

4

Demanda y consumo 2021-2035



Fotografía 11. Central Ciclo Combinado, "El Sauz", Generación I. Santiago de Querétaro, Querétaro. CFE.

4. DEMANDA Y CONSUMO 2021-2035

La energía eléctrica es un bien esencial e integral para el desarrollo de las actividades productivas y de conversión económica del Estado, así como también para la transformación social, ya que incide de forma directa en los servicios básicos para la población.

En este contexto, es importante asegurar un suministro eléctrico suficiente y confiable que permita llevar a cabo las actividades productivas de los diferentes sectores de la economía —las telecomunicaciones, el transporte, la industria, la agricultura, los comercios, los servicios, las oficinas y los hogares—, para impulsar el crecimiento y el desarrollo económico del país.

Es así como, el Pronóstico de la Demanda y Consumo de energía eléctrica 2020–2034 detalla la situación actual y tendencia a 15 años de este energético secundario. El pronóstico es un instrumento fundamental para la planeación y toma de decisiones en la elaboración de los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD) y del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional.

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

Crecimiento económico. En términos generales, se refiere a la evolución de ciertos indicadores en un periodo de tiempo, Producto Interno Bruto (PIB), el ahorro, la inversión, una balanza comercial favorable. Si el PIB es relacionado con la población, se determina el PIB per cápita de un país. Toda sociedad tiene como meta, lograr un incremento notable de los ingresos y de la forma de vida de las personas. 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, lavadoras, microondas y

aires acondicionados— se dinamizan. La estructura económica se desagrega en tres sectores: industrial, servicios y agrícola.

Crecimiento poblacional. Este aumento se encuentra estrechamente relacionado con la edificación de vivienda, servicios públicos, desarrollos comerciales y en consecuencia con más consumo de energía eléctrica.

Estacionalidad. Los factores climáticos —temperaturas extremas, olas de calor, tormentas de invierno, sequías—, tienden a elevar la demanda de un Sistema Eléctrico y con ella el consumo de energía eléctrica. En algunas situaciones, los factores climáticos —tormentas tropicales, 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 precio de los productos energéticos, en especial los derivados de los hidrocarburos repercuten en las ofertas de energía eléctrica y los productos asociados en el Mercado Eléctrico Mayorista, este a su vez en el precio de las tarifas reguladas, las transacciones de compraventa de energía eléctrica y precios marginales locales, por consiguiente, en el consumo y la demanda de energía eléctrica.

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

Pérdidas de energía eléctrica por efecto joule (I²R). En un sistema eléctrico, las pérdidas técnicas ocurren por el efecto de calentamiento de los conductores eléctricos y elementos de transformación; se acentúa más cuando la infraestructura eléctrica no está modernizada, y cuando se opera con los Corredores de Transmisión cercanos a sus límites operativos. 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 electricidad.



Eficiencia energética. Un atenuador en el crecimiento del consumo de energía eléctrica, son las acciones que conllevan a una reducción, económicamente viable, de la cantidad de energía eléctrica que requieren los Usuarios Finales para satisfacer su propio consumo, teniendo influencia en el crecimiento menos acelerado de la demanda eléctrica.

Generación Distribuida (GD). El uso de tecnologías de generación de energía eléctrica con capacidades menor a 0.5 MW —instalados en un hogar, comercio, pequeña o mediana industria, edificios en condominio, edificios de oficinas o conjunto de Centros de Carga—, impactan el consumo de energía eléctrica y el perfil de la demanda de un sistema eléctrico local.

Electromovilidad (EM). La movilidad eléctrica a través de vehículos particulares, vehículos de transporte público —mercancías, personas, locales

y foráneos—presenta una alternativa tangible para mejorar la movilidad y la reducción de emisiones al medio ambiente. En un Sistema Eléctrico aumenta el consumo y demanda de energía eléctrica por la carga 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 energía eléctrica.



Fotografía 12. Trabajos en maniobras de restablecimiento de energía eléctrica. Los Cabos, Baja California Sur. CFE.



4.1 INDUSTRIA ELÉCTRICA

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía², el consumo mundial de electricidad per cápita en 2018 fue de 3,260 KWh por habitante, presentando un crecimiento del 3.4% en relación con 2017. En el mismo año, México se ubicó en el lugar 76 –28.6% por debajo del promedio mundial–; con un consumo anual de 2,329 KWh por habitante.

En 2018 el consumo anual mundial de electricidad alcanzó los 24.7 millones de GWh. Por su parte, México consumió 290,100 GWh ocupando la posición 14. La intensidad energética mundial para la industria eléctrica fue de 1,086 kJ/2015USD en 2018. Para México fue de 831 kJ/2015USD, lo que indica que la industria eléctrica mexicana requiere menos electricidad para generar una unidad de riqueza en comparación con la media internacional.

De acuerdo con proyecciones de la Administración de Información Energética de los Estados Unidos³ (EIA por sus siglas en inglés) de su caso base, para el periodo 2021 – 2035, la media internacional de consumo per cápita de electricidad tendrá una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 1.1%, la generación neta tendrá una tmca de 1.8% y se espera que para el 2035 la generación de electricidad limpia represente 43.1%, aumentando en promedio 4.0% por año. Lo anterior, apoyado por las mejoras tecnológicas y los incentivos gubernamentales de diferentes países que promueven su mayor uso. La intensidad energética internacional tendrá un decremento promedio de 2.0% en el horizonte.



Fotografía 13. Torre de transmisión, Campo eólico. Oaxaca. CFE.

² Key World Energy Statistics, IEA 2020.

³ International Energy Outlook 2019, with projections to 2050. U.S. Energy Information Administration, September 2019.



4.2 CONSUMO BRUTO 2020

El consumo bruto se refiere a la integración de la energía eléctrica de ventas del Suministro Básico, Suministro Calificado y Suministro Último Recurso, autoabastecimiento remoto, la importación, la exportación, las pérdidas de energía eléctrica, los usos propios del Distribuidor, Transportista y Generadores –generación CFE –.

En 2020, el consumo bruto nacional del SEN fue de 315,968 GWh, lo que significa un decremento de 2.76% respecto al consumo de 2019. Esta disminución fue ocasionada por la contingencia sanitaria originada por el COVID-19, la cual provocó la suspensión de actividades productivas en todo el país.

Sin embargo, las GCR Noroeste y Norte presentaron tasas de crecimiento positivas (4.6% y 1.5%, respectivamente), ocasionado por las altas temperaturas de verano. También los Sistemas Interconectados Baja California y Mulegé presentaron

tasas positivas (2.2% y 2.6%, respectivamente) a pesar de la contingencia sanitaria.

El Cuadro 4.1 muestra la distribución de consumo bruto en el SEN por GCR, en donde se observa que la GCR Occidental tiene la mayor participación con 68,154 GWh lo que equivale a 21.6% del total nacional, seguido del Central con 18.2%, y el que menor participación presentó es Baja California Sur con 0.9 por ciento.

Las GCR que menor crecimiento presentaron fueron la Peninsular con -9.9%, y la Central con -4.6%; las GCR que presentaron un crecimiento positivo son la Noroeste y la Norte con crecimientos de 4.6% y 1.5%, respectivamente; en lo que refiere a los Sistemas Interconectados, el de Baja California tuvo un crecimiento de 2.2% y el de Mulegé de 2.6%.

CUADRO 4.1 CONSUMO BRUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2019 Y 2020

CONSUMO BRUTO				
	2019		2020	
	GWH	% INC.	GWH	% INC.
SISTEMA				
SEN	324,927	2.1	315,968	-2.8
SIN	307,327	2.2	298,150	-3.0
Baja California (BC)	14,621	0.6	14,938	2.2
Baja California Sur (BCS)	2,823	2.3	2,722	-3.6
Mulegé (MUL)	155	0.1	159	2.6
GERENCIAS DE CONTROL REGIONAL				
Central (CEL)	60,853	-0.7	57,429	-5.6
Oriental (ORI)	51,655	2.7	50,436	-2.4
Occidental (OCC)	69,697	2.3	68,154	-2.2
Noroeste (NOR)	24,966	1.1	26,104	4.6
Norte (NTE)	28,868	6.9	29,291	1.5
Noreste (NES)	57,418	1.8	54,239	-5.5
Peninsular (PEN)	13,872	6.8	12,497	-9.9

Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.



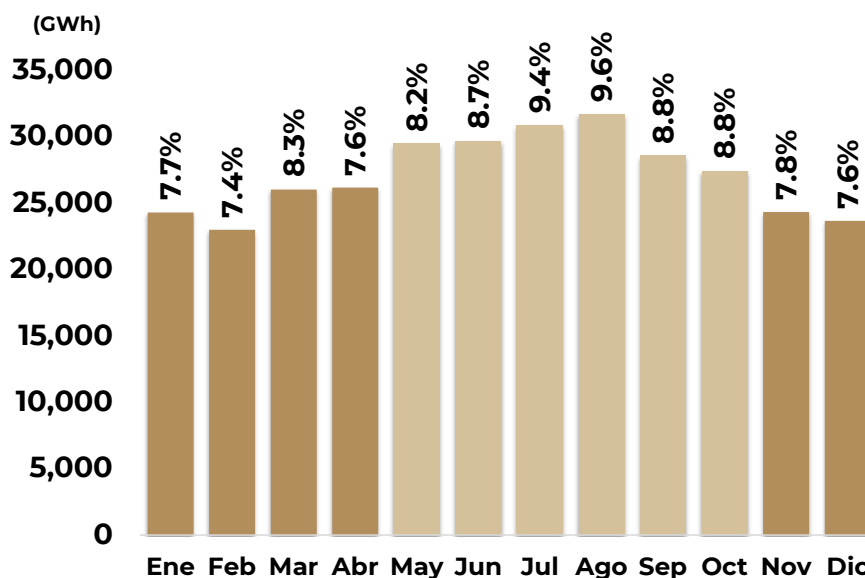
Durante el año en los meses de mayo a octubre se presentó el 53.5% del consumo bruto, mientras que en los meses restantes el 46.5% como se muestra en la Figura 4.1.

de energía eléctrica), para los trimestres abril-junio y julio-septiembre; donde se presenta mayor crecimiento económico y en los trimestres restantes el crecimiento es menor.

Dicho comportamiento es parecido al PIB del Sector Eléctrico, (Generación, transmisión y distribución

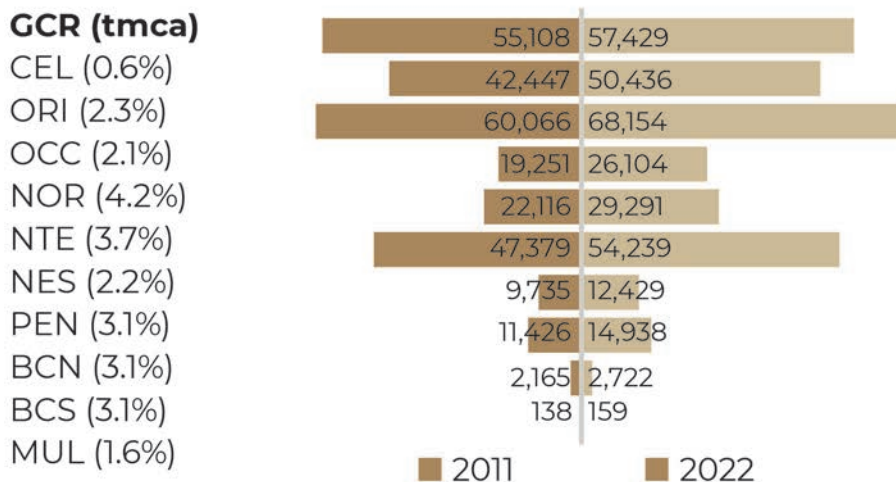
En los últimos 10 años (2011 – 2020) el consumo bruto del SEN tuvo una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 2.2%.

FIGURA 4.1 CONSUMO BRUTO MENSUAL DEL SEN 2020 (GWH)



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

FIGURA 4.2 CONSUMO BRUTO DEL SEN 2011 Y 2020 (GWH Y TCMA^{1/})



^{1/} TMCA referida a 2010

Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.



De acuerdo con la Figura 4.2 las regiones que presentaron mayor crecimiento durante 2011 – 2020 fueron las GCR Noroeste y Norte con tmca de 4.2%, y 3.7%, respectivamente; la región que tuvo menor crecimiento fue la Central con 0.6%, sin embargo, en esta región se registró el 18.2% del consumo bruto nacional en 2020, ubicándose como la segunda región con mayor consumo solo por debajo de la Occidental con 21.6%.

El SIN pasó de 256,102 GWh en 2011 a un consumo bruto de 298,150 GWh en 2020, lo que significa un crecimiento (tmca) de 2.2%. La energía eléctrica del último año equivale a 94.4% del consumo bruto del SEN y el 4.6% restante se consumió en los Sistemas Interconectados de la península de Baja California.

4.2.1 CONSUMO FINAL Y USUARIOS FINALES 2020

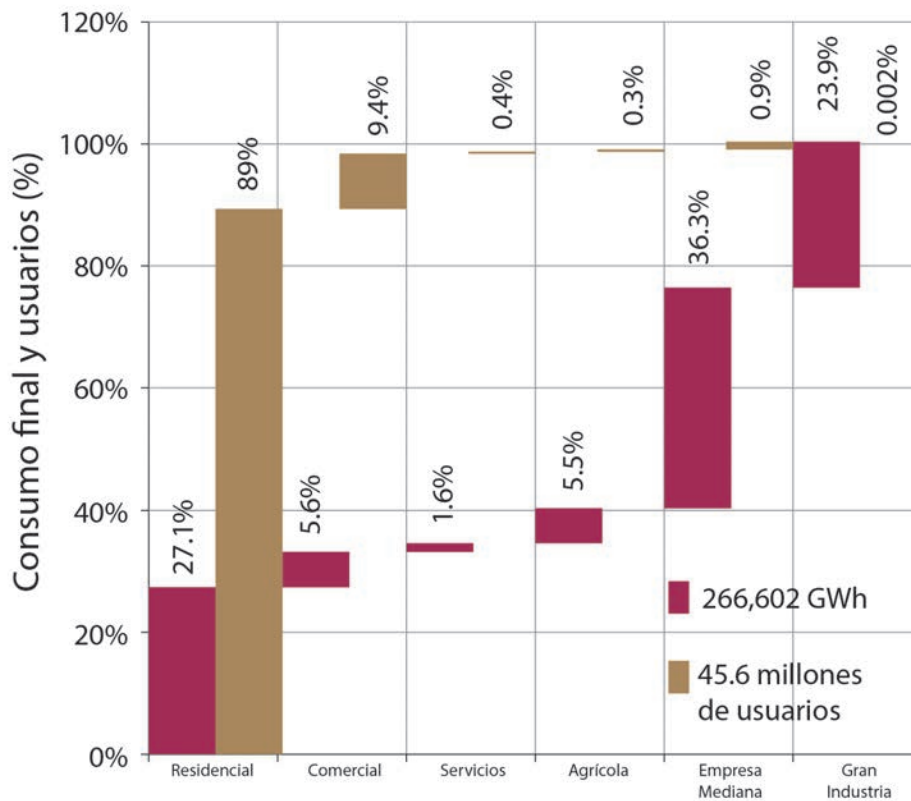
El consumo final de energía eléctrica se refiere a la energía utilizada por los diferentes Usuarios Finales

de la industria eléctrica –Usuarios del Suministro Básico, Usuarios del Suministro Calificado y autoabastecimiento remoto–.

La información se agrupa en seis sectores de consumo de los cuales el sector que presentó mayor crecimiento es el Agrícola con 10.8%, seguido del Residencial con 6.4%. El consumo final del SEN se ubicó en 266,602 GWh, lo que representó una caída del -3.0% respecto al año anterior.

Derivado de las estrategias para contener la propagación del COVID-19, entre las que destaca el cierre de actividades no esenciales como comercios e industrias no consideradas de primera necesidad, ocasionó que algunos sectores resultaran afectados, tal como son los casos del sector Comercial (-10.8%), Empresa Mediana (-8.1%) y la Gran Industria (-5.6%). En contraste los sectores Residencial y Agrícola crecieron 6.4% y 10.8%, respectivamente. En la Figura 4.3 se presenta la participación en porcentaje de cada sector de consumo.

FIGURA 4.3 CONSUMO FINAL Y NÚMERO DE USUARIOS POR SECTOR DEL SEN, 2020



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.



El número de Usuarios Finales que tuvieron energía eléctrica en 2020 ascendió a 45.6 millones, incrementándose en 2.5% respecto de los 44.5 millones de clientes del año anterior. El sector que tuvo mayor crecimiento de Usuarios Finales, en relación con el mismo periodo, es la Gran Industria con 3.2%, seguido del sector Residencial y Empresa Mediana con crecimientos de 2.7% y 1.5%, respectivamente. En la Figura 4.3 se observa la distribución de Usuarios Finales por sector de consumo, siendo el Residencial el que concentra el 89.0% del número de Usuarios Finales del total nacional —su consumo final es del 27.1%—. La Empresa Mediana y la Gran Industria solo representan el 0.90% de los Usuarios Finales —con un consumo final del 60.2% del total nacional—.

4.2.2 EFICIENCIA ENERGÉTICA

La eficiencia energética tiene como propósito reducir la cantidad de energía empleada en la producción de bienes y servicios que se ve reflejada en un ahorro.

El Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía y en la actualización

de la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios⁴, publicadas por la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía y la Secretaría de Energía, son políticas obligatorias en materia de eficiencia energética. Esta última constituye el instrumento rector de la política nacional en el mediano y largo plazos, en materia de obligaciones de Energías Limpias y aprovechamiento sustentable de la energía para lo cual plantea un escenario de Transición Energética Soberana (TES)⁵.

