

3

Demanda y Consumo
2023-2037



Torre de transmisión, Monterrey. Central geotérmica, Chignautla, Puebla.
Comisión Federal de Electricidad.

La planeación del desarrollo del sector eléctrico 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 2023-2037 para el consumo neto de energía eléctrica —Suministro Básico, Suministro Calificado, Autoabastecimiento Remoto y Pérdidas Eléctricas, Importación, Usos Propios de Distribución y Transmisión— y de la demanda neta máxima integrada de potencia asociada. 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 Sistema Eléctrico Nacional 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 SEP, 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 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 de electricidad.

3.1 CONSUMO NETO 2022

El consumo neto del SEN se integró con la energía de ventas del Suministro Básico, Suministro Calificado y de Último Recurso, Autoabastecimiento Remoto,

la Importación, las Pérdidas de Energía Eléctrica, los Usos Propios del Distribuidor y Transportista.

En 2022, el consumo neto nacional del SEN se ubicó en 333,662 GWh, lo que significa un incremento de 3.4% respecto al consumo de 2021. Este incremento es reflejo de la recuperación gradual de la economía del país, luego de los estragos ocasionados por la contingencia sanitaria, la cual provocó la suspensión de algunas actividades productivas en todo el país.

La GCR Peninsular (PEN), la GCR Noreste (NES) y el Sistema Interconectado Baja California Sur (SIBCS), fueron las que mostraron una mayor recuperación al presentar tasas de crecimiento anual de 6.8%, 5.5% y 4.9%, respectivamente. La GCR Central (CEN), y Noroeste (NOR) presentaron crecimientos moderados del orden de 2.2% y 0.7%, cada una. Por su parte el Sistema Interconectado Mulegé (SIMUL) tuvo un decremento de 1.4%.

En el Cuadro 3.1 se presenta la distribución de consumo neto por Sistema y por GCR, en donde se observa que la GCR Occidental (OCC) tiene la mayor participación con 72,679 GWh lo que equivale a 21.8% del total nacional; por segundo año consecutivo la GCR CEN es desplazada de la segunda posición por la GCR NES con el 18.1%, y los que menor participación presentaron fueron el SIBCS y el SIMUL que en conjunto representan el 0.9%.

CUADRO 3.1 CONSUMO NETO DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2020-2022

	CONSUMO NETO					
	2020		2021		2022	
	GWh	% Inc.	GWh	% Inc.	GWh	% Inc.
SISTEMA						
Eléctrico Nacional (SEN)	311,604	-2.2	322,552	3.5	333,662	3.4
Interconectado Nacional (SIN)	294,166	-2.5	304,034	3.4	314,317	3.4
Baja California (SIBC)	14,683	3.9	15,541	5.8	16,233	4.5
Baja California Sur (SIBCS)	2,608	-3.8	2,826	8.4	2,964	4.9
Mulegé (SIMUL)	148	6.8	150	1.9	148	-1.4
GERENCIA DE CONTROL REGIONAL						
Central (CEN)	56,243	-5.0	56,862	1.1	58,099	2.2
Oriental (ORI)	49,847	-2.0	52,083	4.5	53,321	2.4
Occidental (OCC)	67,867	-1.6	69,893	3.0	72,679	4.0
Noroeste (NOR)	25,421	4.5	25,548	0.5	25,735	0.7
Norte (NTE)	28,572	0.5	28,948	1.3	29,735	2.7
Noreste (NES)	53,769	-4.4	57,152	6.3	60,277	5.5
Peninsular (PEN)	12,447	-10.0	13,549	8.9	14,470	6.8

FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

3.2 CONSUMO FINAL Y USUARIOS 2022

El consumo final de energía eléctrica se refiere a la energía utilizada por los diferentes Usuarios Finales de la industria eléctrica —usuarios del Suministro Básico, usuarios del Suministro Calificado y centros de carga con Autoabastecimiento Remoto.

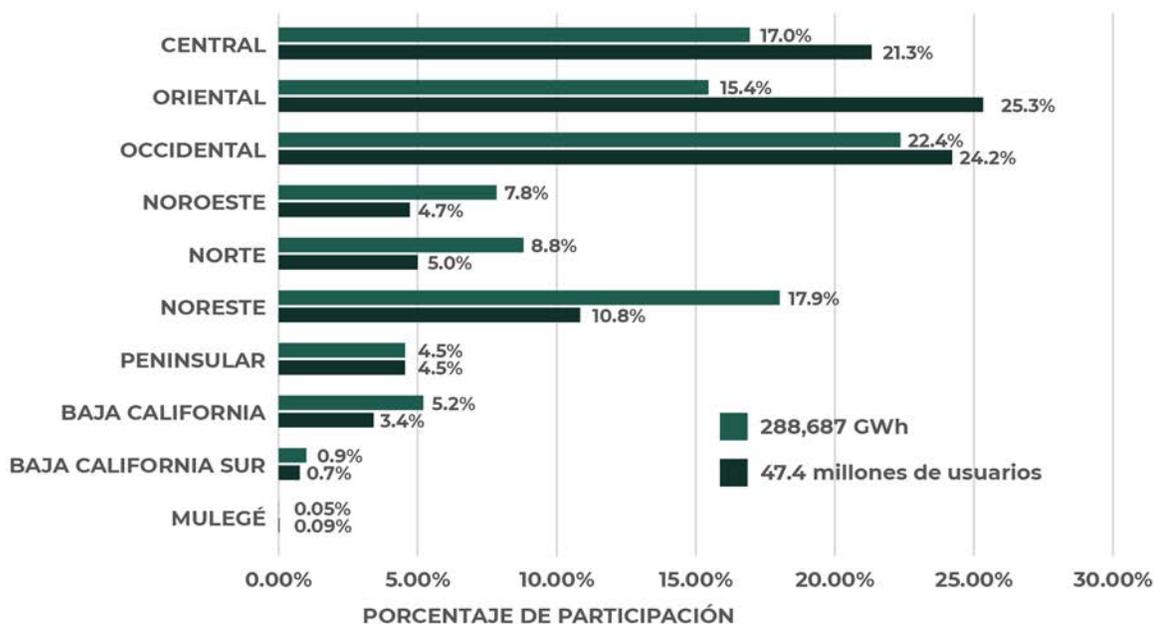
La información se agrupa en seis sectores de consumo (Residencial, Comercial, Servicios, Agrícola, Empresa Mediana y Gran Industria) de los cuales el sector Comercial (6.1%) y la Empresa Mediana (6.0%) presentaron el mayor crecimiento con respecto al 2021, seguido del sector Agrícola (4.8%). El consumo final del SEN se ubicó en 288,687 GWh, lo que representó un alza de 4.1% respecto a 2021. Lo anterior fue posible por la reapertura gradual de actividades económicas secundarias y terciarias.

