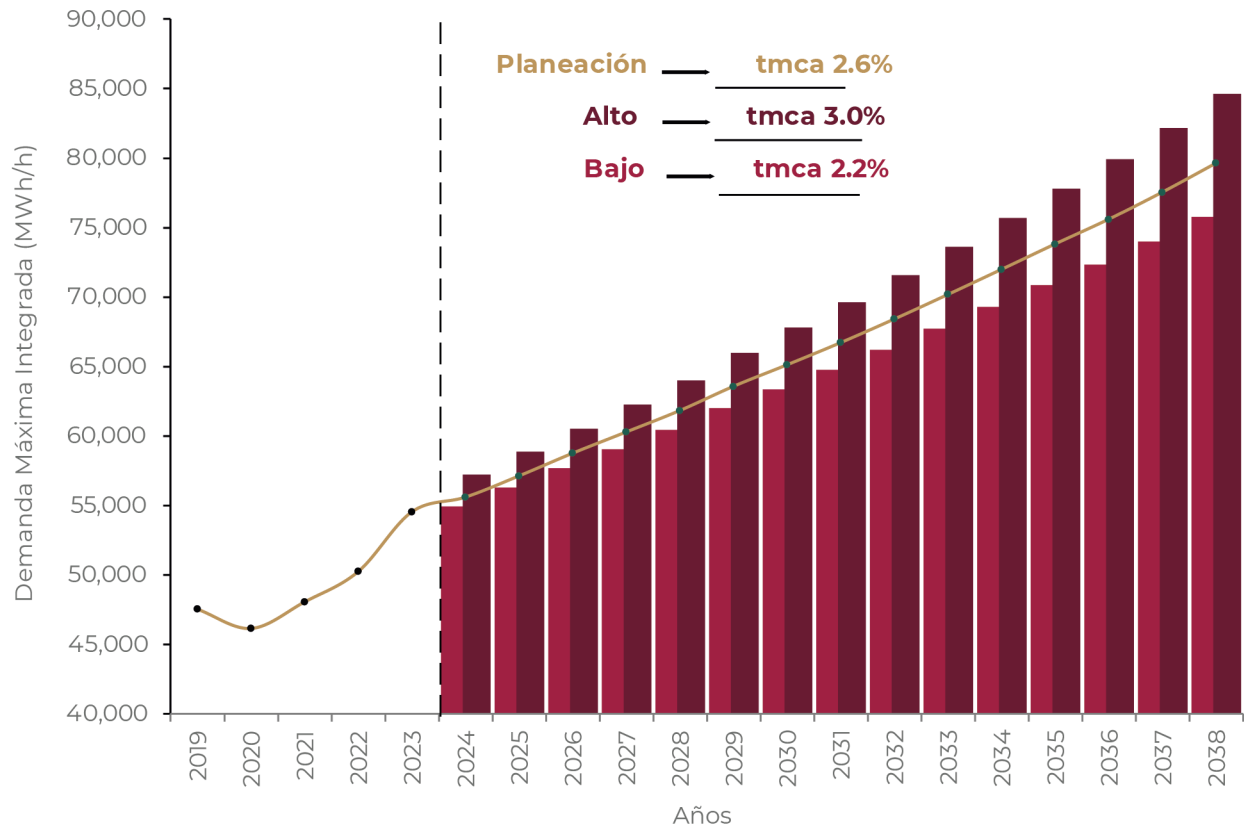
NOTA: El área café es el impacto de la GD-FV a partir de 2024, la capacidad instalada actual ya tuvo su impacto en el pronóstico y series de tiempo.

FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

De acuerdo con las estimaciones de la demanda máxima integrada para el SEN se proyectó una tmca del 2.6% para el horizonte de Planeación, 3.0% para el escenario Alto y 2.2% para el escenario Bajo.

En la Figura 3.35 se presentan los crecimientos del SEN para el escenario Alto, Planeación y Bajo.