La Estrategia plantea el comportamiento posible del consumo final de energía o bien los requerimientos de energía en sus distintas fuentes. Es un Escenario de Línea Base, que representa las condiciones inerciales de las actuales políticas públicas de eficiencia energética.

Se estima que el consumo final energético en el Escenario de Línea Base aumentará a una tasa anual de 1.9% hasta el año 2035. En cuanto a la intensidad energética de consumo final se prevé que disminuya a menos de 1.0% por año entre 2019 y 2050 en el escenario de línea base.



Fotografía 14. Central Geotérmica, "Los Azufres III".
Michoacán. CFE.



Fotografía 15. Centro de Capacitación, Valle de México.
CFE.

⁴ DOF, 07/02/200. ACUERDO por el que la Secretaría de Energía aprueba y publica la actualización de la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, en términos de la Ley de Transición Energética

⁵ Escenario de Transición Energética Soberana (TES): considera la intervención de medidas y políticas públicas de eficiencia energética adicionales que impulsarán y acelerarán el aprovechamiento óptimo de la energía en los sectores de uso final mediante la penetración de mejores tecnologías con los mejores desempeños energéticos.



4.2.3 MOVILIDAD Y TRANSPORTE ELÉCTRICO

México ha desarrollado una fuerte capacidad de manufactura y logística en la industria automotriz que puede ser factor relevante para alcanzar los objetivos de la Transición Energética Soberana (TES) y a 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. Considerando la aplicación de políticas públicas ambientales, tecnológicas, financieras, legales, institucionales y administrativas.

México está orientando sus esfuerzos paulatinamente hacia una movilidad eléctrica, en 2020 se vendieron 24,210⁶ vehículos eléctricos (VE), vehículos híbridos (VH) y vehículos híbridos enchufables (VHE), que representaron el 2.4% del total de vehículos automotores comercializados en el país y las entidades federativas con mayor concentración de vehículos eléctricos son: Ciudad de México y Estado de México con el 31.5% y el 16.8% respectivamente (11,701 unidades), seguidos por Jalisco y Nuevo León con el 9.2% y el 7.3% cada una.

Algunos de los beneficios observados por el uso de los VE, VHE y VH es el ahorro de energía que va de un 33% a un 80% así como una disminución en las

emisiones de tCO₂e generadas que pueden ser del 32% al 64.2% en comparación con un vehículo de combustión interna.

Referente al transporte eléctrico masivo de personas, México cuenta con el Sistema de Transporte Colectivo Metro⁷, una Línea de Tren Ligero, la Red de Trolebús⁸, el Tren Suburbano⁹ en la Ciudad de México. En el norte del país, Monterrey, cuenta con un Sistema de Transporte Colectivo Metrorrey¹⁰ y Guadalajara, tiene el Sistema de Tren Eléctrico Urbano¹¹.

El consumo de energía eléctrica anual de los servicios de transporte colectivos eléctricos mencionados asciende a poco más de 590 GWh al año, lo que equivale al 0.2% del consumo bruto del SEN en 2020.

4.2.4 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La GD¹² se refiere a la generación de energía eléctrica de forma local en pequeñas cantidades para autoconsumo generalmente de Centros de Carga en los sectores residencial, comercial, agrícola y pequeña industria, es decir, en circuitos de baja y media tensión de las RGD; dicha GD a través del uso de tecnologías de generación que aprovechan el agua, el viento, materia orgánica y el calor del sol. En la Figura 4.4 se muestra la capacidad instalada acumulada del SEN por tipo de tecnología de GD a 2020.



Fotografía 16. UTEC, División Valle de México Sur. 2021. CFE.

⁶ Registro Administrativo de la Industria Automotriz de Vehículos Ligeros, Venta de vehículos híbridos y eléctricos por entidad federativa, noviembre de 2020. INEGI



Fotografía 17. Subestación eléctrica, "Itzaes". Mérida, Yucatán. 2021. CFE.

⁷ STC Metro, 2020.

⁸ www.ste.cdmx.gob.mx

⁹ Suburbano. La vía rápida al bienestar.

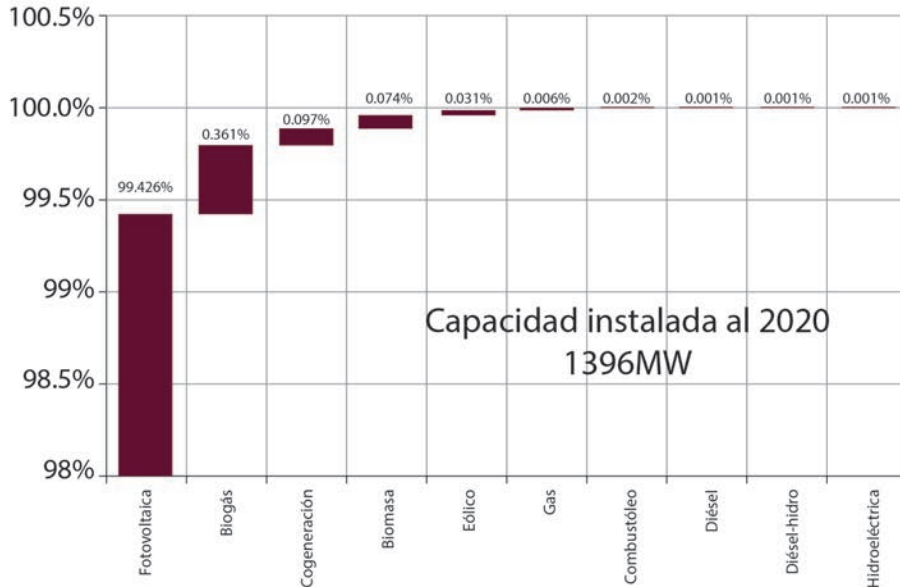
¹⁰ Sistema de transporte Colectivo Monterrey, 2020.

¹¹ SITEUR, 2020.

¹² Ley de la Industria Eléctrica, artículo 3, fracción XXIII, Generación Distribuida: 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.



FIGURA 4.4 CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA DE GD POR TECNOLOGÍA 2020



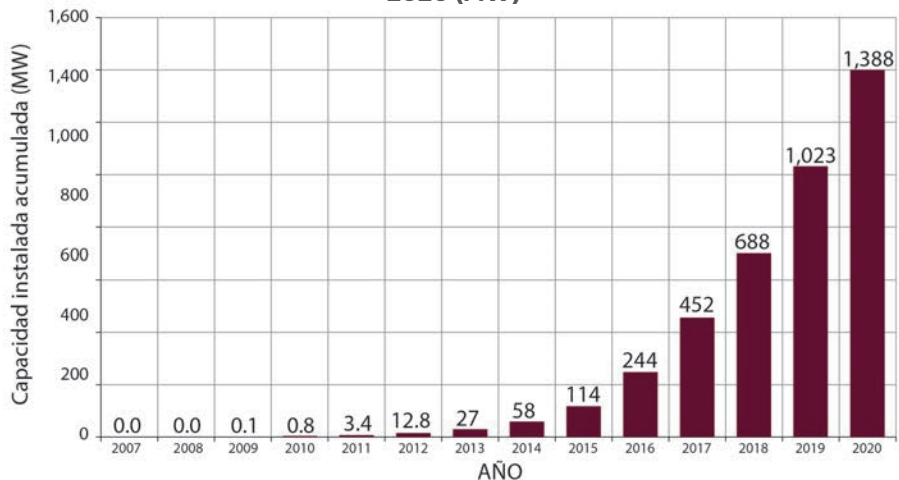
Fuente: Elaborado por SENER con información de CRE y CFE.

La aportación de la GD fotovoltaica (GD-FV) al SEN, se presenta durante el día, al generar energía eléctrica para autoconsumo en casas, comercios, pequeña industria y pequeñas propiedades agrícolas aprovechando las horas de irradiación solar. Lo anterior, evita que este requerimiento de energía eléctrica tenga que ser generada con la matriz energética disponible desde las grandes Centrales Eléctricas interconectadas en la RNT del SEN —se evitan emitir emisiones de CO₂e, NO_x y SO_x al medio ambiente— y al no inyectarse a la RNT para

su transporte, transformación y distribución en las RGD — se evitan pérdidas técnicas en la RNT y las RGD— para finalmente ser utilizada por los Centros de Carga locales.

En 2020 el 99.4% de capacidad instalada de GD-FV, de los cuales se tiene registro de más de 165 mil contratos que ascienden a una capacidad instalada acumulada del orden de 1,388 MW¹⁵ en el SEN, como se indica en la Figura 4.5.

FIGURA 4.5 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS 2007-2020 (MW)



Fuente: Elaborado por SENER con información de CRE y CFE.

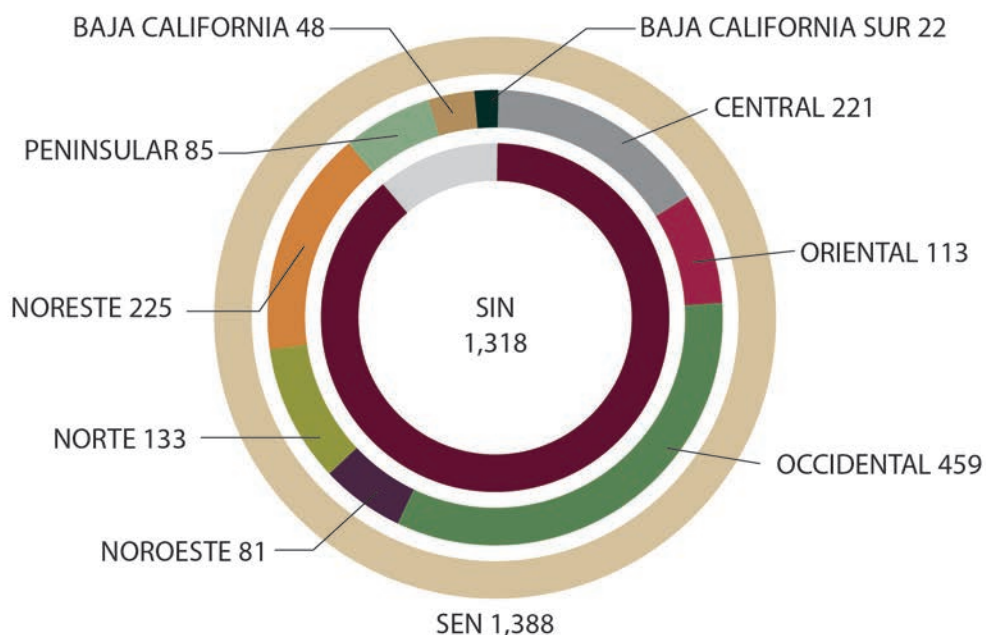
¹⁵ CRE y CFE Distribuidor, estadísticas generación distribuida diciembre 2020.



En 2020 fue instalada una capacidad de 365 MW que generaron un valor estimado de 334 GWh de energía eléctrica, en la Figura 4.6 se muestra la distribución de la capacidad instalada acumulada por GCR, siendo el Occidental la que mayor concentración tiene con 33.1% y en menor porcentaje se encuentran en los Sistemas Interconectados Baja California y Baja California Sur con 3.5% y 1.6%, respectivamente,

este último por sus características de un Sistema Eléctrico de Potencia eléctricamente aislado del resto del SIN o Baja California, la integración de la GD-FV se encuentra limitada para garantizar la Estabilidad y Confiabilidad en el Suministro Eléctrico dada la capacidad instalada en la RNT de Centrales Eléctricas con Energía Limpia.

FIGURA 4.6 GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA ACUMULADA DEL SIN Y SEN 2020 (MW)



Fuente: Elaborado por SENER con información de CRE y CFE

4.3 DEMANDA MÁXIMA 2020

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 2020, la demanda máxima integrada del SIN registró un valor de 43,271 MWh/h, lo que equivale a un decremento de -5.8% respecto a los 45,946 MWh/h de 2019.

La demanda máxima no coincidente integrada del SIN 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. En el Cuadro 4.2 se presentan las demandas máximas integradas de los Sistemas Interconectados: SIN, Baja California, Baja California Sur, Mulegé y de las GCR. Así como, las demandas coincidentes por GCR referidas al SIN y el SEN.

CUADRO 4.2 DISTRIBUCIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA Y COINCIDENTES CON EL SIN Y SEN 2020 (MWH/H)

SISTEMA	DEMANDA MÁXIMA ^{1/}		DEMANDAS COINCIDENTES	
	MWH/H	CRECIMIENTO ANUAL (%)	SIN MWH/H	SEN MWH/H ^{2/}
SEN ^{2/}	46,722			
SIN	43,271	-5.8%		
Baja California	3,132	8.5%		2,957
Baja California Sur	513	-4.3%		465
Mulegé	30	2.3%		29
GERENCIAS DE CONTROL REGIONAL				
Central	8,717	-0.4%	7,561	7,561
Oriental	7,461	-5.8%	6,084	6,084
Occidental	9,763	-3.3%	9,001	9,001
Noroeste	5,220	-1.7%	5,220	5,220
Norte	4,976	2.6%	4,835	4,835
Noreste	9,399	-3.2%	8,963	8,963
Peninsular	2,014	-10.3%	1,607	1,607

^{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



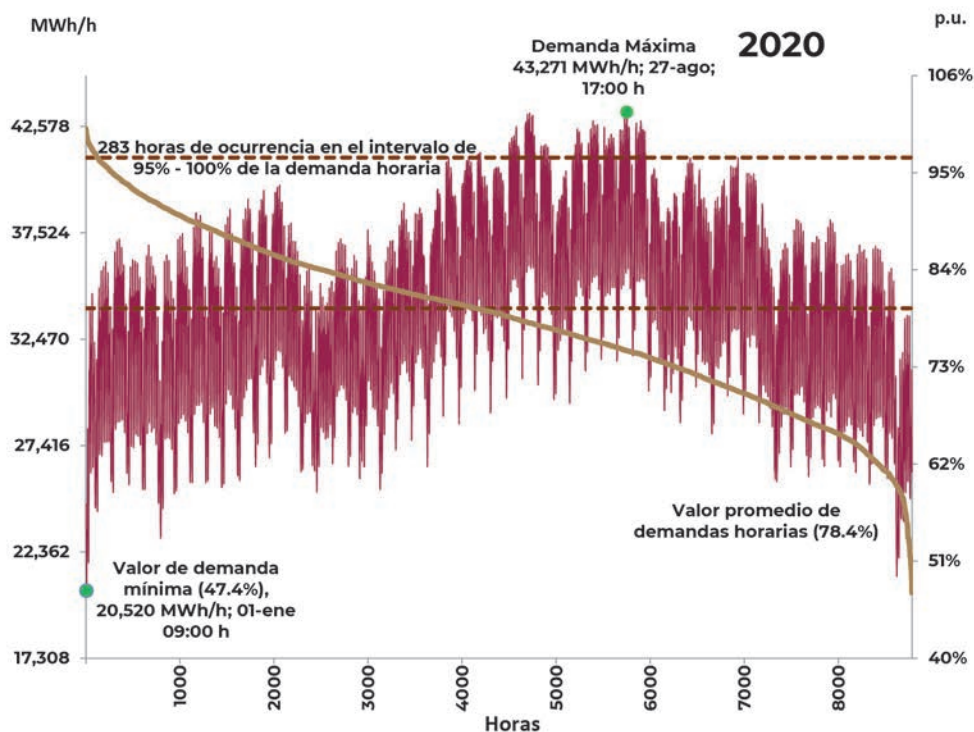
4.3.1 DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA DEL SIN 2020

Se mencionan algunas de las características de la demanda máxima integrada.

Las características de la curva de carga de referencia del SIN 2020 son las siguientes: se concentran 283 horas del año en el intervalo de 95% – 100% de la demanda máxima; la demanda mínima integrada se presenta al 47.4% de la máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicó en 78.4% –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 y en sentido contrario los meses con temperaturas bajas –invierno–, se registraron las demandas mínimas del sistema, a excepción de la demanda en la GCR Central, como se muestra en la Figura 4.7. El comportamiento estacional es característico de la región norte del país; en el centro del país dicho comportamiento es menos marcado.

