

2

Diagnóstico del Sector Eléctrico



Central de ciclo combinado. Salamanca, Guanajuato.

El suministro eléctrico es uno de los principales servicios capaces de impulsar y generar prosperidad y desarrollo para todos los sectores del país: desde hogares, comercios, campo, servicios públicos y la industria. En esta sección se presenta un diagnóstico con las principales características que guarda el sector eléctrico nacional y su evolución de 2010 a 2024, como lo son: la demanda y el consumo, el consumo final, las pérdidas eléctricas, la infraestructura de transmisión y distribución, la red de gasoductos, la cobertura eléctrica, las tarifas eléctricas, las emisiones de gases de efecto invernadero, la cobertura del servicio eléctrico, la innovación, así como el desarrollo tecnológico y de capacidades

El SEN se compone de 8 Gerencias de Control Regional (GCR) con 100 regiones de transmisión (Figura 2.1) y enlaces equivalentes que interconectan a estas y a las GCR. La GCR Baja California contiene tres sistemas interconectados: El Sistema Interconectado de Baja California (SIBC), el Sistema Interconectado de Baja California Sur (SIBCS) y el Sistema Interconectado de Mulegé (SIMUL). Por su parte, las GCR Central (CEN), Noreste (NES), Noroeste (NOR), Norte (NTE), Occidental (OCC), Oriental (ORI) y Peninsular (PEN) conforman el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Figura 2.1. Regiones y enlaces del SEN en 2025



Fuente: Elaboración SENER con información de CENACE

2.1. Evolución del consumo final y la demanda eléctrica

En los últimos quince años, se han presentado coyunturas en el sector, tales como: la reforma en materia energética de 2013, que generó diversos cambios en la cadena productiva del sector eléctrico; el inicio del MEM en 2016; la contingencia sanitaria en 2020, que paralizó las cadenas de suministro y cambió los patrones de consumo energéticos; los conflictos geopolíticos que han tenido efectos en los sistemas energéticos mundiales, impulsando la relocalización de las empresas manufactureras; y el incremento de la demanda de bienes y servicios posterior a la contingencia sanitaria.

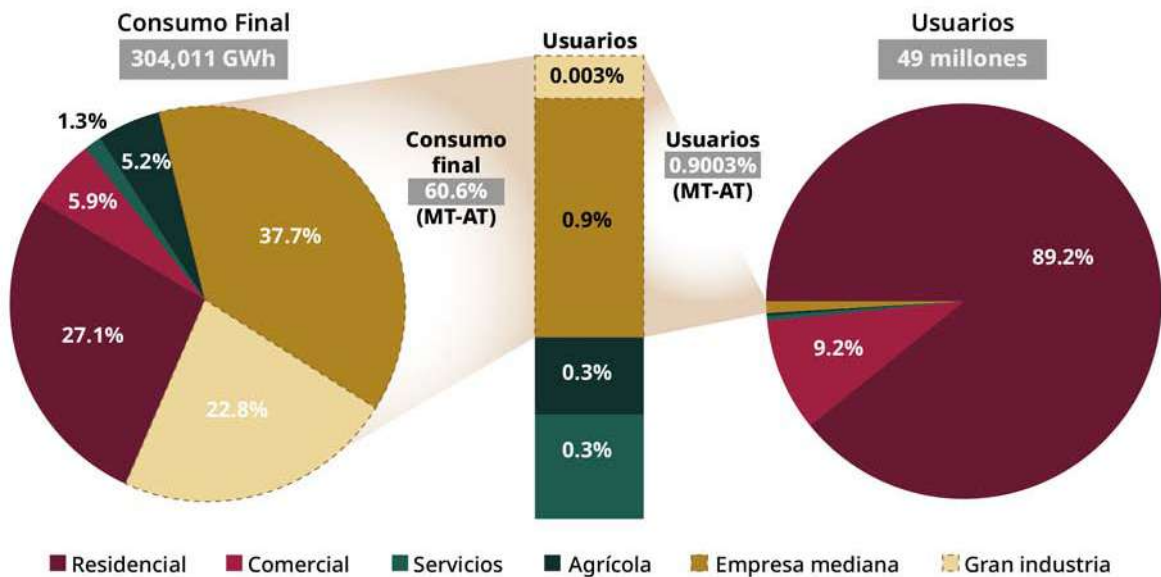
Además, en años recientes, se han intensificado en duración o magnitud los efectos de distintos fenómenos climatológicos (huracanes, frentes fríos, olas de calor, El Niño, La Niña, entre otros), aumentando o disminuyendo el comportamiento estacional de la demanda y el consumo en el sector eléctrico. Por tanto, en esta sección se describe la evolución anual de las principales características del consumo de energía eléctrica desde el consumo final, las pérdidas, el comercio exterior de energía eléctrica, y la GD; hasta el consumo bruto de energía eléctrica.