En la Figura 3.1 se observa que la GCR OCC concentra el 22.4% del consumo final, seguido de la GCR NES y CEN con 17.9% y 17.0%, respectivamente.

El número de Usuarios Finales que tuvieron energía eléctrica en 2022 ascendió a 47.4 millones, incrementándose en 1.7%⁷ respecto de los 46.7 millones de clientes del año anterior. Los sectores que tuvieron mayor crecimiento de Usuarios Finales, en relación con el mismo periodo, fueron el sector Empresa Mediana y Residencial con incrementos de 2.3% y 1.7%, respectivamente. En la Figura 3.1 también se observa la distribución de Usuarios Finales por GCR, siendo la Oriental (ORI) la que concentra el 25.3% del número de Usuarios Finales del total nacional —su consumo final es del 15.4%—. Por su parte, la GCR Occidental aloja el 24.2% y la GCR CEL el 21.3%.

⁷La tasa de crecimiento puede no coincidir debido al redondeo.

FIGURA 3.1 CONSUMO FINAL Y NÚMERO DE USUARIOS FINALES POR GCR Y SISTEMAS, 2022



FUENTE: Elaboración propia con información del CENACE.

3.3 ENTORNO ECONÓMICO 2022

En el Cuadro 3.2 se presentan indicadores que explican el desempeño económico del país en 2022. El tipo de cambio promedio mensual para solventar obligaciones se cotizó en 20.1 MXN/USD, 0.8% menor al tipo de cambio de 2021 de 20.3 MXN/USD; la tasa de interés de referencia cerró en 10.5%; la inflación se ubicó en 7.8%, 0.4 puntos porcentuales

mayor con respecto al cierre de 2021. El precio de exportación de la mezcla de petróleo crudo se vendió en promedio en 89.5 dólares por barril, en comparación con los 64.7 dólares por barril del 2021.

En cuanto al consumo privado se observó un crecimiento de 6.5% en comparación con el consumo de 2021. Por su parte la balanza comercial presentó un déficit acumulado de 26,421 millones

de dólares, el cual se compara con el déficit de 10,939 millones de dólares reportado en 2021. La Inversión Extranjera Directa se incrementó en 11.9%.

De forma global la economía creció 3.1%. Por actividad económica, las actividades primarias

presentaron un avance de 2.8%, mientras que las secundarias lo hicieron en 3.3%, luego de haber presentado un avance de 5.4% en 2021. Por su parte las actividades terciarias crecieron 2.8%.

CUADRO 3.2 PRINCIPALES INDICADORES ECONÓMICOS 2021-2022

INDICADOR ECONÓMICO	2021	2022	VARIACIÓN %
	ANUAL	ANUAL	
PIB Total cifras reales (%) ^{1/}	4.7	3.1	
Primario	2.5	2.8	
Secundarias	5.4	3.3	
Terciarias	4.3	2.8	
Tipo de cambio (pesos / dólar) ^{2/}	20.3	20.1	-0.8%
Precio del crudo mexicano (dólares por barril) ^{2/}	64.7	89.5	38.4%
Tasa de interés de referencia (%) ^{2/}	5.5	10.5	
Inflación (%) ^{1/}	7.4	7.8	
Consumo privado (%) ^{1/}	8.3	6.5	
Balanza Comercial (millones de dólares) ^{1/}	-10,939	-26,421	
Exportaciones	494,765	578,193	16.9%
Importaciones	505,703	604,615	19.6%
Inversión Extranjera Directa (millones de dólares) ^{3/}	31,543	35,292	11.9%

^{1/} INEGI, Banco de Información Económica (BIE) - PIB y Cuentas Nacionales, Indicadores económicos de coyuntura. Fecha de consulta: 04-mayo-2023.

^{2/} BANXICO, Sistema de Información Económica (SIE). Fecha de consulta: 04-mayo-2023.

^{3/} Secretaría de Economía, Reportes Estadísticos de Inversión Extranjera Directa (IED). Fecha de consulta: 04-mayo-2023.

FUENTE: Elaboración propia.