FIGURA 4.7 CURVA DE CARGA DE REFERENCIA DEL SIN 2020 (MWH/H)



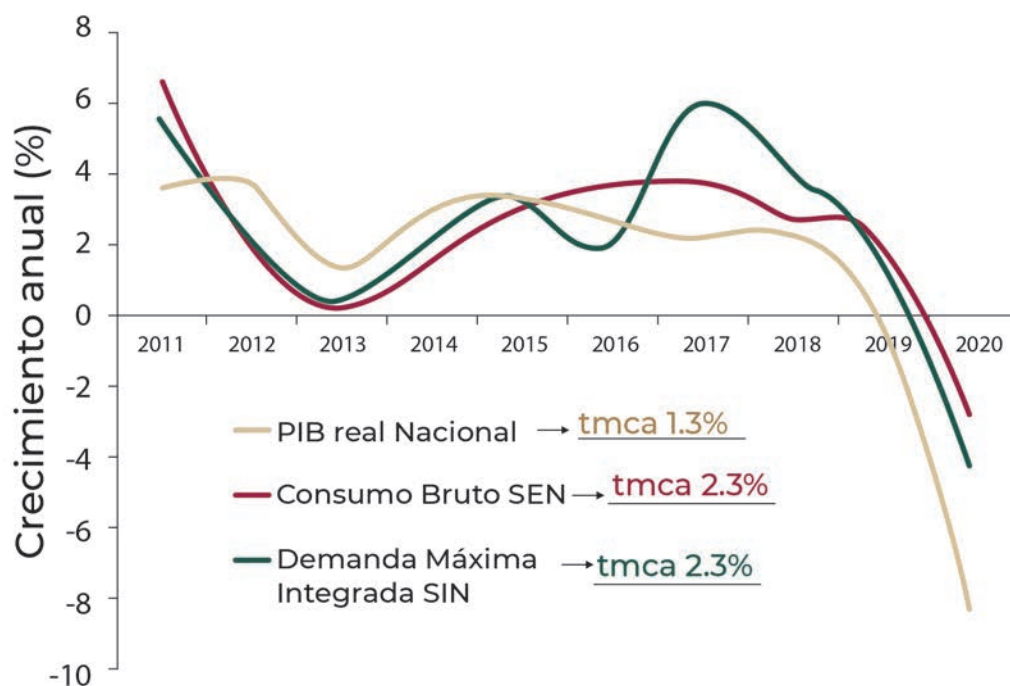
Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE

4.4 ENTORNO ECONÓMICO 2020

Se presentan algunos indicadores que explican el desempeño económico del país en 2020, el tipo de cambio promedio para solventar obligaciones se cotizó en 21.5 MXN/USD; la tasa de interés de referencia cerró en 4.25%¹⁴, 300 puntos base menos en comparación con el año anterior; la inflación se ubicó en 3.15%¹⁵, 0.32 puntos porcentuales menos con respecto al cierre de 2019 y, el precio de la mezcla de petróleo crudo¹⁶ se vendió en promedio en 35.8 dólares por barril, es decir, tuvo un decremento de 35.5% con respecto al año anterior.

Se considera al PIB como uno de los mejores indicadores del comportamiento de la economía de un país. 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.

FIGURA 4.8 EVOLUCIÓN DEL CRECIMIENTO DEL PIB NACIONAL, CONSUMO BRUTO SEN Y DEMANDA MÁXIMA SIN 2011 - 2020



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE

¹⁴ Banco de México. 1) Tipo de cambio pesos por dólar E.U.A., para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera, fecha de publicación en el DOF. 2) Tasa Objetivo.

¹⁵ INEGI. Índice Nacional de Precios al Consumidor.

¹⁶ PEMEX. Estadísticas petroleras a diciembre de 2020.



El PIB en 2020 presentó una variación anual menor al 2019, con una disminución del orden de -8.2%¹⁷. Dicha contracción fue consecuencia de las estrategias que se implementaron para mitigar los contagios del COVID-19. La industria eléctrica en su consumo bruto registró un decremento de -2.8%, tasa inferior a la registrada en 2019 de 2.1%. Este comportamiento, guarda una correlación directa de decremento entre el PIB, el consumo bruto y la demanda máxima. En la Figura 4.8 se aprecia la evolución histórica de estos tres indicadores en los últimos 10 años.

4.5 PRONÓSTICO DE DEMANDA Y DE CONSUMO 2021-2035

En la Figura 4.9 se muestra el proceso para la elaboración del pronóstico anual de la demanda en potencia activa máxima integrada y consumo bruto de energía eléctrica. Se inicia con el balance de energía eléctrica de las GCR y del SIN -consumo final, usos propios, pérdidas totales de energía eléctrica, intercambios de energía con países vecinos, consumo neto y consumo bruto- del año previo.

Se efectúa el estudio regional del consumo final de energía eléctrica (ventas Suministro Básico, Suministro Calificado más 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 aproxima-

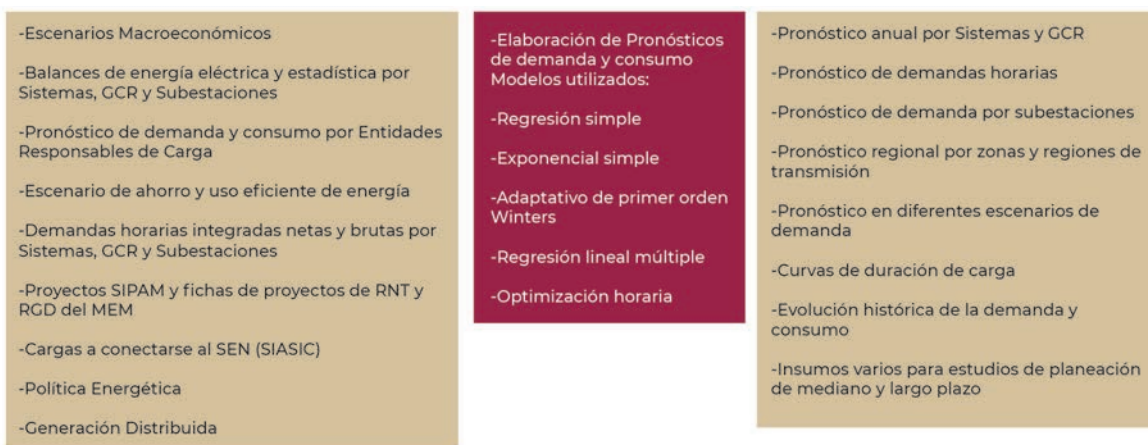
ción de pronóstico regional en consumo final de energía eléctrica por sector -Residencial, Comercial, Servicios, Agrícola, Empresa Mediana y Gran Industria-.

Se realiza el estudio del escenario macroeconómico más probable de crecimiento que incluye variables como el PIB por sector y subsector, crecimiento de población, precios de combustibles, Población Económicamente Activa (PEA), 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 nacional.

También se lleva a cabo el estudio de la demanda: demandas horarias de las GCR, demandas máximas integradas e instantáneas, 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 eléctrica bruta regional de las GCR y los factores de carga correspondiente-.

Finalmente, la demanda máxima integrada anual del SIN—GCR Central, Oriental, Occidental, Noroeste, Norte, Noreste y Peninsular— se refiere al valor máximo en una hora específica del año, se obtiene con las demandas coincidentes de las GCR en esa misma hora. Esta demanda es menor que la suma de las demandas máximas anuales de cada una de las GCR, por ocurrir dichas demandas en fechas y horas diferentes.

FIGURA 4.9 PROCESO DE PRONÓSTICO DE DEMANDA Y CONSUMO DE ENERGÍA



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE

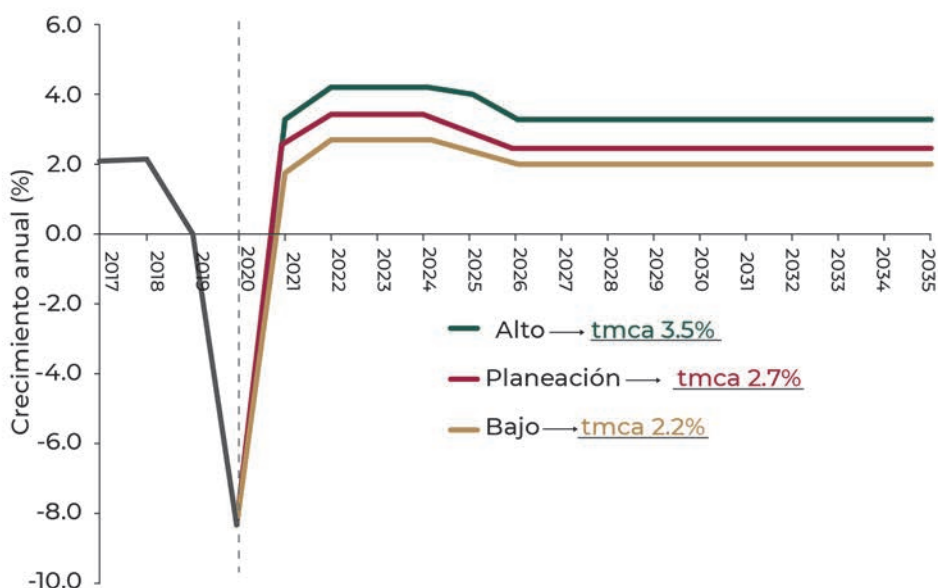
¹⁷ INEGI. Cifras originales durante el cuarto trimestre de 2020.

4.6 ESCENARIO MACROECONÓMICO 2021- 2035

El pronóstico del PIB por escenarios se presenta en la Figura 4.10 en tasas de crecimiento anual para los próximos 15 años. El PIB global contempla una tmca de 2.7% en el escenario de Planeación, y para los escenarios Alto y Bajo de 3.5% y 2.2%, respectivamente. Dichas proyecciones son afines a las estimadas en condiciones previas a la contingencia sanitaria para los tres escenarios.

En el periodo 2021 – 2035, se estima que el PIB del sector Agrícola crecerá en promedio 2.5%, el sector Industrial 2.7% y el sector Servicios lo hará en 2.8 por ciento. En la composición sectorial del PIB, se prevé que, en 2035, el sector Agrícola represente el 3.5% del PIB Nacional, mientras que, el Industrial y los Servicios integrarán el 29.1% y 67.4%, respectivamente.

FIGURA 4.10. ESCENARIOS DEL PIB NACIONAL, 2021 - 2035 (%)



Fuente: Elaborado por SENER con información 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 eléctrica.

El pronóstico de la población¹⁸ para 2021 – 2035 considera una tmca de 0.7%, lo que significa que los habitantes del país pasarán de 129 millones a 141.9 millones al final del horizonte. En el mismo sentido, los Usuarios Finales potenciales para el Suministro Eléctrico tendrán una tmca de 1.1%, al pasar de 46.2 millones a 53.8 millones en 2035.

¹⁸ CONAPO. Indicadores demo figuras de México de 1950 a 2050



4.7 CONSUMO BRUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2021-2035

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 2021 – 2035, las metas relativas a disminuir las pérdidas de energía eléctrica en el SEN, el ahorro y uso eficiente de energía eléctrica, EM y GD.

El consumo bruto se integra por las ventas de energía eléctrica a través del Suministro Básico, Suministro Calificado, Suministro de Último Recurso, el autoabastecimiento remoto, la importación, las pérdidas de energía eléctrica, los usos propios de los Transportistas, Distribuidores y Generadores (Centrales Eléctricas de Comisión Federal de Electricidad). El consumo bruto del SEN presenta

un comportamiento diferenciado a lo largo del año, mostrando una estacionalidad entre verano – en seis meses del año se presenta el 52.3% del consumo anual–, y los meses fuera de verano –se tiene el 47.7% restante –.

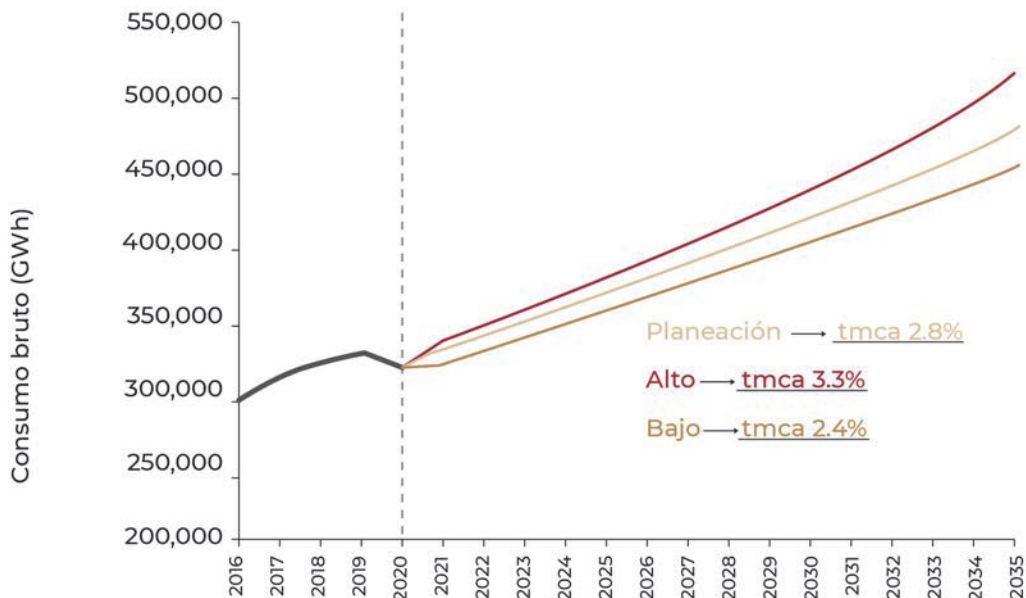
En la Figura 4.11 se presenta la evolución para los próximos 15 años del consumo bruto del SEN de los escenarios de Planeación, Alto y Bajo. Se estima que el escenario de Planeación tenga una tmca del 2.8%, para el escenario Alto de 3.3% y el escenario Bajo 2.4 por ciento. En el mismo sentido, en el Cuadro 4.3 se presentan las tasas medias de crecimiento anual de los tres escenarios para cada una de las GCR y SIN en el periodo de estudio.

CUADRO 4.3 PRONÓSTICO DEL CONSUMO BRUTO POR GCR 2021 – 2035, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO (%)

SISTEMA / GCR	TMCA (%)		
	ALTO	PLANEACIÓN	BAJO
SEN	3.3	2.8	2.4
SIN	3.3	2.8	2.4
Central	2.3	1.9	1.6
Oriental	3.1	2.6	2.2
Occidental	3.8	3.1	2.5
Noroeste	2.9	2.4	2.0
Norte	2.8	2.4	2.2
Noreste	3.9	3.6	3.2
Peninsular	4.7	4.2	3.8
Baja California	3.8	3.1	2.5
Baja California Sur	4.0	3.5	3.2
Mulegé	2.0	1.9	1.8

Fuente: Elaborado por SENER con información propia.

FIGURA 4.11 PRONÓSTICO DEL CONSUMO BRUTO DEL SEN 2021 - 2035, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO (GWH)



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

Tomando como base el escenario de Planeación, en el Cuadro 4.4 se presentan los pronósticos de consumo por GCR y SIN.

CUADRO 4.4 PRONÓSTICO REGIONAL DEL CONSUMO BRUTO 2021 - 2035, ESCENARIO DE PLANEACIÓN (GWH)

Año / GWh	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	Baja California	Baja California Sur	Mulegé	SIN	SEN
2021	59,220	52,156	70,831	26,899	30,378	56,905	13,485	15,386	2,794	158	309,875	328,213
2022	60,614	53,702	73,009	27,457	31,409	59,151	14,086	15,936	2,944	163	319,430	338,473
2023	61,582	55,198	74,739	28,107	32,229	61,310	14,590	16,436	3,079	166	327,755	347,435
2024	62,564	56,701	76,798	28,743	33,049	63,532	15,542	16,995	3,194	169	336,930	357,289
2025	63,417	58,288	78,920	29,206	33,683	65,764	16,095	17,528	3,288	173	345,372	366,361
2026	64,594	59,981	81,303	29,913	34,485	67,927	16,651	18,025	3,381	176	354,854	376,437
2027	65,790	61,530	83,672	30,602	35,330	70,139	17,224	18,562	3,490	180	364,288	386,519
2028	67,047	63,046	86,213	31,416	36,089	72,441	17,842	19,158	3,603	184	374,092	397,037
2029	68,280	64,598	88,938	32,193	36,812	74,850	18,530	19,699	3,722	188	384,201	407,811
2030	69,531	65,962	91,692	32,979	37,724	77,353	19,225	20,294	3,848	191	394,468	418,801
2031	70,793	67,635	94,380	33,588	38,524	79,906	19,900	20,861	3,973	196	404,726	429,756
2032	72,169	69,176	97,483	34,657	39,320	82,708	20,685	21,506	4,115	199	416,197	442,016
2033	73,505	70,767	100,600	35,449	40,293	85,590	21,497	22,145	4,269	204	427,701	454,318
2034	74,907	72,473	103,895	36,534	41,081	88,509	22,290	22,845	4,428	208	439,689	467,171
2035	76,354	74,212	107,263	37,439	42,036	91,556	23,152	23,580	4,591	212	452,012	480,396

Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.



Dentro del proceso de planeación se realiza la predicción 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 las GCR Peninsular y Noreste con 4.2% y 3.6% respectivamente, mientras que, las GCR con menor incremento serán la Central y el Sistema Interconectado Mulegé con una tmca cada una de 1.9%.

De igual forma, para el mediano plazo (periodo 2021 –2026) se pronostica que la GCR Peninsular crecerá 4.9% y el Sistema Interconectado Mulegé con 1.7% serán las regiones con la tmca de mayor y de menor crecimiento (ver Figura 4.12).