FIGURA 3.35 PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA NETA DEL SEN^{1/} 2024-2038, ESCENARIO DE PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO (MWh/h)



^{1/}Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

Tomando como base el escenario de Planeación, en el Cuadro 3.7 se presentan los pronósticos de demanda máxima integrada por Sistema Interconectado y las GCR. Podemos observar que,

las GCR OCC y NES serán las que se prevé registren el valor más alto de Demanda Máxima Integrada en 2038 con 16,816 MWh/h y 16,161 MWh/h cada uno respectivamente.

CUADRO 3.7 PRONÓSTICO REGIONAL DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA^{2/} NETA 2024-2038, ESCENARIO DE PLANEACIÓN (MWh/h)

AÑO / MWh/h	CENTRAL	ORIENTAL	OCCIDENTAL	NOROESTE	NORTE	NORESTE	PENINSULAR	BAJA CALIFORNIA	BAJA CALIFORNIA SUR	MULEGÉ	SIN	SEN ^{1/}
2024	9,012	8,817	11,598	5,853	5,492	11,051	2,834	3,570	692	32	52,526	55,590
2025	9,284	9,018	11,867	6,003	5,639	11,284	2,974	3,737	729	33	53,885	57,121
2026	9,528	9,224	12,173	6,169	5,782	11,557	3,124	3,873	750	34	55,303	58,753
2027	9,719	9,437	12,466	6,312	5,909	11,875	3,254	3,992	773	35	56,701	60,281
2028	9,877	9,659	12,774	6,481	6,049	12,174	3,364	4,137	798	35	57,992	61,826
2029	10,056	9,886	13,105	6,636	6,210	12,607	3,481	4,277	820	36	59,598	63,565
2030	10,234	10,107	13,468	6,784	6,307	12,891	3,614	4,416	842	37	61,026	65,116
2031	10,413	10,312	13,843	6,895	6,442	13,244	3,735	4,539	867	37	62,505	66,712
2032	10,598	10,522	14,232	7,099	6,574	13,615	3,876	4,671	893	38	64,079	68,407
2033	10,788	10,745	14,629	7,278	6,664	14,066	4,017	4,780	922	38	65,731	70,176
2034	10,971	10,978	14,974	7,409	6,845	14,546	4,157	4,923	950	39	67,404	71,983
2035	11,166	11,197	15,413	7,549	7,060	14,921	4,305	5,033	981	40	69,111	73,810
2036	11,368	11,433	15,879	7,683	7,150	15,294	4,494	5,150	1,013	41	70,773	75,594
2037	11,592	11,675	16,342	7,889	7,310	15,665	4,678	5,256	1,047	41	72,593	77,541
2038	11,816	11,898	16,816	8,094	7,473	16,161	4,883	5,415	1,081	42	74,527	79,627

^{1/} Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

^{2/} Demanda máxima integrada no coincidente

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

En la Figura 3.36 se muestra de forma geográfica y porcentual, el pronóstico para dos horizontes, 2024 — 2029 y 2024 — 2038 para cada GCR y SIN. Para el largo plazo, se prevé un dinamismo mayor para

la GCR PEN y SIBCS con una tmca de 4.1% y 3.3%, y con menor crecimiento el SIMUL con 2.0%. Para el mediano plazo 2024 — 2029 la GCR PEN crecerá 4.4%, mientras que el SIMUL crecerá al 2.2%.

FIGURA 3.36 PRONÓSTICO REGIONAL DE LA DEMANDA MÁXIMA 2024-2029 Y 2024-2038, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



^{1/}tmca, año de referencia 2023.