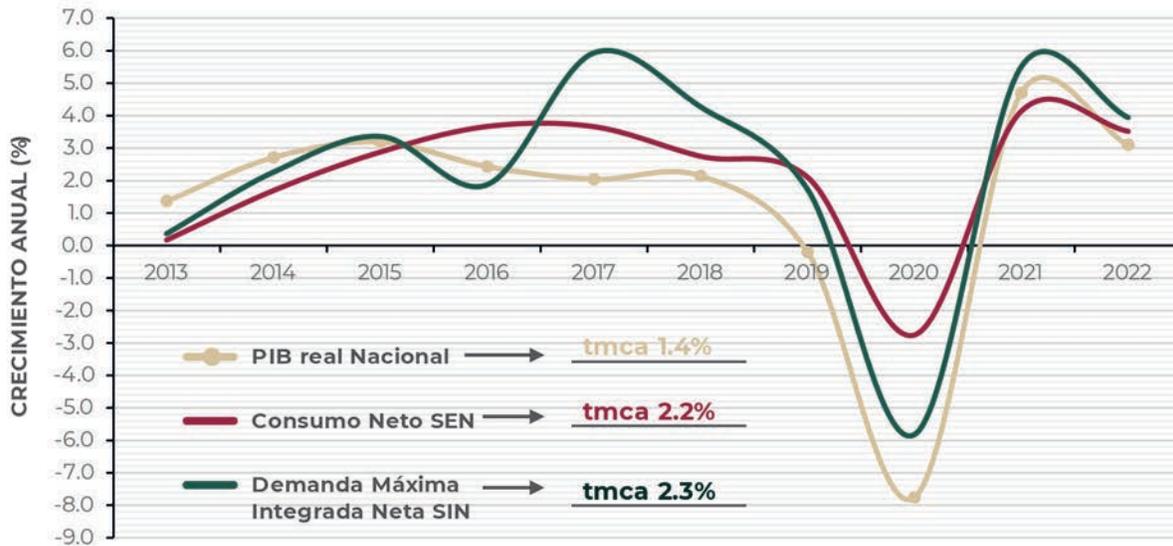
El PIB es considerado uno de los mejores indicadores del comportamiento de la economía de un país⁸. Al aumentar la demanda de bienes y servicios se incrementa el consumo, crece el PIB, se generan nuevos empleos y la economía se expande. Es por ello, que el consumo de energía eléctrica está altamente correlacionado con el PIB pues, la electricidad, 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 muchos de los cuales funcionan a base de electricidad.

El PIB en 2022 mostró un avance de 3.1%, respecto a 2021, que indica una recuperación tras la caída global en el crecimiento por la pandemia y un entorno de trances geopolíticos e inflación. Destaca el crecimiento del segundo semestre, donde la economía avanzó 4%.

La industria eléctrica en su consumo neto de 2022 registró un crecimiento de 3.4%, tasa inferior a la registrada en 2021 de 3.5%. Este comportamiento, guarda una correlación directa de crecimiento o decremento entre el PIB, y la demanda máxima integrada neta. En la Figura 3.2 se aprecia la evolución histórica de estos tres indicadores en los últimos 10 años.

⁸ INEGI. Lo que indican los indicadores: cómo utilizar la información estadística para entender la realidad económica de México/. Jonathan Heath. México, 2012.

FIGURA 3.2 EVOLUCIÓN DEL CRECIMIENTO DEL PIB NACIONAL, DEL CONSUMO NETO DEL SEN Y DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA NETA DEL SIN 2013-2022



FUENTE: Elaboración propia con información del CENACE.

FIGURA 3.3 DEMANDA MÁXIMA POR ZONA (MW) EN LAS GCR, SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 2022



3.4 PRONÓSTICO DE DEMANDA Y CONSUMO 2023-2037

En la Figura 3.4 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.

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 3.4 PROCESO DE PRONÓSTICO DE DEMANDA Y CONSUMO DE ENERGÍA



FUENTE: Elaboración propia con información del CENACE.

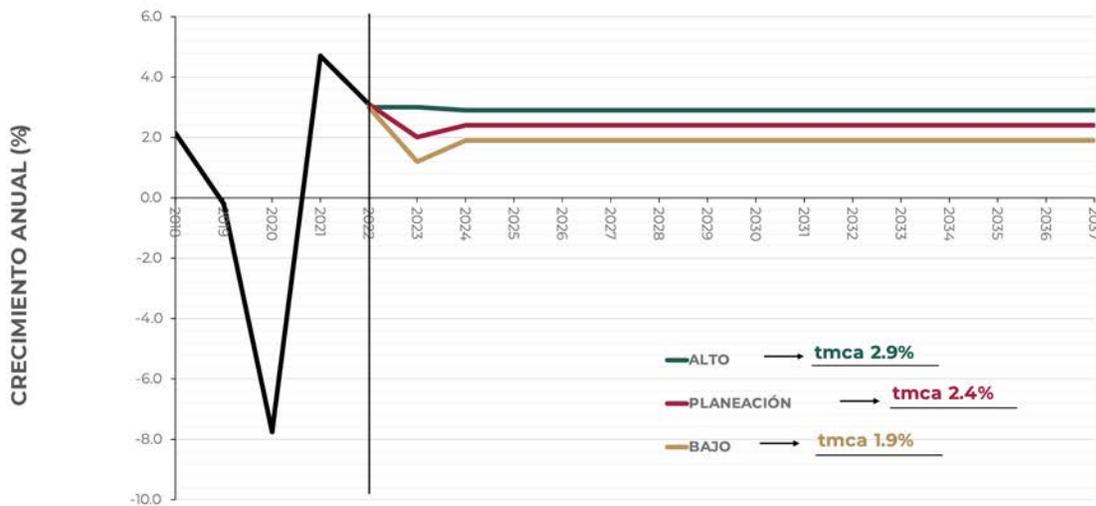
3.5 ESCENARIO MACROECONÓMICO 2023-2037

El pronóstico del PIB por escenarios se presenta en la Figura 3.5 con tasas de crecimiento anual para los próximos 15 años. El PIB global contempla una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 2.4% en el escenario medio, el cual llamamos escenario de planeación, y para los escenarios Alto y Bajo de 2.9% y 1.9%, respectivamente. Dichas proyecciones

consideran la recuperación post pandemia, el factor inflacionario y geopolítico para los tres escenarios.