FIGURA 4.12 PRONÓSTICO REGIONAL DEL CONSUMO BRUTO DEL SEN 2021 - 2026 Y 2021 - 2035, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



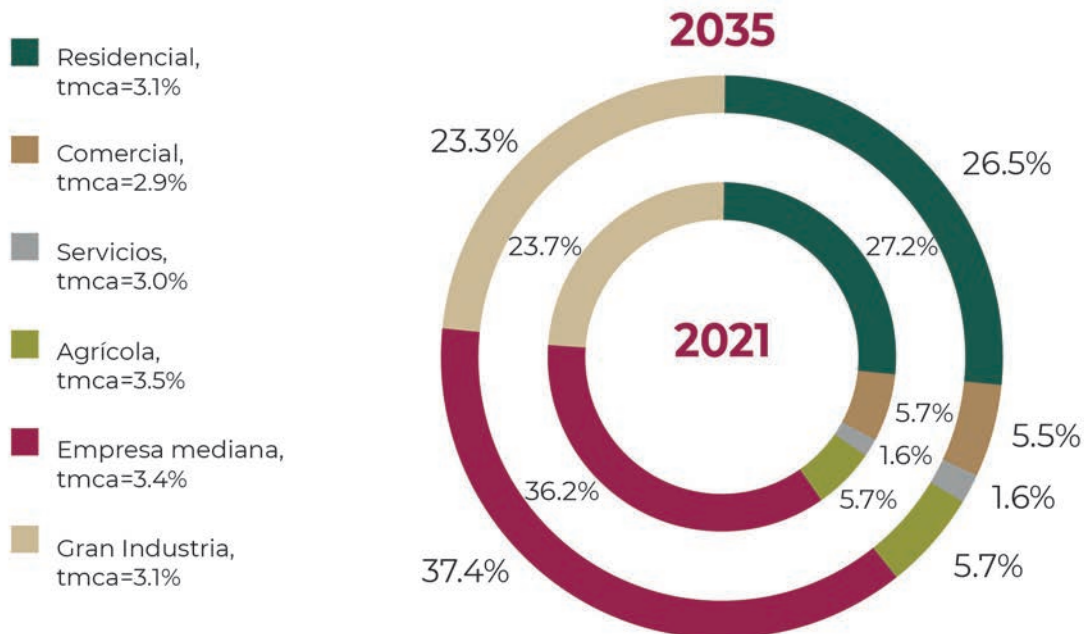
Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

4.7.1 CONSUMO FINAL 2021-2035

Se estima para el periodo de referencia un crecimiento de 3.2% en el consumo final, este valor es superior al 2.7% y 2.8% estimados para el PIB y el consumo bruto. Los sectores que suponen un mayor incremento son el Agrícola y la Empresa Mediana con 3.5% y 3.4% respectivamente, seguidos por la Gran Industria y Residencial con un crecimiento del 3.1%. Los sectores Servicios y Comercial presentan una tasa de 3.0% y de 2.9% cada uno.

Para 2035, el sector predominante será la Empresa Mediana con 37.4% del total de consumo final del SEN, en segundo lugar, el Residencial con 26.5%, seguido de la Gran Industria con 23.3% y el resto 12.8% –Agrícola, Comercial y Servicios–, como se observa en la Figura 4.13.

FIGURA 4.13 CONSUMO FINAL DEL SEN 2021 Y 2035, ESCENARIO DE PLANEACIÓN (%)



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.



Fotografía 18. Centro de Capacitación, Valle de México. CFE.



4.7.2 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2021-2035

La pérdida de energía eléctrica en las redes de transmisión y distribución es uno de los mayores desafíos al que se enfrentan los suministradores, distribuidores y operadores de un sistema eléctrico. Actualmente continúa la implementación del programa de reducción de pérdidas técnicas y no técnicas. Fundamentalmente las pérdidas técnicas se conocen como la energía calorífica que se desprende del paso de la electricidad a través de las líneas de transmisión y distribución, así como en los transformadores, mientras que las pérdidas no técnicas son aquellas cuando la energía se toma del sistema sin que el medidor de energía 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 8.0%. En el Cuadro 4.5 se muestra el pronóstico de pérdidas en donde se espera que en el SEN las pérdidas de transmisión y distribución representen el 12.0% de la energía eléctrica neta del sistema en el 2021, para el final del horizonte de estudio, se prevé que las pérdidas sean el 8.0% de la energía eléctrica neta del SEN.

CUADRO 4.5 PRONÓSTICO REGIONAL DE PÉRDIDAS 2021 - 2035, ESCENARIO DE PLANEACIÓN (GWH)

Año / GWh	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	Baja California	Baja California Sur	Mulegé	SIN	SEN ^V
2021	8,365	7,418	7,258	2,577	3,712	6,711	1,202	1,144	205	12	37,243	38,604
2022	7,451	6,629	6,972	2,481	3,469	6,250	1,216	1,184	216	13	34,468	35,881
2023	6,430	5,762	6,607	2,376	3,181	5,730	1,218	1,224	226	13	31,303	32,765
2024	4,980	4,446	6,053	2,215	2,741	4,892	1,232	1,265	234	13	26,560	28,073
2025	5,050	4,572	6,223	2,267	2,807	5,066	1,277	1,300	241	13	27,260	28,815
2026	5,146	4,703	6,413	2,324	2,873	5,237	1,322	1,337	248	14	28,019	29,617
2027	5,243	4,825	6,603	2,377	2,945	5,409	1,369	1,377	256	14	28,773	30,419
2028	5,345	4,946	6,807	2,441	3,008	5,592	1,419	1,419	264	14	29,557	31,254
2029	5,445	5,066	7,021	2,500	3,068	5,784	1,474	1,459	273	15	30,358	32,104
2030	5,546	5,163	7,241	2,561	3,144	5,980	1,529	1,501	282	15	31,165	32,962
2031	5,643	5,285	7,455	2,609	3,211	6,179	1,583	1,543	291	15	31,965	33,813
2032	5,754	5,403	7,701	2,679	3,280	6,400	1,646	1,588	301	15	32,863	34,767
2033	5,862	5,529	7,942	2,750	3,362	6,624	1,711	1,634	312	16	33,779	35,741
2034	5,975	5,658	8,207	2,819	3,434	6,846	1,774	1,686	324	16	34,713	36,739
2035	6,091	5,793	8,472	2,887	3,513	7,076	1,843	1,741	336	16	35,675	37,769

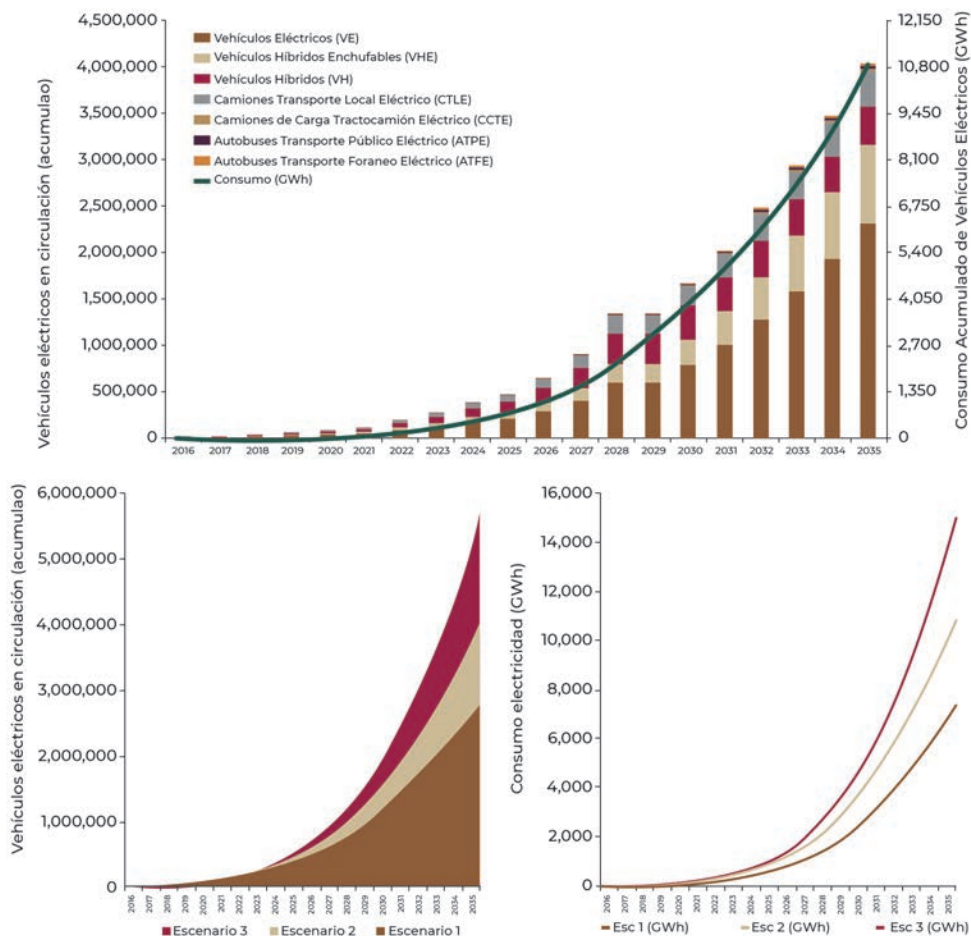
Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

4.7.3 MOVILIDAD ELÉCTRICA

Con el propósito de contribuir con el cumplimiento de las metas de reducción de emisiones contaminantes, así como el establecimiento de un marco regulatorio en México, la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales se encuentra desarrollando la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica, dentro de sus objetivos se encuentra la disminución de la contaminación proveniente de vehículos de combustión interna y cuyas metas prevén la reducción entre 3.5 y 5.0 millones de tCO₂e (toneladas de bióxido de carbono), así como el programa de Alianza de Ciudades para la Red de Movilidad Eléctrica, en donde se busca incentivar el desarrollo conjunto de habilidades y mecanismos que promuevan la movilidad eléctrica en México en las 10 ciudades con peor calidad del aire¹⁹.

Para el 2035, se plantean tres escenarios de vehículos eléctricos ligeros, de carga y autobuses. El escenario de planeación (escenario 2) prevé la integración de alrededor de 4.02 millones de vehículos eléctricos²⁰, lo que significaría el 29.5% de los vehículos automotores que se estima se comercializarán en 2035. Se considera un escenario de menor impacto de EM (escenario 1), el cual contempla la incorporación de 2.7 millones de vehículos eléctricos y un escenario con mayor impulso de EM (escenario 3) el cual asciende a 5.7 millones de vehículos eléctricos, como se muestra en la Figura 4.14.

FIGURA 4.14 EVOLUCIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS 2016 - 2035 (#, GWh)



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

¹⁹ Dirección General de Políticas de Mitigación al Cambio Climático, SEMARNAT.

²⁰ Estimaciones con información de INEGI, SENER, CONUEE y Bloomberg.

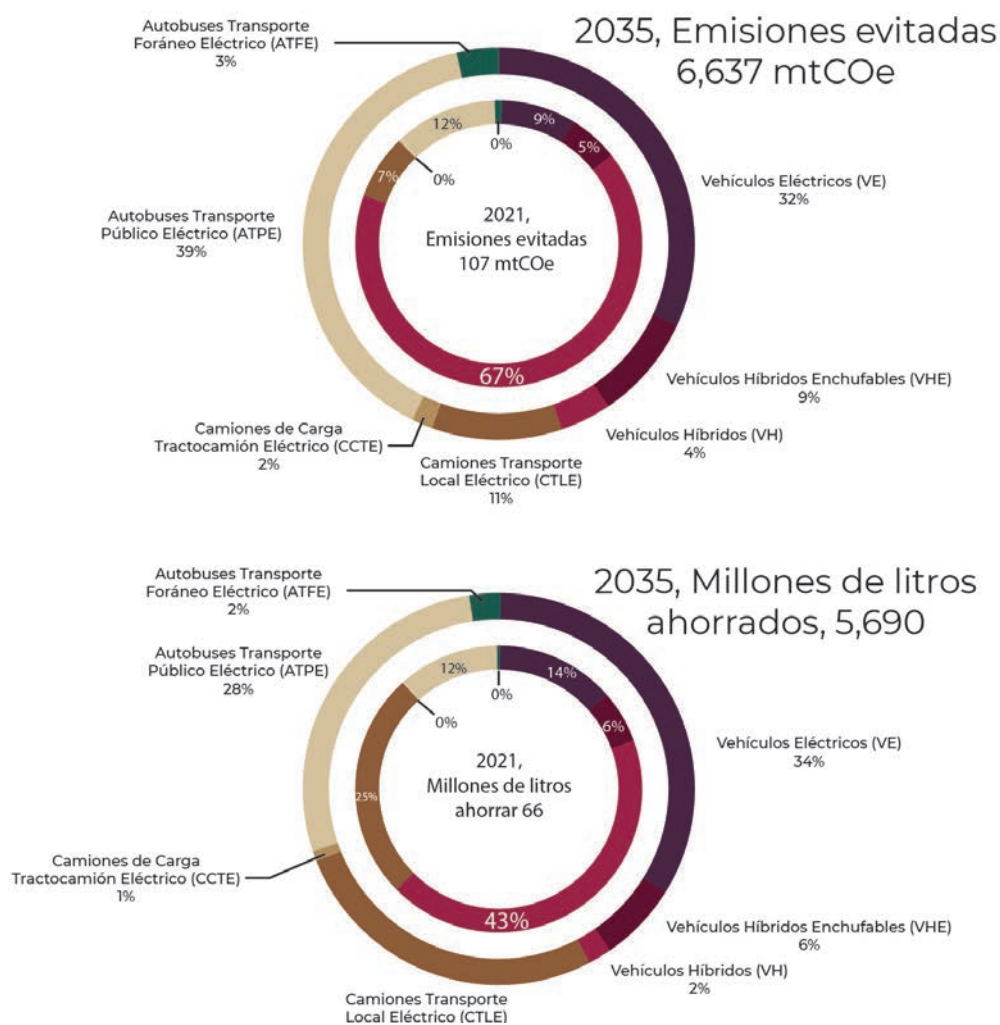


En lo que se refiere al consumo de energía eléctrica de este tipo de transporte VE, VH y VHE, requieren 39.8% de la energía que ocupa un vehículo a combustión interna para recorrer la misma distancia.

En la Figura 4.14 en el Escenario 1 se estima que para el 2035 el parque vehicular ascienda a 2.7 millones de unidades, mientras que para el escenario de planeación se alcanzarían 4.0 millones de unidades y para el escenario 3 (previendo la implementación de políticas que impulsen un mayor incentivo para la utilización de este tipo de vehículos) se espera al final del horizonte 5.7 millones vehículos en circulación.

El impacto previsto por la movilidad eléctrica para el periodo 2021-2035 con relación a las emisiones evitadas es que éstas pasen de 107 mtCO₂e a 6,637 mtCO₂e, mientras que, para el rubro de combustibles, se valora que de 66 millones de litros ahorrados pasen a 5,690 millones como se muestra en la Figura 4.15. Para los escenarios de menor y mayor EM en 2035 las emisiones evitadas acumuladas ascienden a 4,689 mtCO₂e y 8,589 mtCO₂e cada uno respectivamente, en lo que se refiere al ahorro de combustibles éste se ubica en 3,984 y 7,489 millones de litros de combustible.

FIGURA 4.15 EMISIONES EVITADAS Y AHORRO DE COMBUSTIBLE 2021 Y 2035



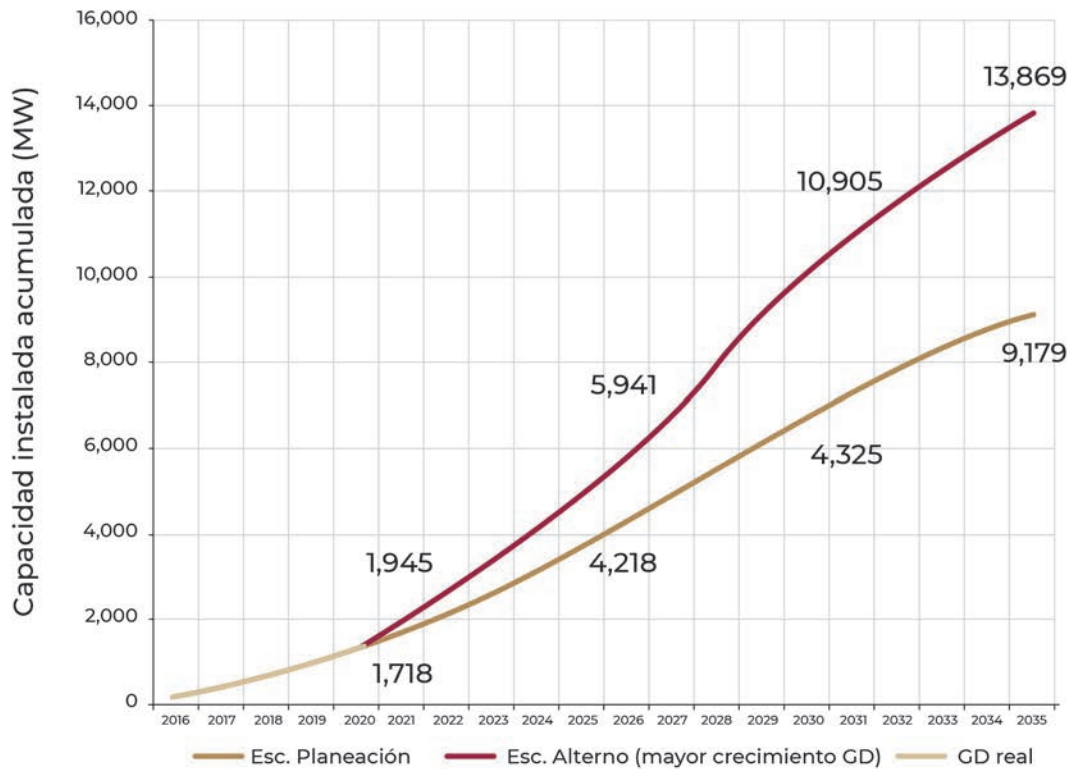
Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE

4.7.4 GENERACIÓN DISTRIBUIDA 2021-2035

Respecto al crecimiento de la capacidad instalada (MW) de la GD-FV en los próximos 15 años, se realizaron dos proyecciones, como primer escenario un crecimiento medio o de planeación y un segundo escenario asumiendo que habrá un mayor dinamismo e impulso a la GD-FV. En la Figura 4.16 se presenta la evolución de la capacidad instalada acumulada de GD-FV para los dos escenarios de crecimiento mencionados, se observa que en 2020 se registró 1,388 MW y que, para el escenario de planeación en 2035, la capacidad instalada se ubicará en 9,179 MW, mientras que para el segundo escenario el SEN alcanzará 13,869 MW de GD-FV.