2.1.1. Consumo final de energía eléctrica

El consumo final de energía eléctrica refiere a la energía utilizada por los diferentes usuarios de la industria eléctrica, clasificados en seis sectores tarifarios: residencial, comercial, servicios, bombeo agrícola, empresa mediana y gran industria. Para la obtención del consumo final se considera toda la energía comercializada en el SEN por: el suministro básico, el suministro calificado (usuarios calificados, suministro de último recurso y usuarios calificados participantes del mercado) y la energía entregada a centros de cargas abastecidos remotamente.

En 2024, el SEN tuvo un consumo final de 304,011 GWh, siendo 1.8% mayor al registrado el año previo. En cuanto a los usuarios con servicio de energía eléctrica, estos crecieron 1.7% respecto de 2023, llegando a 49 millones de personas usuarias finales. Los sectores empresa mediana y gran industria participaron con el 60.6% del consumo final, y solo integraron al 0.9% del total de los usuarios. El sector residencial albergó al 89.2% de los usuarios, pero únicamente utilizó el 27.1% del consumo final del SEN. Finalmente, el 12.4% del consumo final se repartió entre usuarios de los sectores comercial (5.9%), de bombeo agrícola (5.2%) y de servicios (1.3%), como se detalla en la Figura 2.2.

Figura 2.2. Consumo final y usuarios del SEN en 2024



Fuente: Elaboración SENER con información de CENACE

En la Figura 2.3 se presenta la evolución anual del consumo final del SEN por sectores, en el periodo 2010-2024. Se observa que los sectores residencial, agrícola, empresa e industrial crecieron por encima del 3.1% de Tasa Media de Crecimiento Anual (TMCA), mientras que el sector comercial creció con una TMCA más moderada, del 1.9%, y el sector servicios presentó un decremento del 4.3%.

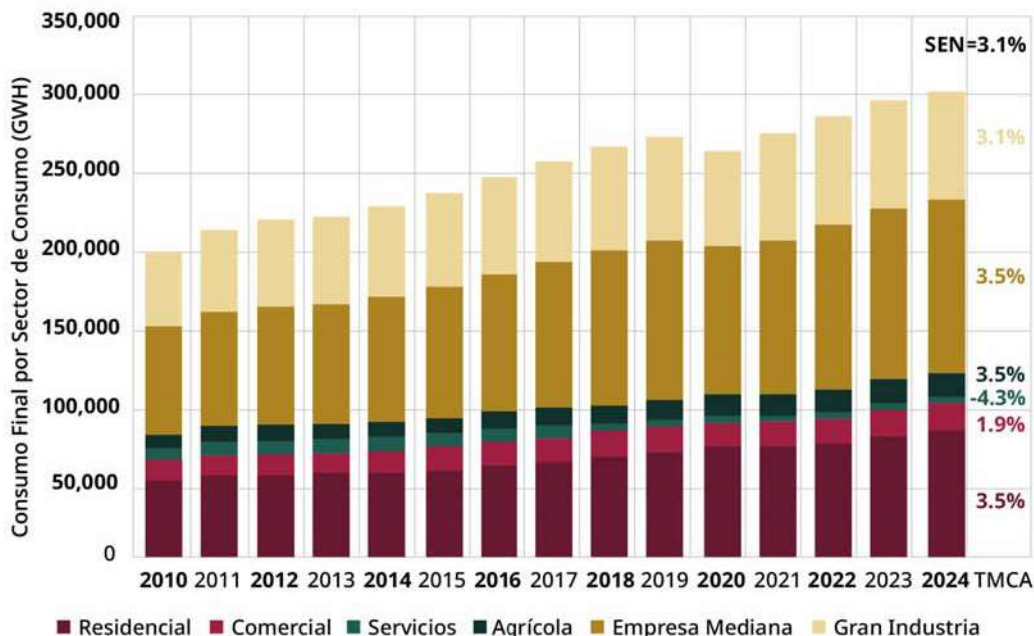
La evolución anual del consumo final en el periodo 2010 — 2024, desagregada por Sistemas Interconectados y por Gerencias de Control Regional, evidencia que la GCR Peninsular, el SI Baja California Sur y el GCR Noroeste presentaron crecimientos superiores, en un rango del 3.7% al 4.5% de TMCA. El resto de las GCR tienen crecimientos sostenidos supe-