En el periodo 2023-2037, se estima que el PIB del sector Agrícola crecerá en promedio 2.2%, mientras que el sector Industrial y Servicios lo harán a una tasa de 2.3 y 2.4%, respectivamente. En la composición sectorial del PIB, se prevé que en 2037 el sector Agrícola represente el 3.4% del PIB Nacional, mientras que, el Industrial y los Servicios integrarán el 29.9% y 66.7%, respectivamente.

FIGURA 3.5 ESCENARIOS DEL PIB NACIONAL, 2023 – 2037



FUENTE: Elaboración propia.

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 2023-2028, se espera que los SIBCS y SIMUL presenten la mayor tmca con 3.6%, mientras que, el menor crecimiento del PIB se estima ocurrirá en las GCR Norte y Peninsular con 2%. Tanto el SIN

como el SEN se proyecta que crecerán a un ritmo de 2.3% anual en el mismo periodo. Durante 2023-2037, los SIBCS y SIMUL se prevé que continúen presentando el mayor crecimiento promedio anual 3.3% y en contraste la GCR NTE se estima la menor tmca 2%. Para el SIN y el SEN se espera una tmca de 2.4% cada uno. Ver Figura 3.6.

FIGURA 3.6 PRONÓSTICO REGIONAL DEL PIB 2023 — 2028 Y 2023 — 2037, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



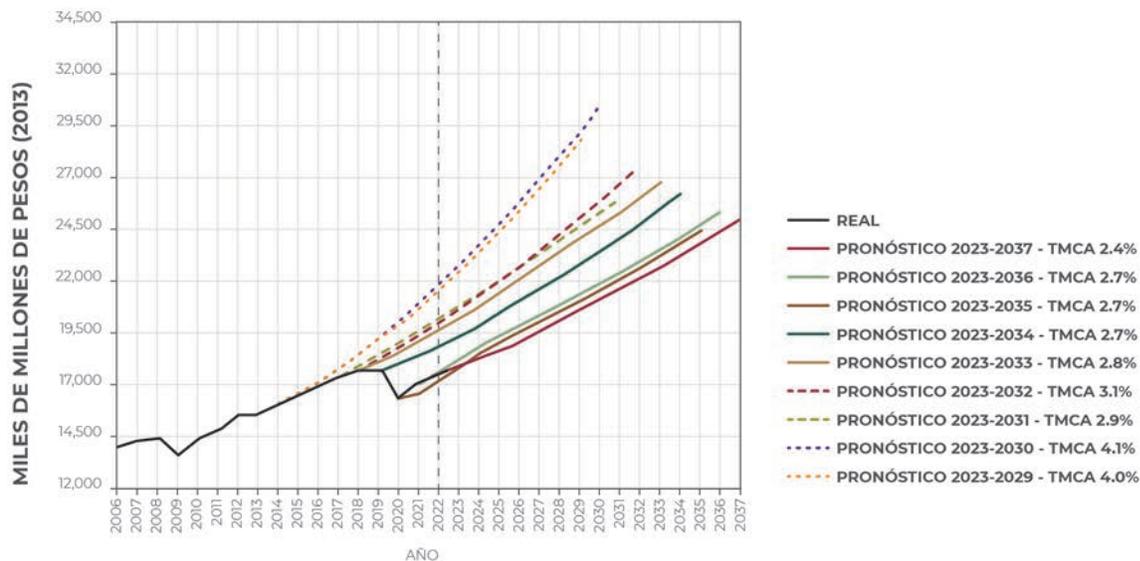
^{1/} tmca, año de referencia 2021.

FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

En la Figura 3.7 se realiza la comparación entre las diversas trayectorias pronosticadas para el escenario de planeación del PIB de 2015 a 2023, así como la evolución real que ha mostrado este indicador económico. Se observa que la evolución proyectada del PIB en 2015 y 2016 tenía una tendencia alta. Sin embargo, el crecimiento real presentado en los años 2017 y 2018 originó que las trayectorias previstas se fueran ajustando a las nuevas tendencias económicas. En el año 2019 se

observa una pequeña 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. A raíz de la recuperación económica observada en 2021 y crecimiento moderado en 2022, el escenario de planeación previsto en 2023 se ajusta para tratar de reflejar estas expectativas.

FIGURA 3.7 COMPARATIVO DE ESCENARIOS DEL PIB 2015 A 2023, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



FUENTE: Elaboración propia.

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 2023-2037 considera una tmca de 0.7%, lo que significa que el incremento de habitantes sea alrededor de 13 millones. En el mismo sentido, los Usuarios Finales potenciales para el suministro eléctrico tendrán una tmca de 1.1%.

3.6 CONSUMO NETO 2023-2037

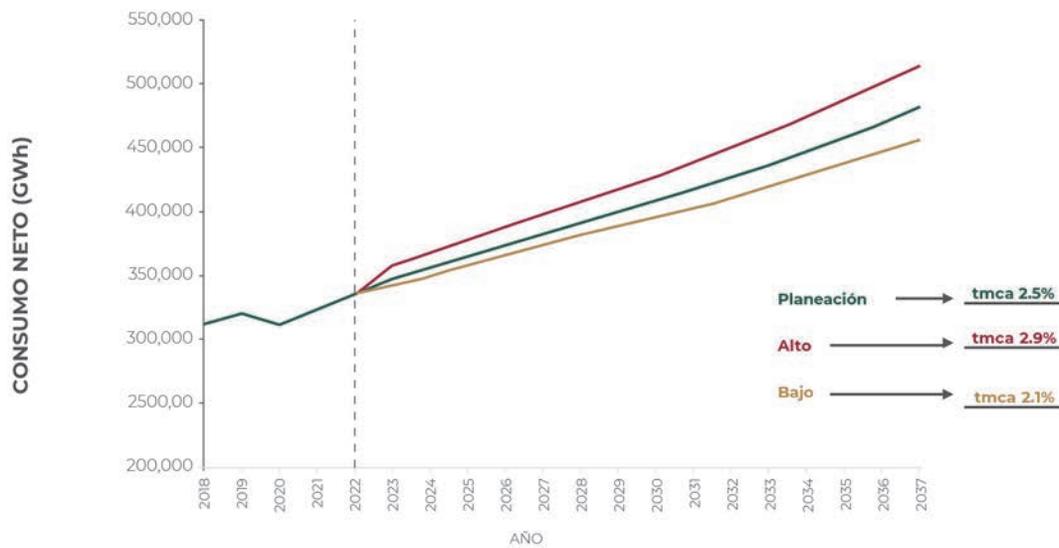
En esta sección se mencionan algunas de las características del consumo y las proyecciones de los tres escenarios de crecimiento para los próximos 15 años. Para este ejercicio, las estimaciones de consumo consideran los escenarios