La distribución de la capacidad instalada acumulada por GCR en 2035 para el escenario de planeación, se distribuye de la siguiente manera: las GCR Occidental, Noreste y Central presentan la mayor participación con 23.8%, 16.6% y 16.1% cada uno respectivamente, caso opuesto, Baja California con 4.1% y Baja California Sur con 0.5%, como se indica en la Figura 4.17.

FIGURA 4.16 EVOLUCIÓN ESTIMADA DE LA CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA 2016-2035 (MW)



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE



4.8 DEMANDA MÁXIMA 2021-2035

Históricamente la demanda máxima coincidente 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 4.6 se enuncian los crecimientos posibles para los sistemas y GCR en los tres escenarios.

CUADRO 4.6 DEMANDA INTEGRADA POR GCR 2021–2035, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO

	TMCA (%)		
	ALTO	PLANEACIÓN	BAJO
SEN ^{1/}	3.5	3.0	2.6
SIN	3.5	3.0	2.6
Central	2.3	1.9	1.7
Oriental	3.3	2.8	2.5
Occidental	4.1	3.3	2.8
Noroeste	3.3	2.8	2.4
Norte	2.8	2.5	2.2
Noreste	3.7	3.4	3.0
Peninsular	5.1	4.6	4.3
Baja California	3.4	2.7	2.2
Baja California Sur	3.9	3.5	3.1
Mulegé	1.7	1.6	1.4

^{1/}Suponiendo la interconexión eléctrica de todas las GCR
 FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

En la Figura 4.19, se muestra el comportamiento estacional de la demanda máxima mensual por unidad del SIN del 2021, 2025, 2030 y 2035. Se observa que la máxima anual se presentará en junio, sin embargo, al final del horizonte este comportamiento cambia debido al efecto en conjunto de la GD-FV, movilidad eléctrica y la eficiencia energética a través del uso de tecnologías más eficientes.

Para el 2021 se espera que el impacto acumulado de la GD-FV sea del orden de 1,718 MW, mientras que en 2025 se prevé que la capacidad instalada acumulada en el SEN sea de 3,634 MW y al final del horizonte de Planeación se ubique en una capacidad de 9,179 MW instalados.

La aportación máxima de GD-FV a la demanda horaria del SIN en los años de estudio se tiene valorada de la siguiente forma: para el 2021 se esperan 126 MWh/h, tomando como año base 2019, no se consideran los 1,023 MW instalados al 31 de diciembre de 2019 solo 365 MW de 2020 y el 50% de 2021 (165 MW), mientras que para el 2025 y 2030 se tiene estimada una participación de 555 y 1,284 MWh/h respectivamente y para el final del horizonte se pronostica una demanda máxima de GD del orden de 1,899 MWh/h².

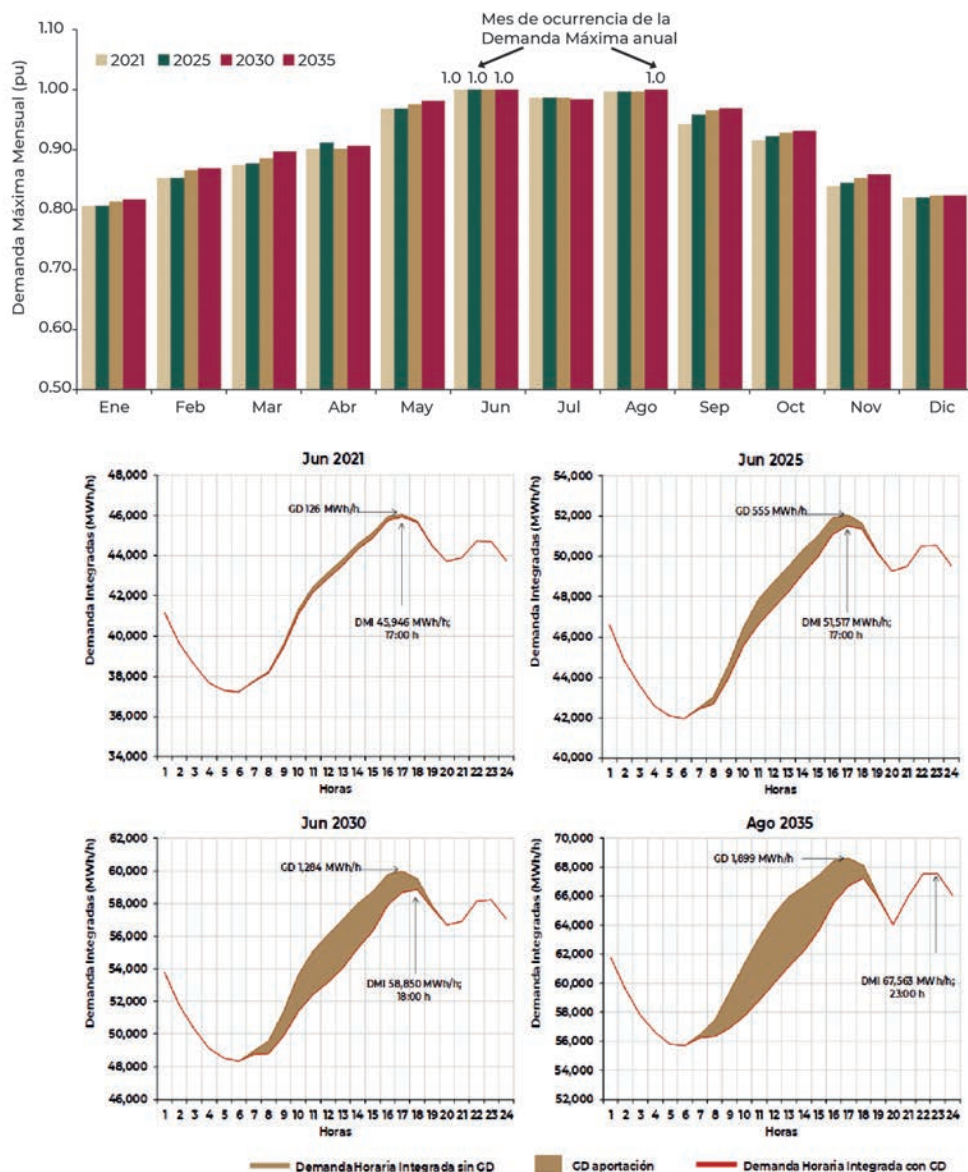
² Para la elaboración del perfil horario por unidad de la GD-FV para cada una de las 150 zonas que integran el SEN fue usado el software especializado denominado Renewables.ninja que permite obtener una mejor aproximación al perfil de GD FV por zona.



Con respecto al ejercicio de planeación 2020-2034, donde se realizó el pronóstico de la aportación de la GD-FV utilizando datos estadísticos ajustados de las Centrales Eléctricas Fotovoltaicas instaladas en la RNT ya que la GD-FV no tienen seguidor. Para este ejercicio de planeación 2021-2035, se tomaron datos de las 150 zonas que integran el SEN del comportamiento 2019 del sitio web Renewables.ninja, para ajustar el comportamiento de la GD-FV por zona.

Con relación al día que se estima se presentará la demanda máxima anual del SIN, en la Figura 4.19 se puede apreciar la aportación a la demanda por parte de la GD-FV durante el día, en donde el mayor efecto de esta contribución se identifica a las 13:00 h con 4,779 MWh/h, mientras que a las 17:00 h su aportación de GD-FV coincidente es cercana a 1,889 MWh/h. Lo anterior, provoca un desplazamiento de la demanda máxima anual de la tarde al tener una nueva demanda máxima anual nocturna entre las 22:00 h a 23:00 h.

FIGURA 4.19 COMPORTAMIENTO ESTACIONAL DE LA DEMANDA MÁXIMA (PU) Y DEMANDA HORARIA INTEGRADA EN LA OCURENCIA DE LA MÁXIMA ANUAL DEL SIN 2021, 2025, 2030 Y 2035, ESCENARIO DE PLANEACIÓN

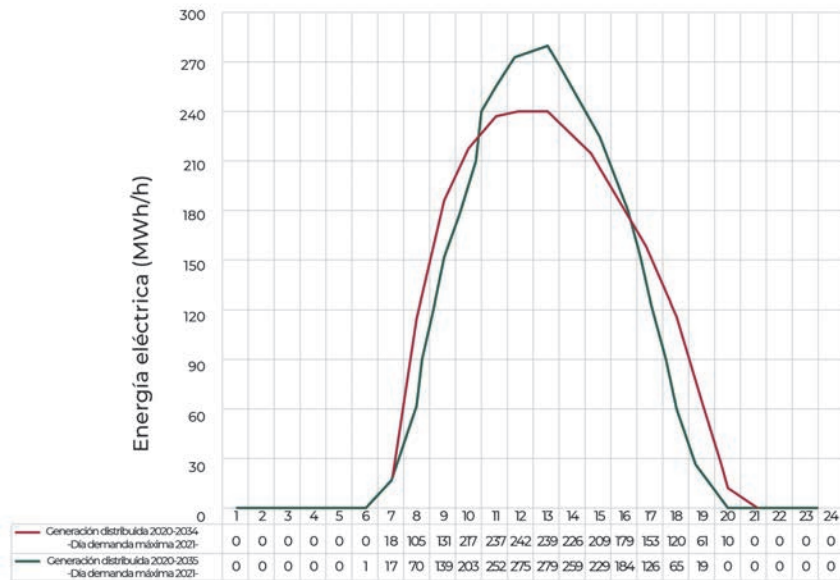


Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE

La Figura 4.20 muestra para el día de demanda máxima de junio 2021 el comparativo de la curva de energía eléctrica de la GD-FV en el SIN entre los

ejercicios 2020-2034 y 2021-2035. Dado que la GD-FV no tiene seguidor, se presenta su mayor aportación entre las 12 y 13 hs, y a las 17 hs es menor.

FIGURA 4.20 COMPARATIVO DE METODOLOGÍAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA EL DÍA DE DEMANDA MÁXIMA DE VERANO

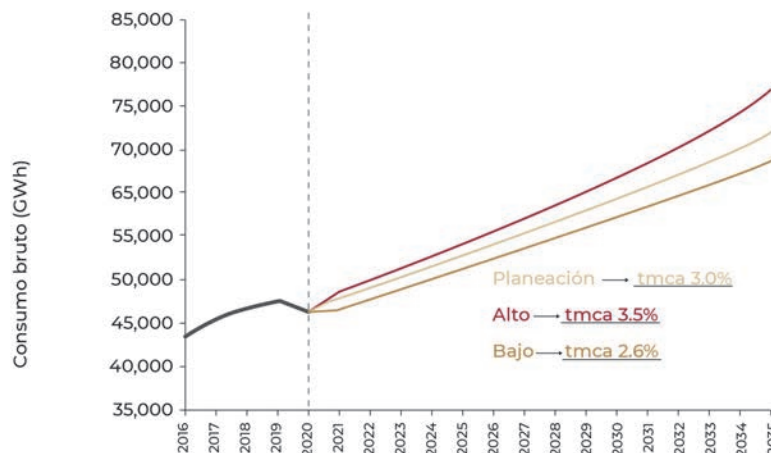


Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE

El comportamiento de la GD-FV en el perfil de la demanda, requiere de evaluarse en cada ejercicio como se vaya presentando la penetración por zona en el SEN y obtener mayor cantidad de datos estadísticos de estas zonas.

De acuerdo con las estimaciones de la demanda máxima integrada para el SEN se proyectó una tmca del 3.0% para el horizonte de Planeación, 3.5% para el escenario Alto y 2.6% para el escenario Bajo. En la Figura 4.21 se presentan los crecimientos del SEN para el escenario Alto, Planeación y Bajo.

FIGURA 4.21 PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA DEL SEN/ 2021–2035, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO (MWH/H)



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE



Tomando como base el escenario de Planeación, en el Cuadro 4.7 se presentan los pronósticos de demanda máxima integrada por GCR y SIN.

CUADRO 4.7 PRONÓSTICO REGIONAL DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA 2021–2035, ESCENARIO DE PLANEACIÓN (MWH/H)

Año / GWh	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	Baja California	Baja California Sur	Mulegé	SIN	SEN ^V
2021	8,953	7,752	10,113	5,356	5,126	10,066	2,195	3,266	518	30	45,946	49,416
2022	9,111	8,058	10,440	5,551	5,324	10,456	2,310	3,370	547	31	47,459	51,068
2023	9,233	8,351	10,721	5,742	5,479	10,837	2,407	3,479	573	31	48,806	52,555
2024	9,366	8,609	11,094	5,923	5,608	11,216	2,575	3,583	597	32	50,237	54,104
2025	9,527	8,868	11,449	6,106	5,737	11,470	2,669	3,679	619	33	51,517	55,510
2026	9,700	9,132	11,819	6,291	5,873	11,752	2,768	3,772	633	34	52,856	56,959
2027	9,889	9,387	12,215	6,476	5,976	12,046	2,898	3,844	650	35	54,219	58,409
2028	10,097	9,631	12,652	6,686	6,130	12,384	3,018	3,965	670	35	55,717	60,023
2029	10,305	9,881	12,958	6,827	6,299	12,868	3,147	4,079	690	36	57,317	61,702
2030	10,513	10,099	13,452	7,000	6,398	13,214	3,281	4,186	713	36	58,850	63,305
2031	10,729	10,361	13,924	7,132	6,534	13,596	3,403	4,273	737	36	60,425	65,004
2032	10,955	10,600	14,445	7,391	6,668	14,005	3,545	4,380	763	37	62,152	66,875
2033	11,178	10,844	14,969	7,605	6,766	14,522	3,678	4,459	792	37	63,949	68,833
2034	11,399	11,089	15,362	7,763	6,960	15,042	3,823	4,585	822	38	65,738	70,775
2035	11,632	11,340	15,933	7,925	7,172	15,445	3,982	4,684	854	38	67,563	72,727

En la Figura 4.22 se muestra de forma geográfica y porcentual, el pronóstico para dos horizontes, 2021 – 2026 y 2021 – 2035 para cada GCR y SIN. Para el largo plazo, se prevé un dinamismo mayor para la GCR Peninsular con una tmca de 4.6%, seguido del Sistema Interconectado Baja California Sur

con 3.5%, y la región con menor crecimiento es el Sistema Interconectado Mulegé con 1.6%. Para el mediano plazo 2021 – 2026 las GCR Peninsular, Noreste y el Sistema Interconectado Baja California Sur, crecerán por arriba de 3.5%, mientras el Central crecerá al 1.8%.



Fotografía 19. Torres de transmisión. Manzanillo, Colima. CFE.



FIGURA 4.22 PRONÓSTICO REGIONAL DE LA DEMANDA MÁXIMA 2021 - 2026 Y 2021 - 2035, ESCENARIO DE PLANEACIÓN



^{1/} TMCA referida a 2020

Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.



Fotografía 20. Central Geotérmica, "Los Hornos". Puebla. CFE.



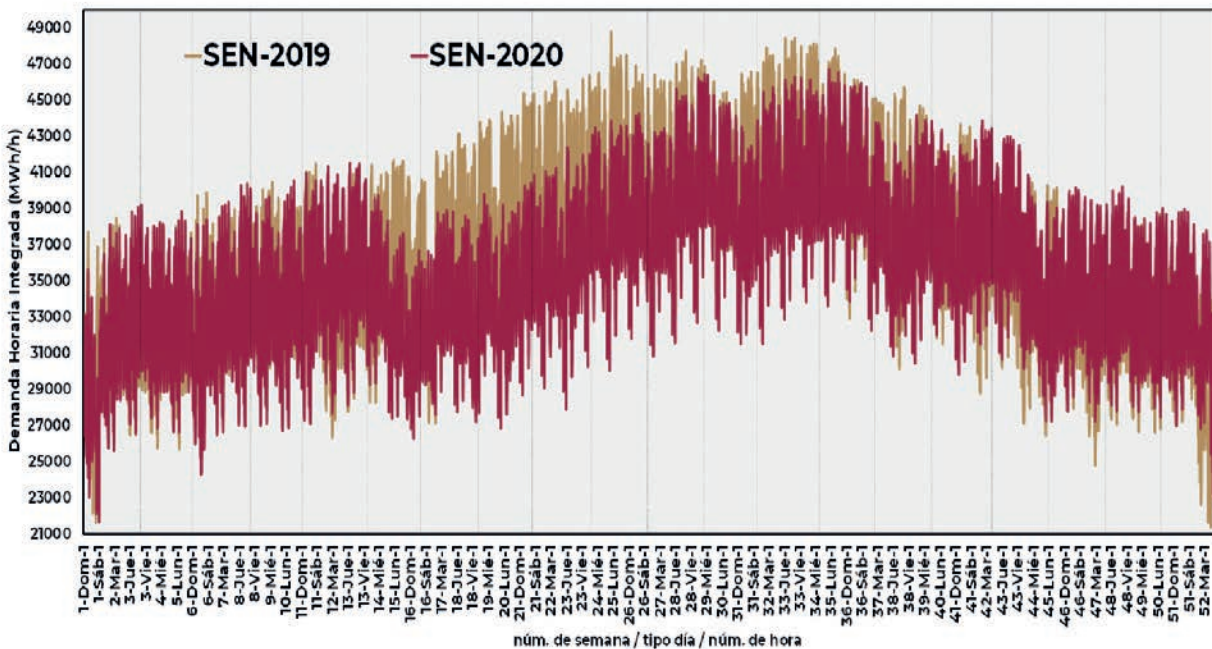
4.9 ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA CONTINGENCIA SANITARIA 2020

Debido a la emergencia sanitaria ocasionada por el COVID-19, los gobiernos en el mundo han implementado medidas significativas para evitar la expansión de la pandemia. Estas medidas impactan fuertemente en el sector de energía, ya que la disminución de las actividades comerciales y la desaceleración del aparato industrial ejercen una fuerte influencia en la magnitud de la demanda de energía eléctrica esperada.