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

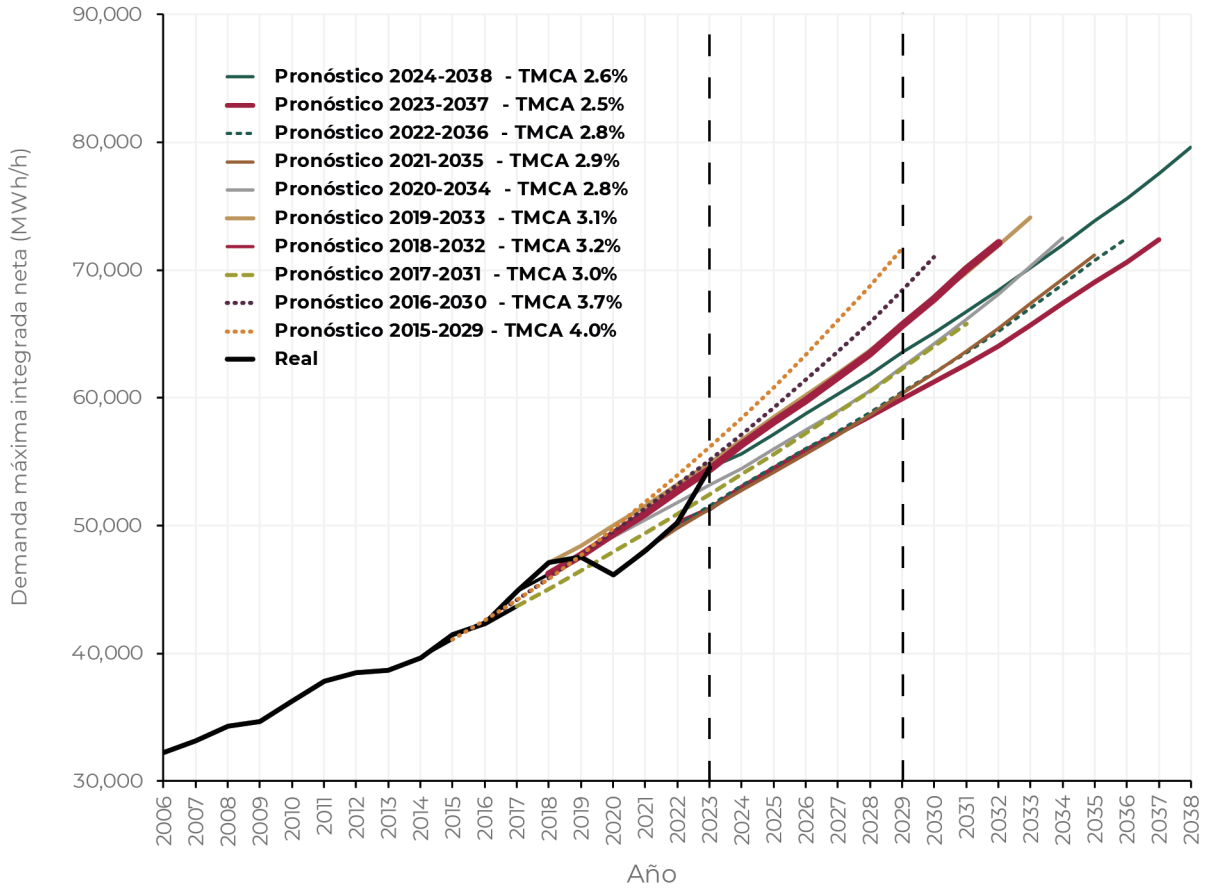
FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

A continuación, en la Figura 3.37 se presentan los escenarios de pronóstico de la demanda máxima integrada neta para el SEN de los últimos diez ejercicios de Planeación del PRODESEN. Cada uno es representativo de acuerdo con las variables y condiciones que se tuvieron en cada año de estimación.

Se puede identificar que en el PRODESEN 2016 -2030 tiene una tmca de 3.7% derivado de las altas expectativas de crecimiento de las Reformas constitucionales, sin embargo, con el paso de los años el pronóstico de demanda máxima integrada neta fue disminuyendo para representar de mejor forma la situación real, en consecuencia, la demanda máxima integrada neta estimada del 2017-2031, 2018-2032 y 2019-2033 se redujo a tmca del orden de 3.1%. Finalmente se aprecia

también que el inicio de la Contingencia Sanitaria y su evolución en los últimos años tuvo un impacto atenuador en las previsiones de la demanda máxima integrada neta de 2020-2024, 2021-2035, 2022-2036, 2023-2037 y 2024-2038 ubicándose en tasas de crecimiento entre 2.9 y 2.5%, el último de ellos con una recuperación moderada.

FIGURA 3.37 COMPARATIVO DEL PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA NETA DEL SEN¹ 2015 A 2023, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN



¹Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR.

FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.



Reunión Nacional de Huracanes 2024, Los Cabos, Baja California Sur.
Comisión Federal de Electricidad.