macroeconómicos 2023-2037, 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 3.8 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 2.5%, para el escenario Alto de 2.9% y el escenario Bajo 2.1%. En el mismo sentido, en el Cuadro 3.3 se presentan las tasas medias de crecimiento anual de los tres escenarios para cada uno de los Sistemas y GCR en el periodo de estudio.

FIGURA 3.8 PRONÓSTICO DEL CONSUMO NETO DEL SEN 2023-2037, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

CUADRO 3.3 PRONÓSTICO DEL CONSUMO NETO POR GCR 2023-2037, ESCENARIOS PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO

SISTEMA / GCR	TMCA (%)		
	ALTO	PLANEACIÓN	BAJO
SEN	2.9	2.5	2.1
SIN	2.9	2.4	2.1
Central	2.3	1.9	1.5
Oriental	2.6	2.1	1.9
Occidental	2.9	2.6	2.3
Noroeste	2.8	2.4	2.0
Norte	2.6	2.2	1.9
Noreste	3.4	2.7	2.2
Peninsular	4.1	3.6	3.5
Baja California	3.4	3.0	2.8
Baja California Sur	3.9	3.5	3.4
Mulegé	2.5	2.4	2.3

FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

Tomando como base el escenario de Planeación, en el Cuadro 3.4 se presentan los pronósticos de consumo neto por Sistema Interconectado y GCR para el horizonte de estudio.

CUADRO 3.4 PRONÓSTICO REGIONAL DEL CONSUMO NETO 2023-2037, ESCENARIO DE PLANEACIÓN (GWh)

AÑO / GWh	CENTRAL	ORIENTAL	OCCIDENTAL	NOROESTE	NORTE	NORESTE	PENINSULAR	BAJA CALIFORNIA	BAJA CALIFORNIA SUR	MULEGÉ	SIN	SEN
2023	59,871	55,602	74,247	27,143	31,682	63,004	15,397	17,172	3,203	163	326,946	347,485
2024	61,048	57,194	76,417	27,796	32,405	64,710	16,040	17,771	3,352	168	335,609	356,900
2025	62,196	58,556	78,271	28,546	33,212	66,421	16,684	18,288	3,470	171	343,885	365,814
2026	63,438	59,835	80,180	29,183	33,842	68,459	17,160	18,806	3,577	175	352,098	374,655
2027	64,611	61,137	82,049	29,758	34,442	70,252	17,702	19,353	3,681	178	359,951	383,163
2028	65,801	62,444	84,037	30,365	35,057	71,844	18,254	19,873	3,793	181	367,801	391,648
2029	66,964	63,654	86,071	30,992	35,692	73,444	18,855	20,413	3,908	185	375,673	400,178
2030	68,117	64,671	88,243	31,624	36,348	75,188	19,472	20,943	4,028	188	383,662	408,822
2031	69,265	65,695	90,389	32,259	36,972	77,048	20,130	21,518	4,150	191	391,759	417,618
2032	70,453	66,849	92,765	33,011	37,634	78,901	20,808	22,094	4,277	194	400,420	426,986
2033	71,608	68,174	95,116	33,751	38,338	80,980	21,489	22,700	4,408	198	409,456	436,761
2034	72,849	69,362	97,805	34,499	39,104	83,145	22,208	23,346	4,543	202	418,973	447,063
2035	74,133	70,597	100,482	35,273	39,813	85,393	23,004	24,015	4,687	205	428,696	457,603
2036	75,410	71,890	103,354	36,097	40,629	87,760	23,809	24,703	4,833	208	438,948	468,693
2037	76,662	73,283	106,261	36,936	41,446	90,135	24,638	25,429	4,985	212	449,361	479,987

FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.



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 bruto en la GCR PEN y el SIBCS con 3.6% y 3.5% respectivamente,

mientras que, las GCR con menor incremento serán CEN y ORI con una tmca cada una de 1.9% y 2.1%. De igual forma, para el mediano plazo (periodo 2023-2028) se pronostica que el SIBCS crecerá 4.2% y la GCR CEN con 2.1% serán las regiones con la tmca de mayor y de menor incremento, como se muestra en la Figura 3.9.

FIGURA 3.9 PRONÓSTICO REGIONAL DEL CONSUMO NETO 2023-2028 Y 2023-2037, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



^{1/} tmca, año de referencia 2022.