4.9.1 SECTORES ECONÓMICOS, CONSUMO BRUTO, Y DEMANDA MÁXIMA 2020

Durante 2020, países como Italia, España y Alemania registraron una reducción de su consumo eléctrico acumulado de -5.5%, -5.9% y -1.7%, respectivamente, con respecto al año 2019. También, en grandes ciudades como Nueva York, se presentó una disminución en su consumo del -3.8%²¹.

FIGURA 4.23 COMPARATIVO DEL PERFIL HORARIO DE DEMANDA DEL SEN POR IMPACTO DEL COVID-19, 2019 Y 2020



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE

²¹ Fuentes: Operadores de la Red Eléctrica de Italia, España, Alemania y EUA - Nueva York, febrero, 2021.

En el caso particular de México, en la Figura 4.23 se observa el impacto del COVID-19 en el comportamiento horario de la demanda del SEN. A partir del 30 de marzo de 2020 (semana 14), fecha en que se ordenó la suspensión inmediata de las actividades no esenciales con la finalidad de mitigar la dispersión y transmisión del virus SARS-CoV2²², se observa una caída significativa en el pico de demanda con respecto a 2019. Incluso se registraron demandas máximas en días hábiles menores a la demanda máxima de un fin de semana del año anterior y en algunos casos la variación entre la demanda máxima de un día hábil y un fin de semana en los días de contingencia es mínima a diferencia del patrón habitual registrado en años anteriores.

Debido al confinamiento, las restricciones de movilidad y la disminución en las actividades económicas, este fenómeno se prolongó hasta los primeros 10 días del mes de octubre de 2020. En la semana 42 ya se observa una recuperación en la demanda que la vuelve superior a los niveles registrados el año anterior.

Los efectos de la pandemia del COVID-19 en la demanda y consumo de energía eléctrica se experimentaron de diferente manera entre los sectores de consumo que integran al SEN. Por ejemplo, en el caso del Sector Residencial se registró un consumo en el periodo de enero – diciembre de 2020 de 72,203 GWh, mientras que, en el mismo periodo de 2019 fue de 67,881 GWh, lo que representa un crecimiento anual de 6.4%. El motivo: una parte de la población ocupada se encuentra laborando bajo la modalidad de “teletrabajo” o “trabajo en casa” y las labores educativas se llevan a cabo a distancia desde los hogares.

Uno de los sectores que se vio directamente impactado fue el de Turismo. Este sector en México es uno de los más estratégicos para el crecimiento económico, ya que los viajeros gastan en transportación, hospedaje y consumo. En la Figura 4.24 se presenta un análisis del comportamiento de la demanda durante 2020 en las zonas turísticas más representativas del país como lo son: Acapulco, Cancún, Riviera Maya y Los Cabos.

Para el caso de Acapulco, se observa que las demandas máximas se presentaron durante los primeros días del año 2020 (330.7 MWh/h).

Posteriormente, hubo un repunte en el mes de marzo, previo a la entrada en vigor de las restricciones a la movilidad. Con la aplicación de las medidas de confinamiento, la demanda presenta una caída durante los meses de abril, mayo y junio. En julio, se observa nuevamente una recuperación, posiblemente debido a las vacaciones de verano. A partir de agosto de 2020, la demanda vuelve a caer para ya no recuperar los niveles alcanzados en el mes de julio.

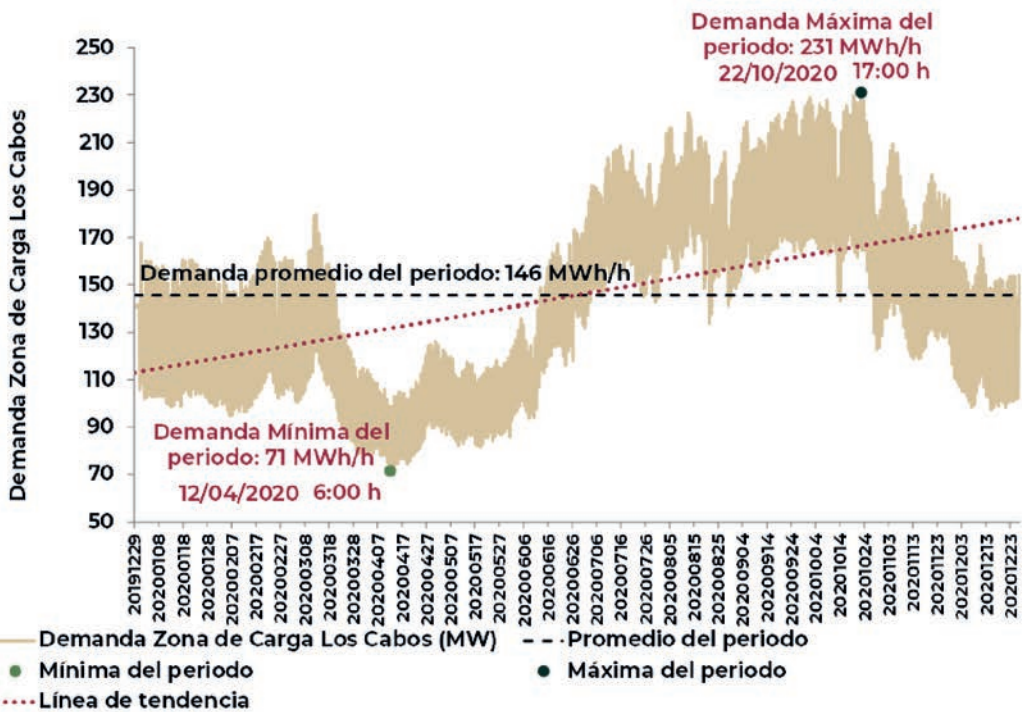
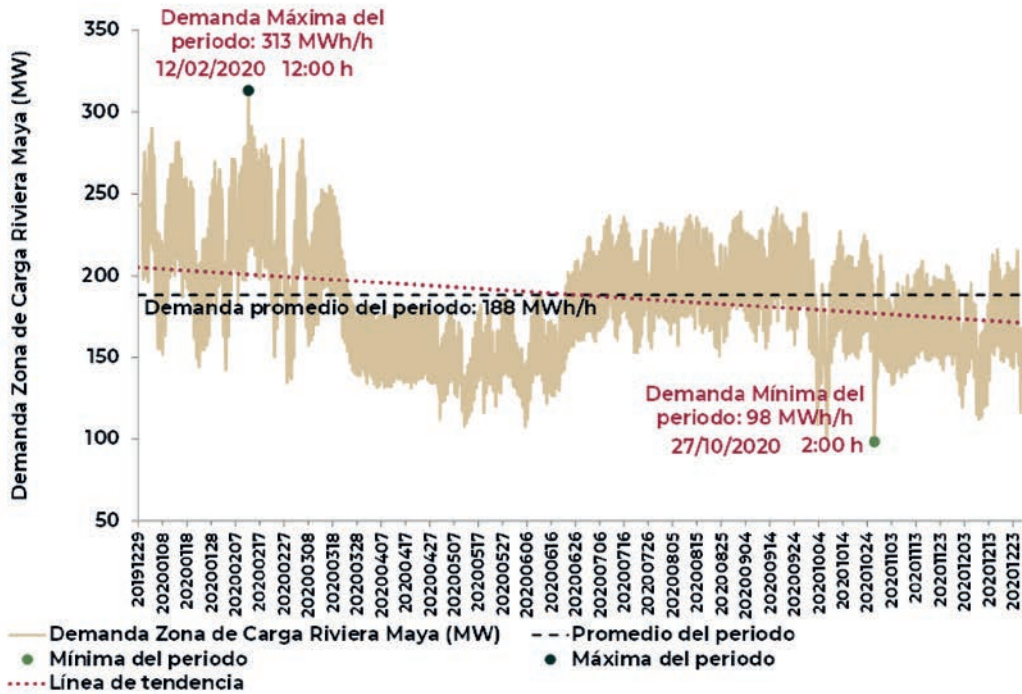
En Cancún, durante el año 2020, se observa mucha irregularidad en la demanda. Los primeros meses del año, la demanda de energía eléctrica presenta picos superiores a los 400.0 MWh/h, pero de igual forma que Acapulco, a partir de finales del mes de marzo, se observa una caída brusca. De julio a septiembre la demanda se mantiene relativamente estable, alcanzando su nivel máximo del año el día 17 de septiembre con 476.2 MWh/h. En los meses posteriores vuelve a caer.

La Riviera Maya presentó un perfil de demanda similar al de Cancún, con la diferencia de que, las demandas máximas ocurrieron en los meses previos a la contingencia sanitaria y a partir de entonces, nunca fueron superadas. La demanda máxima se alcanzó el día 12 de febrero con 313.3 MWh/h. Al igual que Cancún, tiene una caída abrupta durante la primera ola de contagios, se recupera un poco de julio a septiembre y vuelve a caer en los últimos meses del año.

Los Cabos mostró un perfil diferente. A diferencia de las demás zonas turísticas que presentaron una tendencia positiva casi plana o incluso, negativa, fue la única con una tendencia positiva más inclinada. A pesar de la caída que se observa en el periodo de abril a junio, a partir de julio comienza una recuperación que, incluso, supera los niveles de la demanda previos al inicio de la contingencia sanitaria. Es así como la demanda máxima se registra el día 22 de octubre con 231.0 MWh/h. A partir de esa fecha, la demanda vuelve a caer a niveles similares a los de inicio de año.

²² ACUERDO por el que se establecen acciones extraordinarias para atender la emergencia sanitaria generada por el virus SARS-CoV2, Diario Oficial de la Federación, 31 de marzo de 2020.





FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

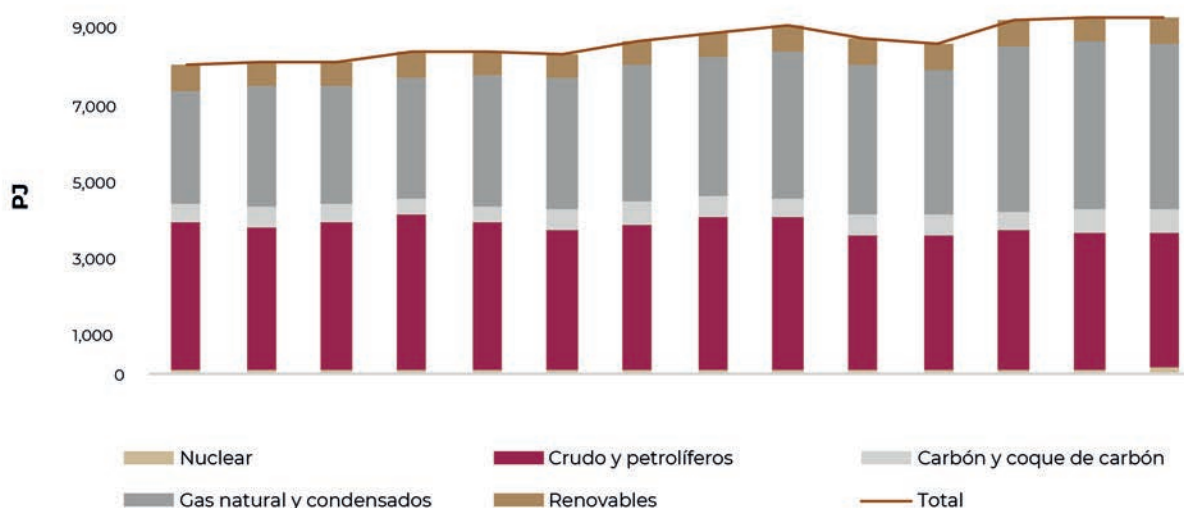


4.10 MATRIZ ENERGÉTICA 2035-2050

El consumo energético de México está basado en combustibles fósiles, pues las necesidades energéticas del país en todos los sectores de consumo han sido abastecidas por estos combustibles. El suministro que proviene del crudo y los petrolíferos, y del gas natural y condensados hacia los sectores de consumo, es prácticamente

predominante en la matriz energética nacional. En la Figura 4.25 se observa la oferta interna bruta total por energético, donde en 2018, el 47.0% corresponde al gas natural y condensados, mientras que el crudo y petrolíferos representa cerca del 38.0%, cuando en 2005 representaba el 47.7%.

FIGURA 4.25 OFERTA INTERNA BRUTA POR ENERGÉTICO 2005-2018 (PETA JOULE, PJ)



Fuente: Elaborado por SENER con información del SIE

Se realizaron diferentes escenarios de consumo energético en los que se consideraron cambios en el consumo de combustibles derivados de hidrocarburos y leña por consumo eléctrico, es decir una mayor participación de la energía eléctrica en los sectores residencial, comercial y transporte.

Para lo anterior se tomó en consideración la GD, la EM y los cambios tecnológicos de cargas "térmicas" de combustibles derivados de hidrocarburos, leña y termo-solar "no-eléctrico" (CHLS) por cargas eléctricas en el sector residencial y comercial, así como solar-no eléctrico. Dicha participación adicional en la Industria Eléctrica deriva en un cambio de Matriz Energética que se considera a partir del 2035.

En la Figura 4.26 se muestra el comportamiento del consumo de la energía eléctrica bajo 4 escenarios con diferentes supuestos.

- Escenario 1: 13.0% de GD
- Escenario 2: 13.0% de GD, cambio en el sector vehicular del 33.0% a EM y 30.0% de cambio en el consumo de CHLS por eléctrico en los sectores residencial y comercial.
- Escenario 3: 13.0% de GD, cambio en el sector vehicular del 51.0% de EM y 50.0% de cambio en el consumo de CHLS por eléctrico en los sectores residencial y comercial.
- Escenario 4: 19.0% de GD, cambio en el sector vehicular del 81.0% de EM y 80.0% de cambio en el consumo de CHLS por eléctrico en los sectores residencial y comercial.

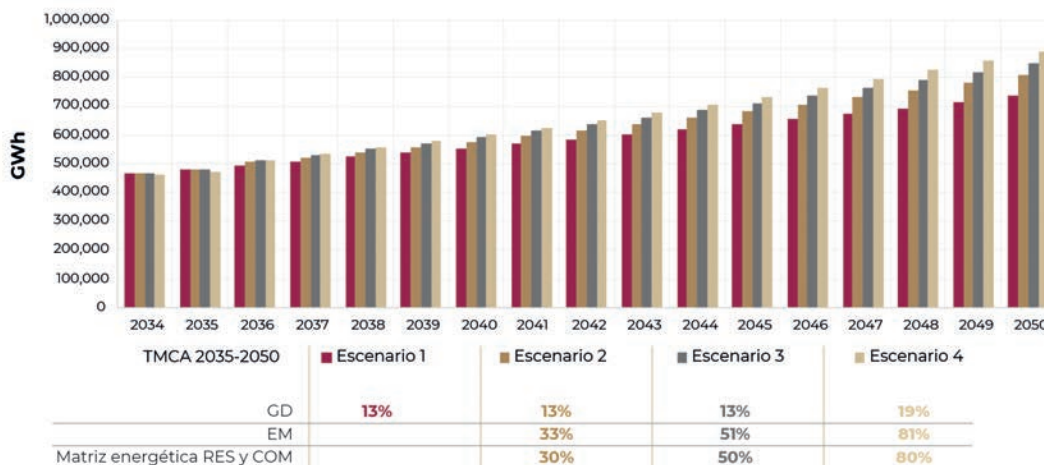
Los escenarios mencionados no contemplan un cambio de la Matriz Energética en el sector industrial, debido a que dicho sector requiere un mayor análisis por el cambio tecnológico en aquellos procesos industriales con potencial de sustitución de energía

derivada de hidrocarburos por energía eléctrica, lo anterior podría dar como resultado mayor eficiencia.

Un cambio acelerado en la Matriz Energética en los sectores residencial y comercial hacia la sustitución de combustibles derivados de hidrocarburos y leña

por consumo eléctrico y EM, debe ir acompañado de una alta penetración de GD, sistemas de almacenamiento residencial y modernización de las RGD hacia Redes Eléctricas Inteligentes.

FIGURA 4.26 ESCENARIOS DE CONSUMO BRUTO DEL SEN 2035-2050 (GWH)

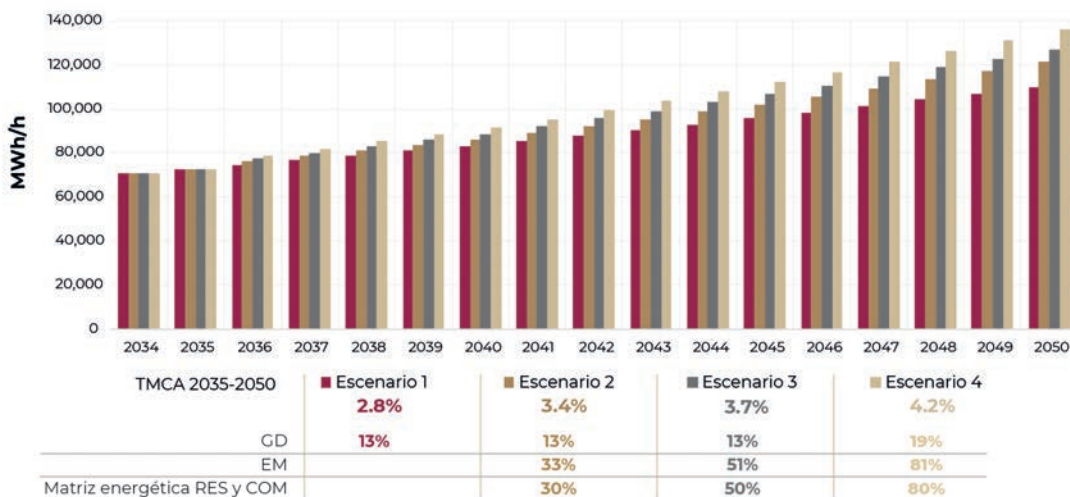


Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE

El escenario 4 presenta la mayor tasa media de crecimiento anual de 4.2%, lo que representa una mayor participación de la energía eléctrica. En este escenario se considera una mayor participación de equipamiento que usa energía eléctrica en el sector residencial y comercial, al igual que una mayor penetración de GD y EM.