Central eólica. Istmo de Tehuantepec, Oaxaca.

riores a una TMCA del 2.1%, lo que deriva en que el SIN y el SEN hayan crecido a un ritmo de 3.1% (TMCA), cada uno (Ver Tabla A1.1).

Figura 2.3. Consumo final por sector del SEN 2010 - 2024



Fuente: Elaboración SENER con información de CENACE

2.1.2. Pérdidas de energía eléctrica

Las pérdidas de energía eléctrica en la RNT y las RGD son resultado de las pérdidas técnicas y no técnicas, que se obtienen al restar la energía entregada a la red de la energía consumida.

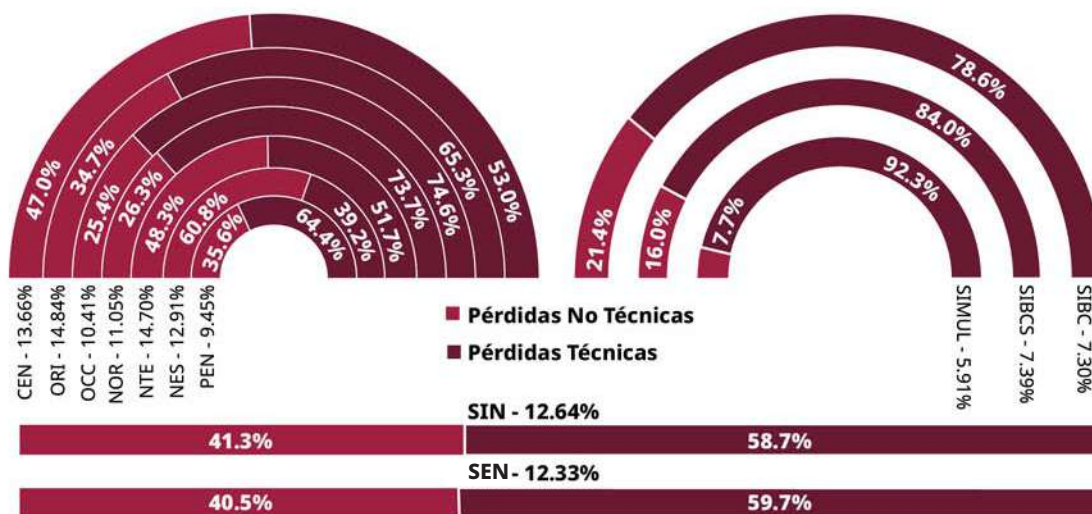
Las pérdidas técnicas se conocen como la energía térmica (efecto Joule) que se origina por el calentamiento de los conductores eléctricos y transformadores, tanto de transmisión y distribución, cuando circula la electricidad a través de ellos. Las pérdidas no técnicas son aquellas originadas cuando la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

En 2024, las pérdidas totales de energía eléctrica fueron de 12.3% respecto del consumo neto del SEN, dicho porcentaje es ligeramente superior al registrado en 2023, 12.2%. El hecho de no aumentar en demasía el porcentaje de pérdidas totales significa ciertamente una mejo-

ría, inclusive considerando que ocurrieron temperaturas máximas durante el verano en todas las regiones del país con respecto al año anterior. En la Figura 2.4. se muestra el porcentaje de pérdidas totales para cada sistema y por GCR, así como el peso que tienen las pérdidas técnicas y no técnicas.