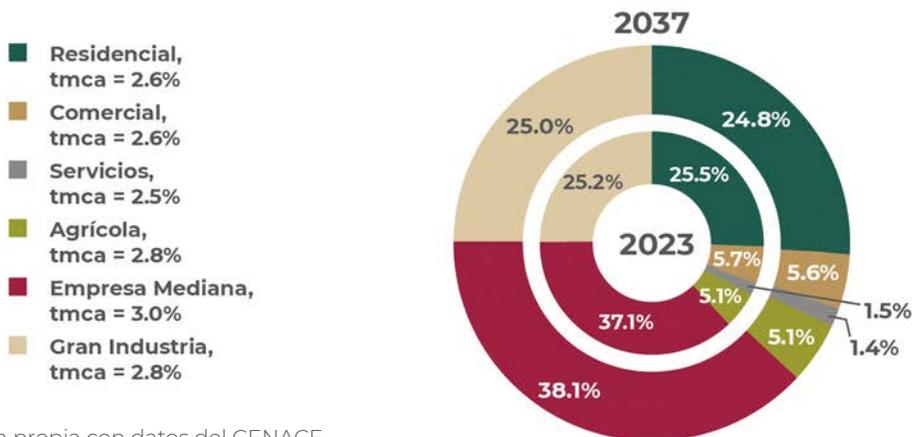
FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

3.7 CONSUMO FINAL (GWh) 2023-2037

Se estima para este periodo de estudio un crecimiento de 2.8% en el consumo final, este valor es superior al 2.4% y 2.5% que se estimó para el PIB y el consumo neto respectivamente. Los sectores que suponen un mayor incremento son la Empresa Mediana, Gran Industria y Agrícola con 3.0%, 2.8%

y 2.8%, seguidos del Residencial y Comercial con 2.6% y por último el sector Servicios con 2.5%. Para 2037, el sector predominante será la Empresa Mediana con 38.1% del total de consumo final del SEN, en segundo lugar, la Gran Industria con 25.0%, seguido del Residencial con 24.8% y el resto 12.1% — Comercial, Agrícola y Servicios—, como se observa en la Figura 3.10.

FIGURA 3.10 CONSUMO FINAL DEL SEN 2023 Y 2037, ESCENARIO DE PLANEACIÓN (%)



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

3.8 GENERACIÓN DISTRIBUIDA 2023-2037

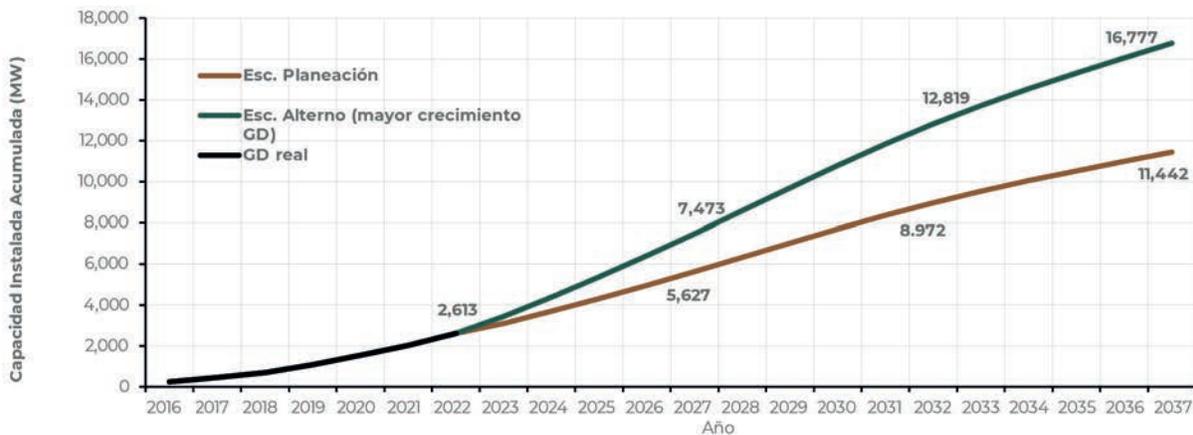
En esta sección se presentan dos escenarios de crecimiento en la capacidad instalada de GD-FV para los próximos 15 años. El primer escenario es el de planeación y el segundo es un caso acelerado asumiendo que habrá mayor dinamismo e impulso a la Generación Distribuida.

3.8.1 CAPACIDAD INSTALADA (MW) 2023-2037

En la Figura 3.11 se presenta la evolución de la capacidad instalada acumulada de GD para los dos escenarios de crecimiento mencionados, se observa que una capacidad instalada de 2,613 MW registrada en 2022, para el 2037 se ubicará en 11,442 MW para el escenario de planeación y 16,777 MW para el escenario alterno (alto) del SEN.

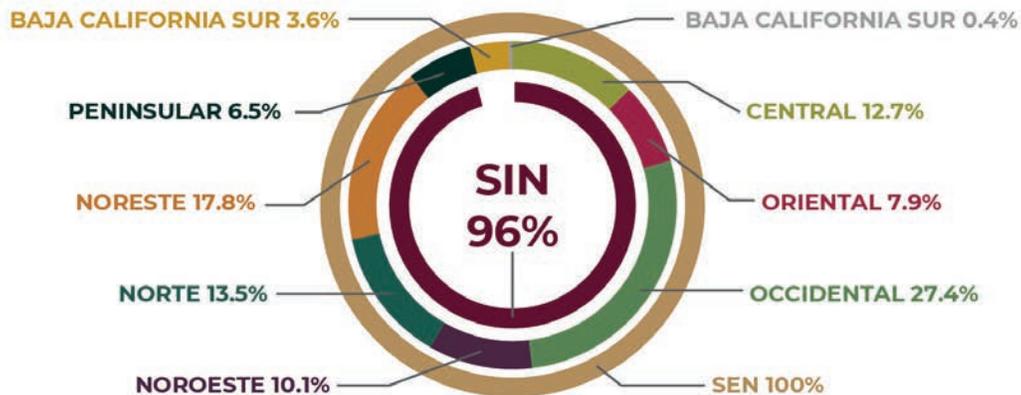
En la Figura 3.12 se observa que las GCR con mayor participación son: OCC, NOR y NTE con 27.4%, 17.8% y 13.5% respectivamente. Los Sistemas con menor participación son: SIBC con 3.6% y SIBCS con 0.4%.