En la Figura 4.27 se presentan las demandas máximas de energía eléctrica para los escenarios antes descritos.

FIGURA 4.27 ESCENARIOS DE DEMANDA MÁXIMA BRUTA DEL SEN 2035-2050 (MWh/H)



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE



4.10.1 MATRIZ ENERGÉTICA SECTOR RESIDENCIAL 2035-2050

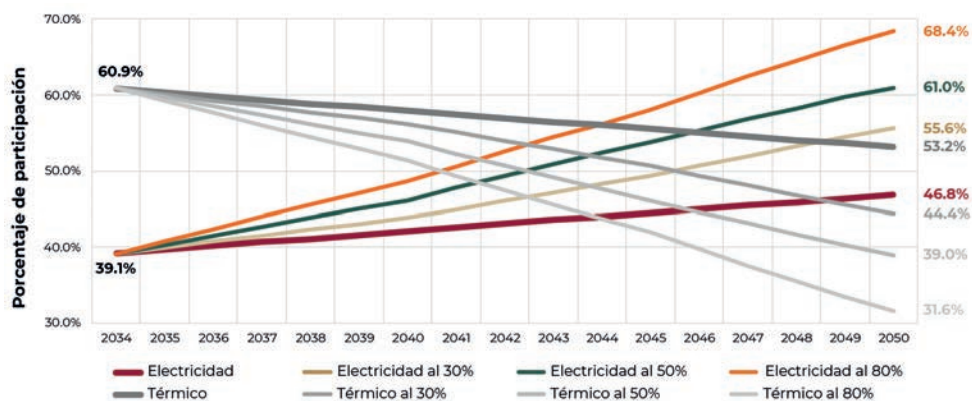
El consumo final de energía del Sector Residencial en 2020 se distribuyó de la siguiente manera: 32.5% fue por carga eléctrica y 67.5% por CHLS, esta conformación en 2011 se ubicó en 24.8% y 75.2% respectivamente.

Con relación al consumo de energía por CHLS de 2020, se ocupan combustibles como el gas natural 4.2%, gas licuado de petróleo 30.6%, leña 31.6% y solar 1.1%. Los combustibles anteriores en su totalidad se destinan a la cocción de alimentos con 73.0% y al calentamiento de agua con 23.0%.

En la Figura 4.28 se presentan tres escenarios de cambio de Matriz Energética con diferentes impactos del 30.0%, del 50.0% y 80.0% por sustitución de cambio tecnológico en el equipamiento de estufas y calentadores de agua, lo que significa un reemplazo de equipos térmicos (gas natural, gas licuado de petróleo y leña) por equipos eléctricos y equipos termo-solar.

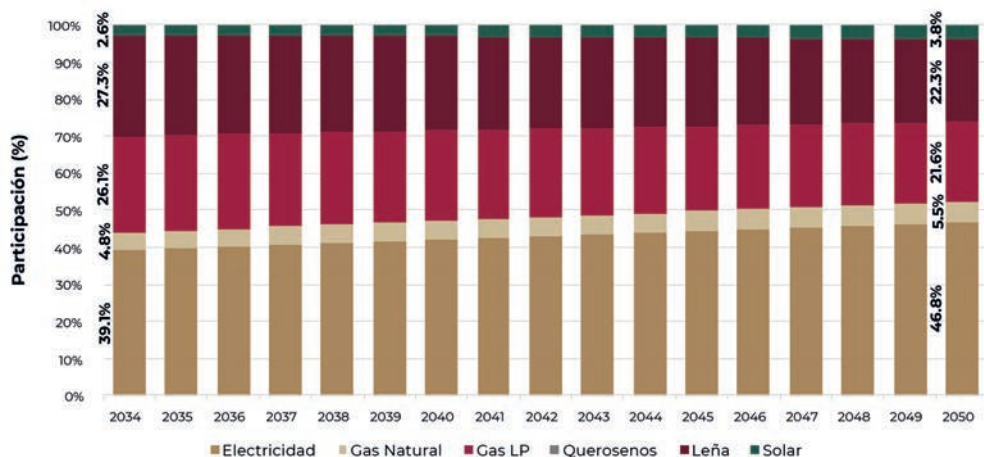
Se elaboró un escenario inicial de consumo final residencial por energético el cual presentó una tmca de 1.5% al 2050 (1,266 PJ). El consumo eléctrico en 2021 de 32.9% (271 PJ) pasará al 46.8% (593 PJ) en 2050, mientras que el consumo "térmico" de 67.1% (552 PJ) se ubicará en 53.2% (673 PJ) al final del horizonte que se muestra en la Figura 4.29.

FIGURA 4.28 SECTOR RESIDENCIAL, USO FINAL DE LA ENERGÍA (%), ESCENARIOS DE MATRIZ ENERGÉTICA 2035-2050



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE

FIGURA 4.29 ESCENARIO INICIAL, SECTOR RESIDENCIAL (%) 2035-2050

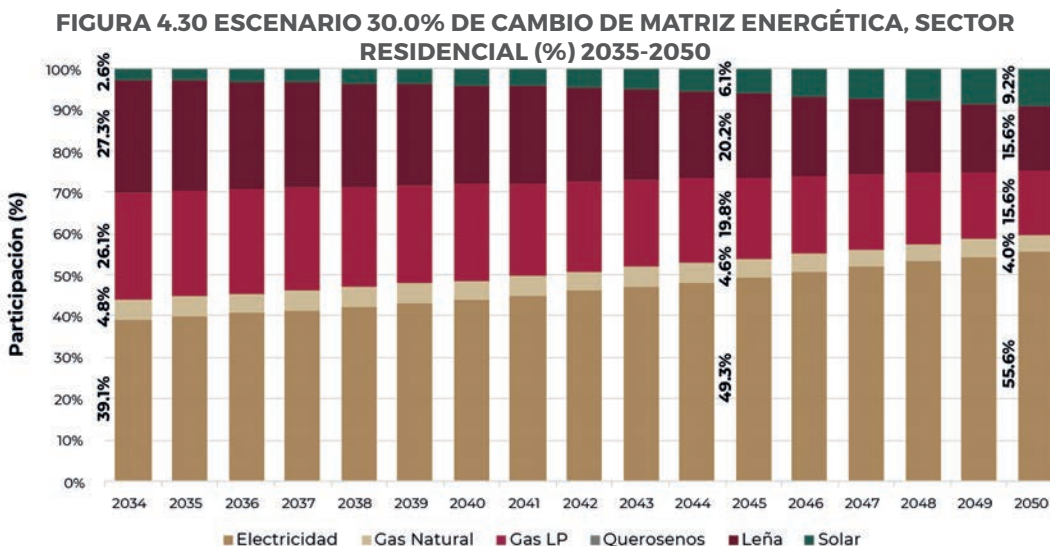


Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE

En la Figura 4.30 se muestra el escenario de 30.0% de cambio de Matriz Energética de consumo final residencial por energético, se considera un menor impacto en el cambio de estufas y calentadores de agua a partir del 2035, hasta llegar al 30.0% de sustitución de dichos equipos.

En este escenario se obtiene un crecimiento del consumo eléctrico de 2035-2050 del orden de 3.9%.

Referente al consumo CHLS se obtuvo un tmca de -0.4%. Se observa que a partir del año 2045 el consumo eléctrico se empata con el consumo CHFS y en 2050 la distribución será 55.6% (704 PJ) del consumo eléctrico y 44.4% (562 PJ) de consumo CHLS, de los cuales 9% (117 PJ) es consumo termo-solar para el sector residencial.



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE

Para el escenario de 50.0% de cambio de Matriz Energética de consumo final residencial por energético, se considera que del total de estufas y calentadores de agua a partir del 2035 que funcionan con gas natural, gas licuado de petróleo y leña, se sustituirán gradualmente por el mismo número de equipos de estufas o parrillas eléctricas y calentadores de agua eléctricos y solares, hasta llegar al 50.0% de sustitución de dichos equipos.

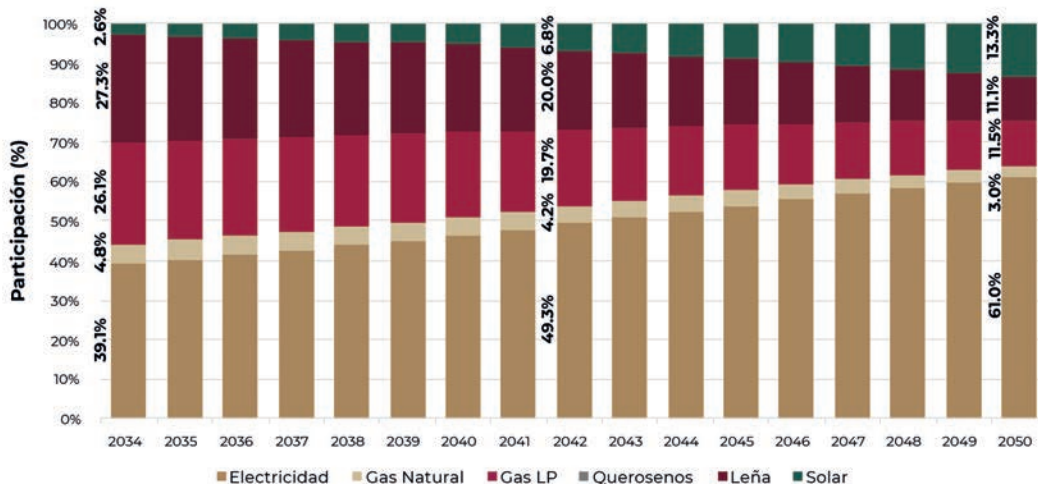
En este escenario se tiene que el consumo eléctrico para 2035-2050 crecerá con una tmca de 4.5% y el consumo CHLS será de -1.2%. Se observa que a partir del año 2042 el consumo eléctrico se empata con el consumo térmico y en 2050 la distribución se ubicará en 61.0% (773 PJ) de consumo eléctrico y 39.0% (493 PJ) de consumo CHLS, de los cuales 13.3% (168 PJ) es consumo termo-solar, como se presenta en la Figura 4.31.



Fotografía 21. Maniobras Reunión Nacional de Huracanes. Puerto Vallarta, Jalisco. CFE.



FIGURA 4.31 ESCENARIO 50.0% DE CAMBIO DE MATRIZ ENERGÉTICA, SECTOR RESIDENCIAL (%) 2035-2050

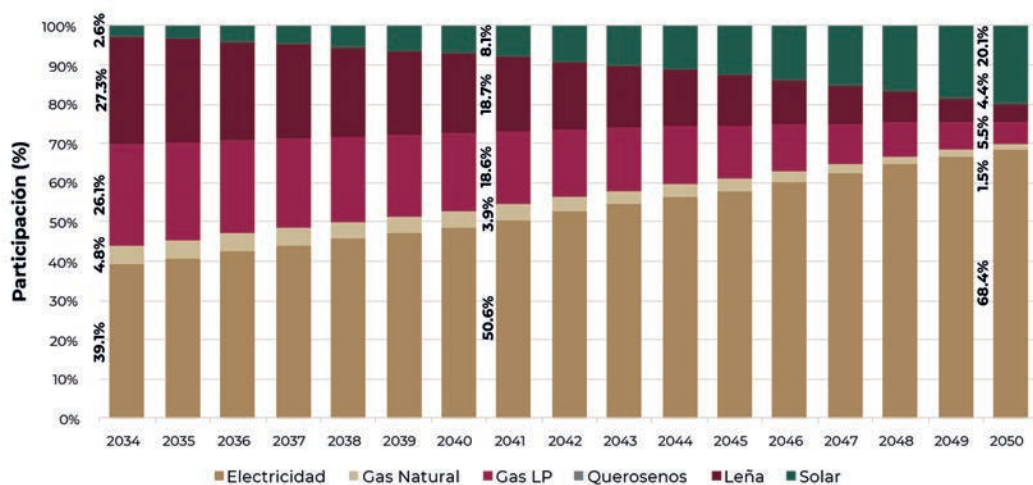


En el escenario de 80.0% de cambio de Matriz Energética de consumo final residencial por energético se considera un mayor dinamismo en el cambio de estufas y calentadores de agua a partir del 2035, hasta llegar al 80.0% de sustitución de dichos equipos.

-2.4% para el consumo térmico. Se observa que a partir del año 2041 el consumo eléctrico se empata con el consumo CHLS y en 2050 la distribución se ubicará con 68.4% (866 PJ) de consumo eléctrico y 31.6% (400 PJ) de consumo térmico, de los cuales el 20.1% (254 PJ) es consumo termo-solar y se expone en la Figura 4.32.

En este escenario el desarrollo del consumo eléctrico para 2035 - 2050 es del orden de 5.3% y

FIGURA 4.32 ESCENARIO 80.0% DE CAMBIO DE MATRIZ ENERGÉTICA, SECTOR RESIDENCIAL (%) 2035-2050



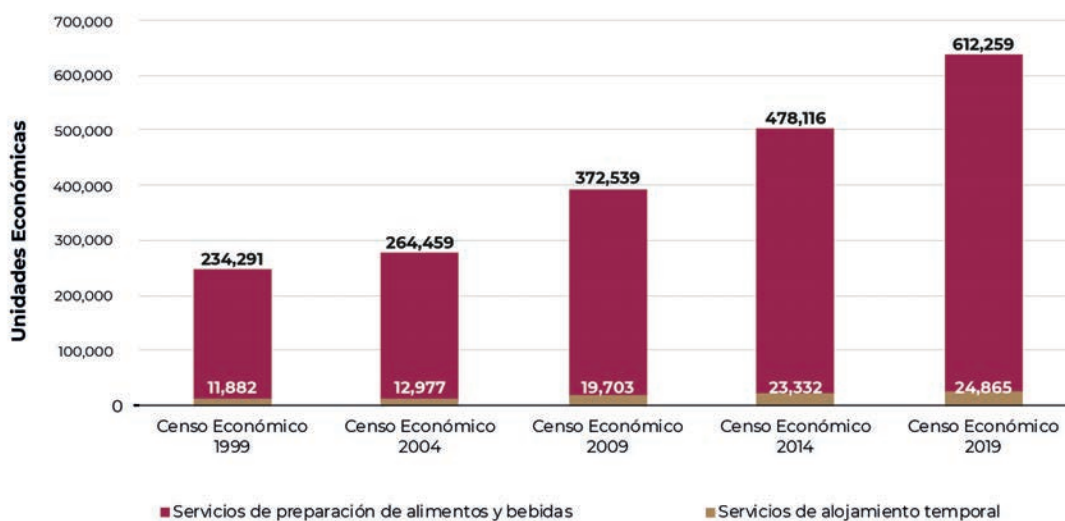
Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE

4.10.2 MATRIZ ENERGÉTICA SECTOR COMERCIAL 2035-2050

De acuerdo con la información del INEGI, las unidades económicas dedicadas a los servicios de alojamiento temporal y de preparación de alimentos y bebidas en el Censo de 2019 ascendieron a 637,124 unidades, de las cuales el 4% corresponde a servicios

de alojamiento y 96% a servicios de preparación de alimentos y bebidas. En comparación del censo de 2014, dichas unidades económicas crecieron 27% y se presentan en la Figura 4.33.

FIGURA 4.33 SERVICIOS DE ALOJAMIENTO TEMPORAL Y DE PREPARACIÓN DE ALIMENTOS Y BEBIDAS 1999-2019

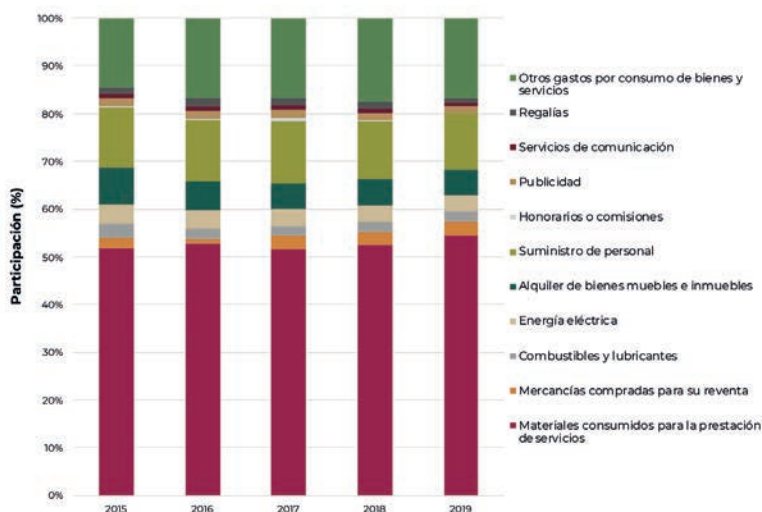


Fuente: Elaborado por SENER con información de INEGI

De acuerdo con la Encuesta Anual de Servicios Privados no Financieros del INEGI, las unidades económicas dedicadas al alojamiento y preparación

de alimentos tienen un consumo de bienes y servicios para llevar a cabo su actividad, los cuales se pueden observar en la Figura 4.34.