Las pérdidas no técnicas se ubican en un rango de 7.7% (SIMUL) hasta 60.8% (NES), mientras que las pérdidas técnicas oscilan entre 39.2% (NES) y 92.3% (SIMUL), del total de pérdidas.

Figura 2.4. Pérdidas por GCR y sistema en 2024



Fuente: Elaboración SENER con información de CENACE

Las pérdidas no técnicas han presentado una disminución de hasta 2.1% de TMCA, respecto de los valores que se presentaban en 2010. En cuanto a las pérdidas técnicas de las RGD y RNT, se registró un aumento. De manera integral (pérdidas técnicas y no técnicas), las pérdidas eléctricas en porcentaje se mantuvieron con una TMCA de 0.1%, ya que el porcentaje de pérdidas pasó de 18.1% en 2010 a 12.3% en 2024, demostrando una mejoría en el aprovechamiento de la energía eléctrica (Ver Tabla A1.2).

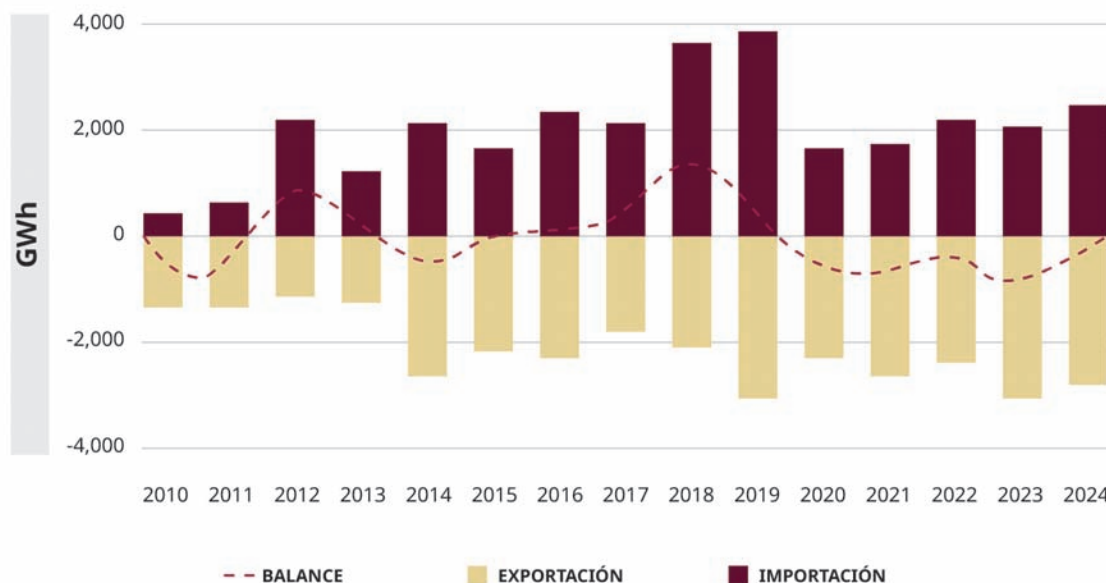
2.1.3. Importación y exportación

Actualmente, el SEN tiene interconexiones eléctricas con Estados Unidos de América, Belice y Guatemala en diferentes niveles de tensión, lo que permite que haya transacciones de energía entre países.