FIGURA 3.11 EVOLUCIÓN ESTIMADA DE LA CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA 2016-2037 (MW)



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

FIGURA 3.12 DISTRIBUCIÓN DE CAPACIDAD FOTOVOLTAICA INSTALADA ACUMULADA POR GCR 2037 (%), ESCENARIO DE PLANEACIÓN

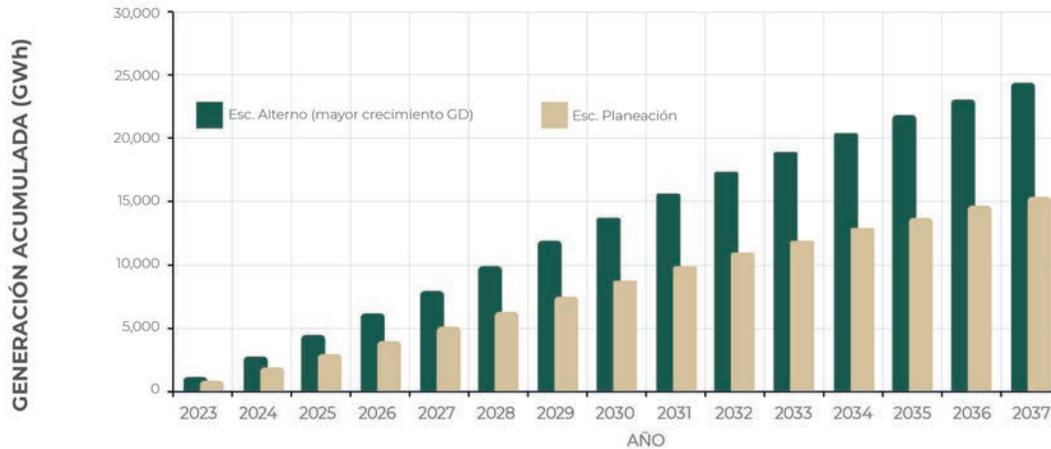


FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

En la Figura 3.13 se presenta el comportamiento esperado de la generación de la GD-FV (GWh) en el SEN del 2023-2037 en los dos escenarios antes descritos. Se observa que para el escenario de planeación se alcanzará un valor de 15,054 GWh

en 2037 mientras que para el escenario con mayor crecimiento de GD-FV para ese mismo año se ubicará con una generación de energía eléctrica 60% mayor al escenario de planeación.

FIGURA 3.13 EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ANUAL ACUMULADA DE GD-FV EN EL SEN 2023-2037



FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

3.9 DEMANDA MÁXIMA 2023-2037

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 el Cuadro 3.5 se enuncian los crecimientos estimados para los Sistemas Interconectados y las GCR en los tres escenarios probables.

CUADRO 3.5 PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA POR GCR 2023-2037, ESCENARIOS PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO

SISTEMA / GCR	TMCA (%)		
	ALTO	PLANEACIÓN	BAJO
SEN ^{1/}	2.9	2.5	2.1
SIN	2.9	2.4	2.1
Central	2.3	1.9	1.6
Oriental	2.8	2.3	2.0
Occidental	3.1	2.7	2.5
Noroeste	3.0	2.7	2.2
Norte	2.5	2.2	1.9
Noreste	3.5	2.8	2.3
Peninsular	4.4	4.0	3.9
Baja California	3.1	2.8	2.5
Baja California Sur	3.7	3.3	3.2
Mulegé	2.7	2.6	2.4

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

FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.



En la Figura 3.14 se muestra el comportamiento estacional de la demanda máxima mensual por unidad del SIN del 2023, 2027, 2032 y 2037. Se observa que la máxima anual se presentará en junio, sin embargo, al final del horizonte se advierte un cambio de comportamiento en donde en el horario nocturno 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 2023 se espera que el impacto acumulado de la GD-FV sea del orden de 3,100 MW, mientras que en 2027 se prevé que la capacidad instalada acumulada en el SEN sea de 5,627 MW y al final del horizonte de planeación se ubique en una capacidad de 11,442 MW instalados.

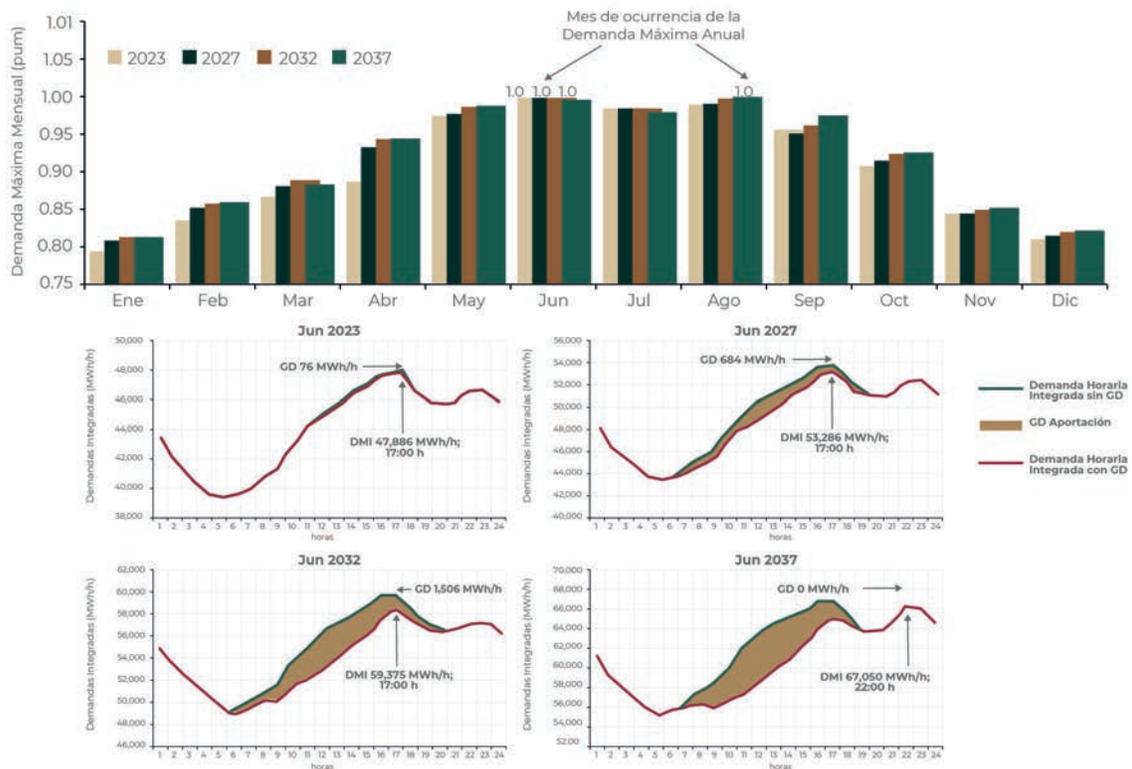
La aportación máxima de GD-FV en el día que se estima se presentará la demanda máxima integrada neta del SIN en los años de estudio, se tiene valorada de la siguiente forma: para el 2023