FIGURA 4.34 TOTAL DE CONSUMO POR BIENES Y SERVICIOS DE ALOJAMIENTO Y PREPARACIÓN DE ALIMENTOS



Fuente: Elaborado por SENER con información de INEGI



El mayor gasto que tienen las unidades económicas es en materiales consumidos para la prestación de servicios con un 54.5%, seguido por otros gastos por consumo de bienes y servicios que abarca el 16.7 por ciento. Los gastos relacionados a la energía eléctrica y combustibles y lubricantes representan 3.3% y 2.3%, respectivamente del gasto para ofrecer su servicio.

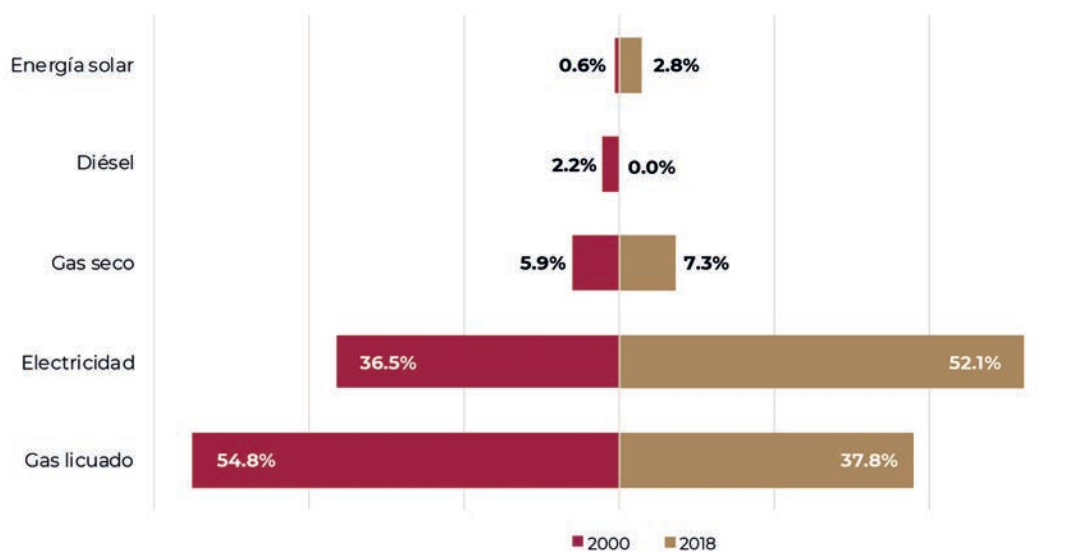
En el censo económico 2019²³ el 11.3% de las unidades económicas grandes²⁴ realizó un gasto o inversión en mejora o protección ambiental, de ellas el 57.0% optó por disminuir el consumo de energía o usó energías alternativas (solar, eólica, otra).

Consumo de energía en el sector comercial. Un cambio relevante que muestran las transformaciones tecnológicas y estructurales de

México es el desplazamiento del diésel y gas L.P. y el mayor uso de la electricidad como la fuente más importante del consumo energético final ocurrido entre 2000 y 2018. Entre los factores que provocaron esta dinámica se encuentra el incremento de la actividad del sector comercial - servicios, así como el cambio tecnológico en procesos que resultan más eficientes y que utilizan más electricidad.

A continuación, en la Figura 4.35, se muestra el consumo final de los energéticos en el sector comercial, donde se observa que en el 2018 la energía eléctrica tuvo mayor participación de poco más del 50%, con una tmca de 4.1% entre el 2000 y el 2018, desplazando al gas L.P. Por otra parte, la energía solar ha tomado relevancia al aumentar su participación, pasando de 0.6% a 2.8%, con una tmca de 11.3%.

FIGURA 4.35 CONSUMO DE ENERGÍA EN EL SECTOR COMERCIAL 2000 Y 2018



Fuente: Elaborado por SENER con información de INEGI

²³ Dato actualizado al 30/09/2020 (que es lo último disponible en la página del INEGI)

²⁴ Establecimientos grandes son aquellos que cumplieron con los siguientes parámetros:

- Ingresos iguales o mayores a 50 millones de pesos anuales, o personal ocupado igual o mayor a 50 personas ocupadas.

- Establecimientos que forman parte de una empresa nacional, es decir, que comparten una misma razón social y se encuentran ubicados en más de una entidad federativa.

- Empresas locales (todos los establecimientos en una sola entidad federativa), con al menos una unidad económica que cumpla con alguno de los dos primeros parámetros.

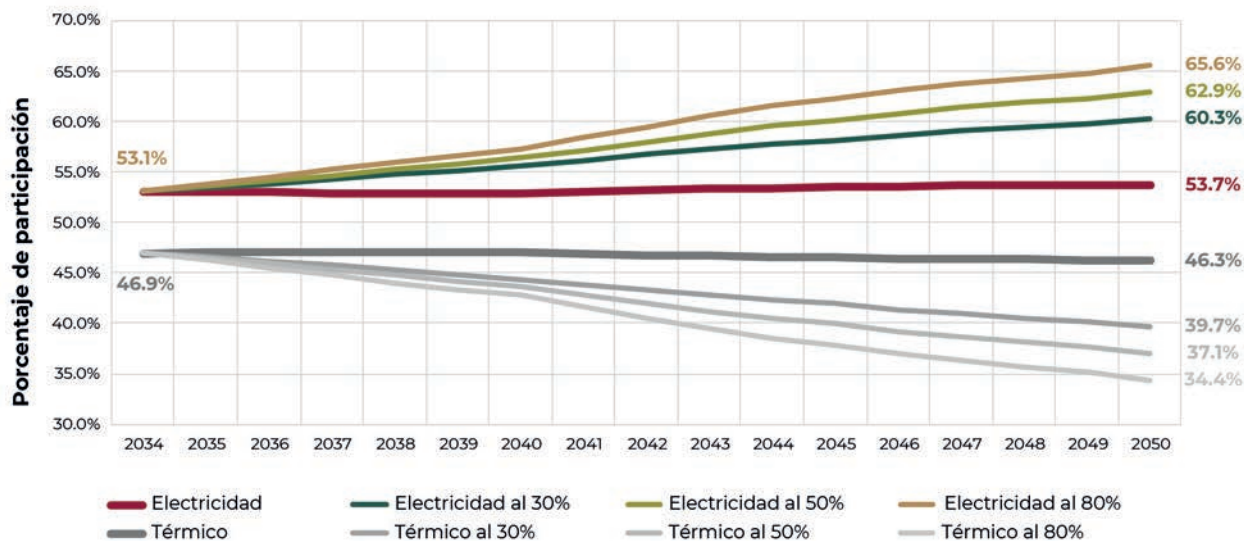
Al analizar las últimas dos décadas, los sectores que más se hicieron eficientes en sus consumos energéticos fueron el residencial, el industrial y el comercial y servicios, los cuales lograron sustituir fuentes de energía CHLS por energía eléctrica. Esta tendencia continuará hacia el futuro ya que la electricidad es la forma de energía más fácil de controlar, transportar y distribuir. Esto significa, en cualquier escenario, que el consumo de energía eléctrica del país seguirá en aumento hacia el futuro.

A continuación, se presentan los escenarios de demanda en PJ, considerando el consumo final del Sector Comercial por tipo de energético, unidades económicas, gasto en electricidad y combustibles, así como la inversión o mejora en la protección al medio ambiente (uso de energías alternativas),

también se consideró el pronóstico de demanda y consumo de la industria eléctrica, los pronósticos por energético del sector servicios -comercial, los escenarios de demanda de energía eléctrica presentados en la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios.

Se examinan tres posibles escenarios de cambio de Matriz Energética con diferentes impactos del 30.0%, 50.0% y 80.0% por sustitución de cambio tecnológico, es decir, sustitución de equipos térmicos (gas natural y gas licuado de petróleo) por equipos eléctricos los cuales se muestran en la Figura 4.36.

FIGURA 4.36 ESCENARIOS DE CAMBIO DE MATRIZ ENERGÉTICA, SECTOR COMERCIAL (%) 2035-2050



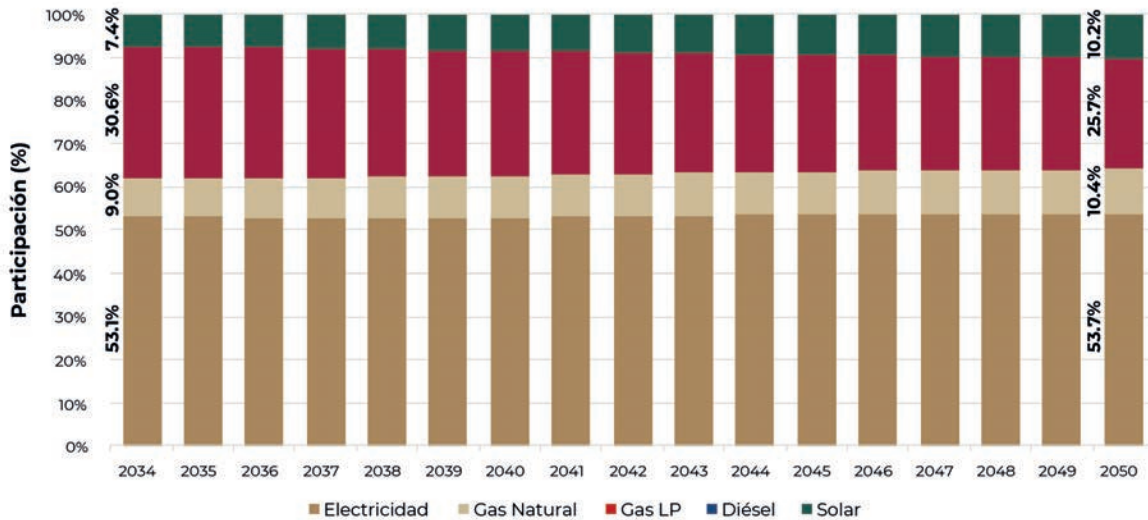
Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE



Se elaboró un escenario inicial de consumo final comercial por energético, el cual presentó una tasa media de crecimiento anual de 2.7% de 2021 al 2050. El consumo eléctrico en 2034 de 53.1% pasará

a 53.7% en 2050; el consumo CHLS de 46.9% se ubicará en 46.3% al final del horizonte, ver la Figura 4.37.

FIGURA 4.37 ESCENARIO INICIAL, SECTOR COMERCIAL (%) 2035-2050

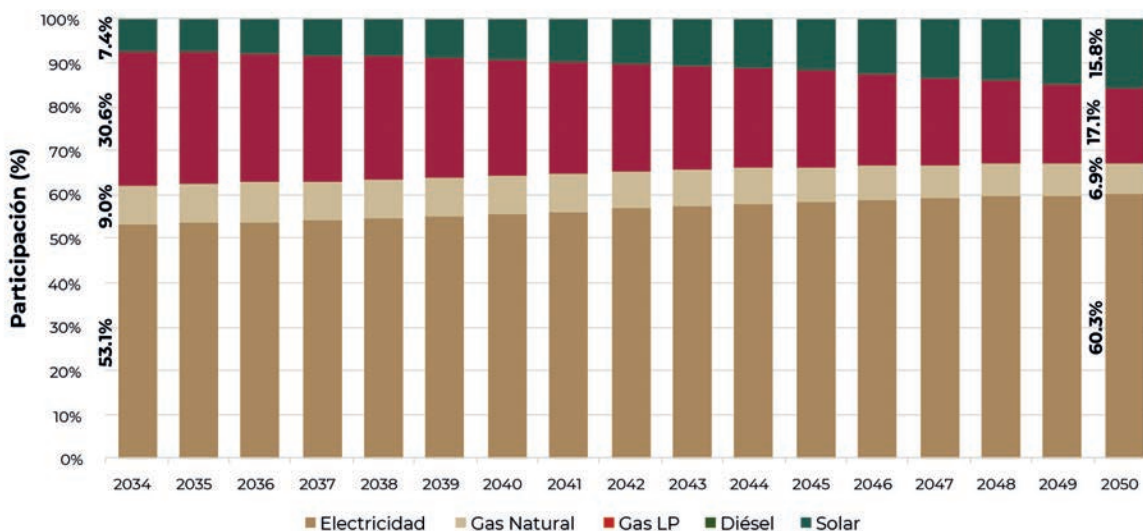


Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE

Para el escenario 30.0% de cambio Matriz Energética del consumo final comercial por energético, en este escenario se considera un menor impacto en el cambio de equipamiento de cocción y calentadores de agua a partir del 2035, hasta llegar al 30.0% de sustitución de dichos equipos.

En este escenario la tmca de 2035-2050 para el consumo eléctrico es de 3.3% y 1.9% de consumo térmico. La energía eléctrica en el 2034 representaba el 53.1% del consumo y para 2050 representa el 60.3%. Por su parte la energía termo-solar pasó del 7.4% en 2034 a 15.8% en 2050 como se aprecia en la Figura 4.38.

FIGURA 4.38 ESCENARIO 30.0% DE CAMBIO DE MATRIZ ENERGÉTICA, SECTOR COMERCIAL (%) 2035-2050

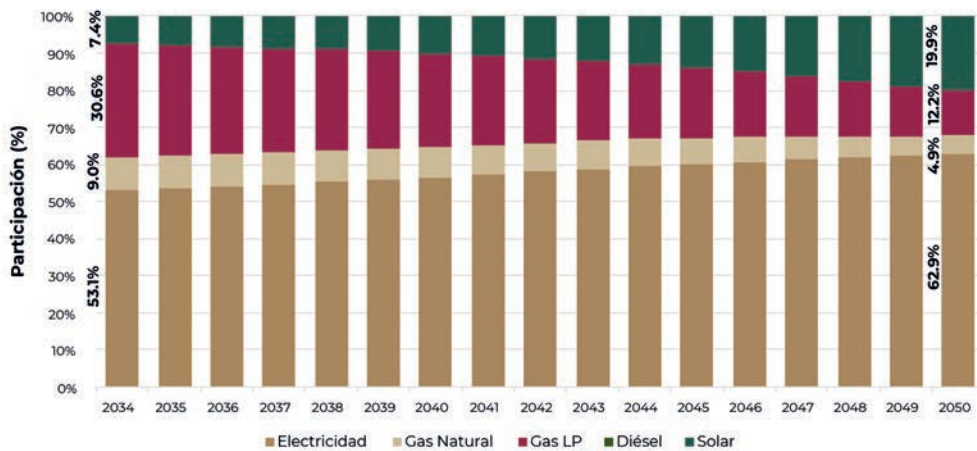


Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE

En el escenario 50.0% de cambio Matriz Energética de consumo final comercial por energético, se considera que del total de estufas y calentadores de agua a partir del 2035 que funcionan con gas natural y gas licuado de petróleo se sustituirán gradualmente por el mismo número de equipos de estufas u hornos eléctricos, así como calentadores de agua eléctricos y solares, hasta llegar al 50.0% de sustitución de dichos equipos.

Se observa que en el año 2050 el consumo eléctrico es del 62.9% mientras que el consumo de energía termo-solar se ubicará en 19.9% y el restante 17.1% será consumo de gas natural y gas licuado de petróleo, ver la Figura 4.39.

FIGURA 4.39 ESCENARIO 50.0% DE CAMBIO DE MATRIZ ENERGÉTICA, SECTOR COMERCIAL (%) 2035-2050

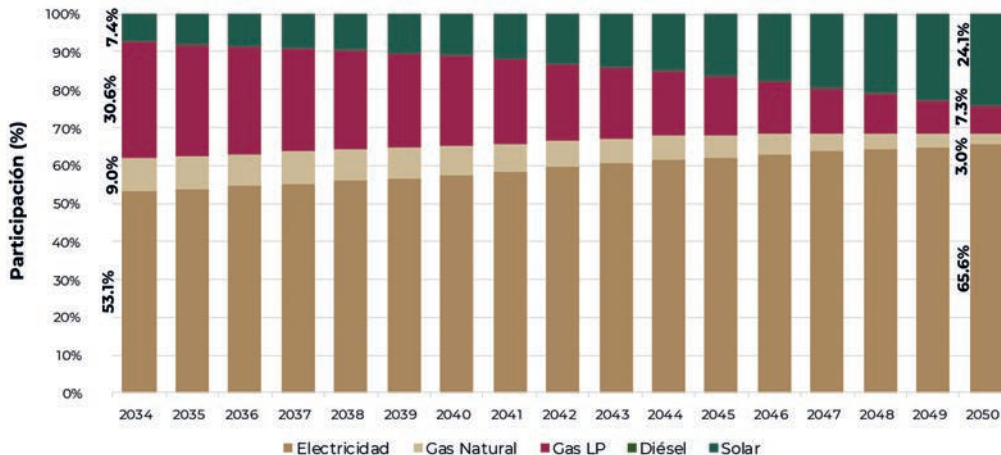


FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE.

Finalmente, en el escenario 80.0%, Figura 4.40, de cambio Matriz Energética de consumo final comercial por energético, en este escenario se considera un mayor dinamismo en el cambio de estufas, hornos, equipamiento de cocción y calentadores de agua a partir del 2035, hasta llegar al 80.0% de sustitución de dichos equipos.

Se observa que en el año 2050 el consumo eléctrico es del 65.6%, mientras que el consumo de energía termo-solar se ubicará en 24.1% y el restante 10.3% será consumo de gas natural y gas licuado de petróleo.

FIGURA 4.40 ESCENARIO 80.0% DE CAMBIO DE MATRIZ ENERGÉTICA, SECTOR COMERCIAL (%) 2035-2050



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE





Fotografía 22. Central geotérmica, "Los Azufres". Michoacán. 2019.
CFE.