En 2024, el volumen total de importaciones registrado fue de 2,469 GWh, mientras las exportaciones ascendieron a 2,818 GWh. La GCR con más transacciones es Baja California con 71.9% de las importaciones y 25.7% de exportaciones; seguido de la GCR Oriental, con 2% de importación y 58.5% de exportaciones; en tercer sitio, se encuentra la GCR Peninsular, con 14.5% de las exportaciones y no presenta importaciones; finalmente, corresponden al Noreste el 1.3% de las exportaciones y el 26.1% de las importaciones restantes.

En la Figura 2.5 se observa en la línea del balance que en diez años distintos se ha exportado más energía de la que se ha importado; sin embargo, en cinco años ha existido un déficit energético; es decir, se recurrió a los países vecinos para satisfacer el consumo que requiere el SEN. Además, se identificó que las importaciones crecieron a una TMCA de 14%, mientras las exportaciones tuvieron una TMCA de 5.6%. En la Tabla A1.3 del Anexo se presenta la información tabulada.

Figura 2.5. Importación y exportación de energía eléctrica del SEN 2010-2024



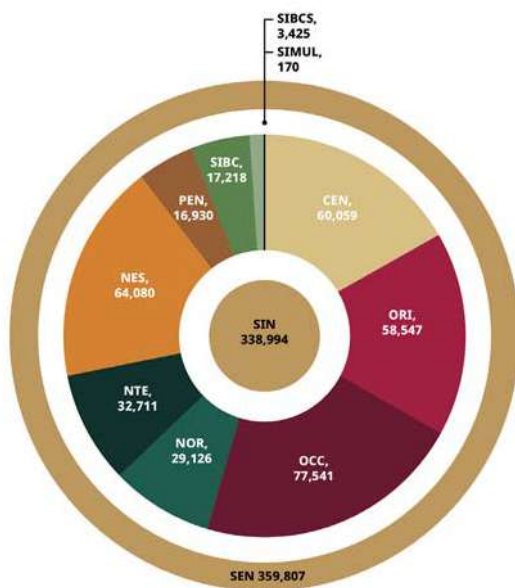
Fuente: Elaboración SENER con información de CENACE

2.1.4. Consumo bruto de energía eléctrica

El consumo bruto se refiere a la totalidad de energía eléctrica que resulta de las ventas del suministro: básico, calificado y último recurso, autoabastecimiento remoto, el balance de energía neto entre las importaciones y exportaciones, pérdidas de electricidad, así como los usos propios de distribución, transmisión y generación de la CFE.

En la Figura 2.6 se presenta el consumo bruto de 2024 del SEN, mismo que ascendió a 359,807 GWh, un 2.3% mayor que el de 2023. El 94.2% del consumo bruto se utilizó en las siete GCR del SIN y el restante de los Sistemas Interconectados de la península de Baja California. En cuanto al consumo bruto del SIN, en 2024 fue de 338,994 GWh, teniendo un crecimiento de 2.2%, respecto a 2023.

Figura 2.6. Consumo bruto de energía eléctrica por GCR en 2024



Fuente: Elaboración SENER con información de CENACE



Medidor. Guadalajara, Jalisco.