se esperan 167 MWh/h (13:00 h), mientras que para el 2027 y 2032 se tiene estimada una participación de 1,509 MWh/h (13:00 h) y 3,373 MWh/h (13:00 h) respectivamente y para el final del horizonte se pronostica una aportación de demanda máxima integrada de GD-FV del orden de 5,220 MWh/h (13:00 h).

Con relación al día y a la hora que se estima se presentará la demanda máxima anual del SIN en la Figura 3.14 se puede apreciar la aportación de la GD-FV nueva, que no incluye el beneficio de la capacidad instalada histórica al 2022 que sería alrededor de 1,000 MWh/h.

La hora de ocurrencia de la máxima integrada del SIN de 2023-2032 se presentará a las 17:00 horas y conforme avanza los años para 2033-2037 la máxima se desplaza a las 22:00 horas, lo anterior por 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.

FIGURA 3.14 COMPORTAMIENTO ESTACIONAL DE LA DEMANDA MÁXIMA MENSUAL (PU) Y DEMANDA HORARIA INTEGRADA EN LA OCURENCIA DE LA MÁXIMA ANUAL DEL SIN 2023, 2027, 2032 Y 2037, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



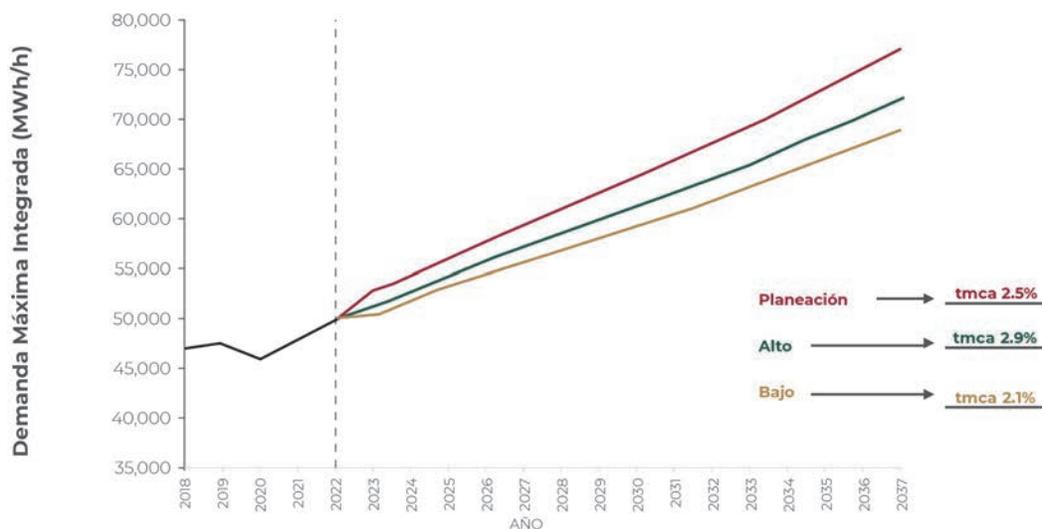
Nota: El área café es el impacto de la GD-FV a partir de 2023, la capacidad instalada actual ya tuvo su impacto en el pronóstico y series de tiempo.

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 2.5% para el horizonte de Planeación, 2.9%

para el escenario Alto y 2.1% para el escenario Bajo. En la Figura 3.15 se presentan los crecimientos del SEN para el escenario Alto, Planeación y Bajo.

FIGURA 3.15 PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA NETA DEL SEN^{1/} 2023 – 2037, ESCENARIO DE PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO (Mwh/h)



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

FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

En la Figura 3.16 se muestra de forma geográfica y porcentual, el pronóstico para cada GCR y SIN para dos horizontes: 2023-2028 y 2023-2037. Para el largo plazo, se prevé un dinamismo mayor para

la GCR PEN y SIBCS con una tmca de 4% y 3.3%, y con menor crecimiento la GCR CEN con 1.9%. Para el mediano plazo 2023-2028 las GCR PEN, el SIMUL, crecerán más de 4%, mientras la GCR CEN crecerá al 2.3%.

FIGURA 3.16 PRONÓSTICO REGIONAL DE LA DEMANDA MÁXIMA 2023-2028 Y 2023-2037, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



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

FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.



Central fotovoltaica, Santa Rosalía, Baja California Sur.
Comisión Federal de Electricidad.