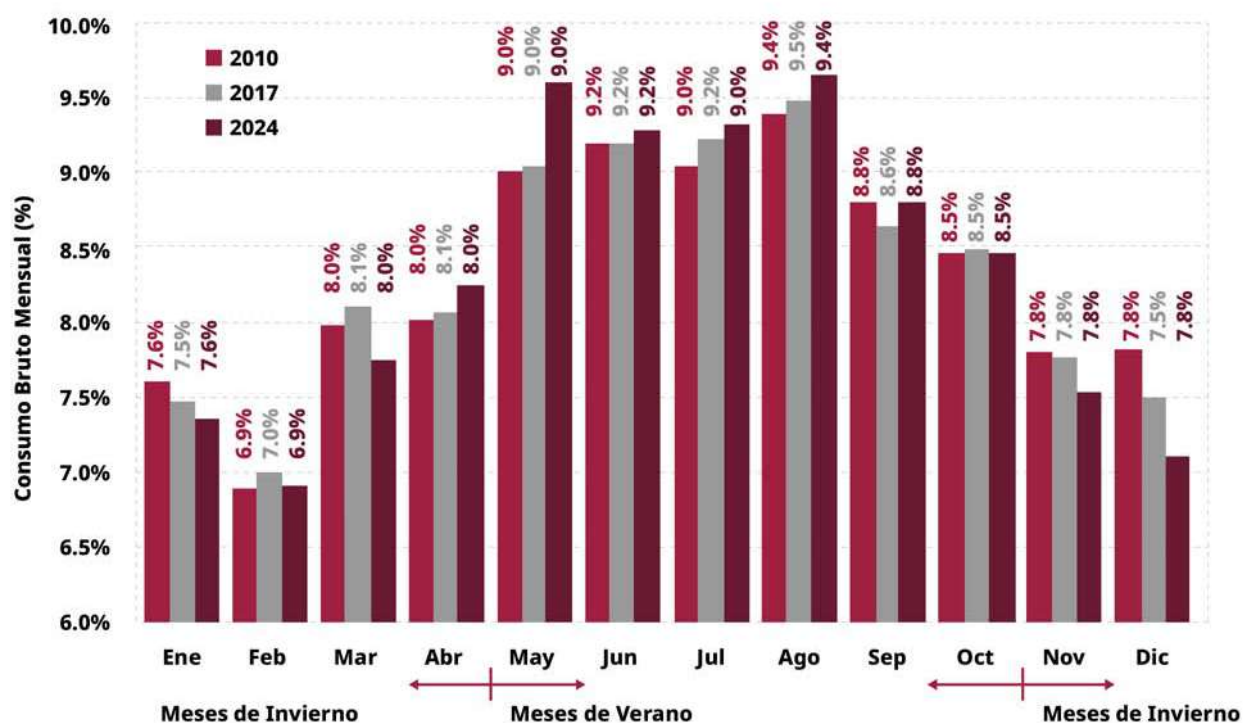
En la Figura 2.6 se muestra la participación de los sistemas y gerencias en el consumo bruto durante 2024, donde las GCR con mayor participación son: la OCC con 77,541 GWh; NES con 64,080 GWh; CEN con 60,059 GWh; y ORI con 58,547 GWh, que en su conjunto abarcan el 72.3% del total. Los sistemas no interconectados participaron con el 5.8%.

La Tabla A1.4 del anexo muestra la evolución del consumo bruto en el periodo 2010-2024, de manera desagregada por Sistemas Interconectados y por GCR. En este sentido, las GCR Peninsular, Noroeste y Norte; y el SI Baja California Sur, presentaron crecimientos en la TMCA del 3.5% al 4.1%. Una de las características principales de las tres GCR y el SIBC es que cuentan con oportunidades de desarrollo en algunos sectores económicos, tales como turismo, comercio, minería, manufactura e industria.

El crecimiento diferenciado entre las regiones eléctricas se debe al nivel de maduración, equipamiento eléctrico, condiciones orográficas, temperatura, entre otras. Por ejemplo, la GCR Central presentó una TMCA de 0.4% y sigue siendo la segunda región más grande del SEN. Por su parte, el SIN y el SEN crecieron a una TMCA de 2.6%.

En la Figura 2.7 se puede observar el comportamiento estacional del consumo bruto del SEN, para los años 2010, 2017 y 2024, donde en los meses de verano se tuvo el mayor consumo, de 53.9% a 55.1%, mientras que en los meses de invierno se presentó el restante 46.1% a 44.9%.

Figura 2.7. Consumo bruto de energía eléctrica del SEN por mes de 2010, 2017, y 2024



Fuente: Elaboración SENER con información de CENACE

2.1.5. Demanda máxima integrada bruta

En cuanto a la demanda máxima integrada bruta 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 2024, la demanda máxima integrada

bruta del SIN registró un valor de 52,302 MWh/h en mayo a las 17:00 hrs, lo que equivale a un incremento de 0.3% respecto de los 52,137 MWh/h de 2023 en el mismo día y hora. En la Tabla A1.5 del Anexo se presentan las demandas máximas integradas brutas de los Sistemas (SIN, SIBC, SIBCS, SIMUL) y de las GCR, así como las demandas coincidentes por GCR referidas al SIN y al SEN, para 2024.

La GCR Peninsular, SI Baja California Sur, Noroeste, SI Baja California y Norte presentaron crecimientos superiores a las demás, con una TMCA que osciló entre el 3.6% y el 5.0% en la demanda máxima integrada bruta anual, durante el periodo 2010-2024. El resto de las GCR tienen crecimientos sostenidos superiores a una TMCA de 1.7%, con lo anterior el SIN y el SEN crecieron a una TMCA de 3% y 2.9%, respectivamente (Ver Tabla A1.6).

Las características de la curva de duración de carga del SIN 2024 son las siguientes:

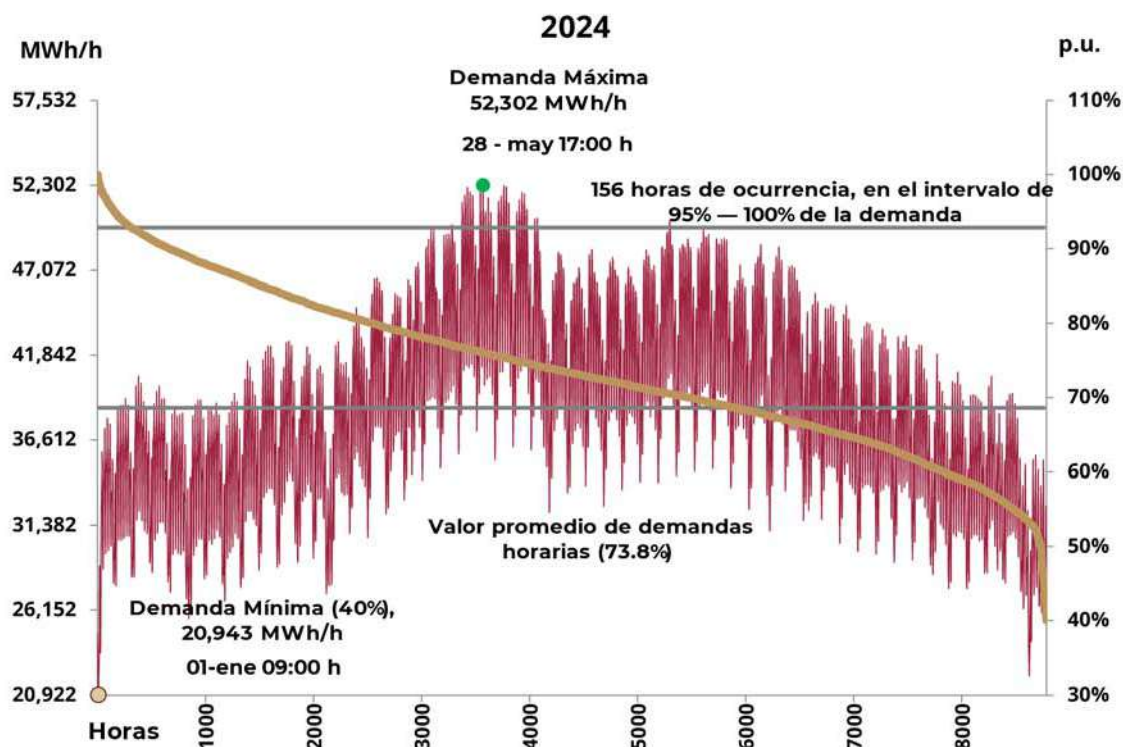
- Se concentran 156 horas del año en el intervalo de 95%-100% de la demanda máxima;
- La demanda mínima integrada se presenta al 40% de la máxima; y
- El promedio de las demandas horarias se ubicó en 73.8% (factor de carga).

La demanda presentó un comportamiento diferenciado a lo largo del año, mostrando una estacionalidad entre los meses de verano, en los que se presentan las demandas más altas del año. En los meses con temperaturas bajas (invierno), se registraron las demandas mínimas del sistema, como se muestra en la Figura 2.8.



Central geotérmica Cerro Prieto. Mexicali, Baja California.

Figura 2.8. Curva de duración de carga bruta del SIN en 2024



Fuente: Elaboración SENER con información de CENACE

2.2. Evolución de la capacidad y generación eléctrica

2.2.1. Capacidad de generación instalada

La capacidad instalada determina la cantidad máxima de energía eléctrica que es posible generar, garantizando así un suministro constante y confiable para satisfacer la demanda del país. En diciembre de 2024, la capacidad instalada del SEN fue de 90,543 MW, de los cuales el 63.1% corresponde a centrales eléctricas convencionales y el 36.9% a centrales eléctricas con tecnologías limpias. Con respecto a 2010, la capacidad instalada total se incrementó un 64.3%; mientras que las tecnologías limpias pasaron de representar 26.1% a 36.9%.

En la Tabla 2.1 se presenta la evolución del periodo 2010-2024, de la capacidad instalada, desagregada por tecnología, que se encuentra interconectada a la RNT y las RGD; que corresponde a las Centrales Eléctricas pertenecientes a la CFE, Productor Independiente de Energía (PIE), Autoabasto (AUT), Cogeneración (COG), Pequeño Productor (PP), Importación (IMP), Exportación (EXP) y Usos Propios Continuos (UPC).

Tabla 2.1. Capacidad de generación instalada por tecnología 2010-2024

(Mw)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Carboeléctrica	5,393	5,393	5,419	5,419	5,463	5,463	5,378	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463
Térmica convencional	12,876	12,560	11,923	11,923	12,665	12,665	13,174	12,665	12,315	11,831	11,809	11,793	11,343	11,300	11,300
Combustión interna	241	238	281	290	540	540	1,453	739	880	891	850	701	728	729	717
Turbogas	2,914	2,873	3,355	2,510	2,399	2,849	5,052	2,960	2,960	2,960	3,545	3,744	3,815	3,888	3,953
Ciclo combinado	19,283	19,290	19,424	21,755	22,699	22,949	27,274	25,340	27,393	30,402	31,948	33,640	34,413	35,178	35,669
Nucleoeléctrica	1,365	1,365	1,610	1,400	1,400	1,510	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608
Cogeneración eficiente					819	943	1,036	1,322	1,709	1,710	2,305	2,305	2,308	2,322	2,293
Hidroeléctrica	11,586	11,582	11,685	11,762	12,552	12,560	12,589	12,612	12,612	12,612	12,612	12,614	12,613	12,612	12,612
Geotérmica	965	887	812	823	874	899	909	899	899	899	951	976	976	976	976
Eólica	449	450	1,097	1,431	2,660	2,877	3,735	3,898	4,866	6,050	6,504	6,977	6,921	7,055	7,512
Solar fotovoltaica			1	11	55	57	145	171	1,878	3,646	5,149	5,955	6,515	7,437	7,961
Híbrido fv solar baterías													20	32	92
Bioenergía	18	18	85	89	233	233	889	374	375	375	378	378	408	407	387
Total de Energías Limpias⁴	14,383	14,302	15,290	15,516	18,593	19,079	20,911	20,884	23,947	26,900	29,507	30,813	31,369	32,449	33,441
Total	55,090	54,656	55,692	57,413	62,359	63,545	73,242	68,051	72,958	78,447	83,122	86,154	87,131	89,007	90,543

Fuente: Elaboración SENER con información propia, del CENACE, la CNE, y CFE⁵. Los totales pueden no coincidir debido al redondeo.

En la tabla anterior, destaca el incremento del 3.1% (33,441 MW) en 2024, respecto del año anterior (32,449 MW), de la Capacidad Instalada de las Centrales Eléctricas de Energía Limpia, tales como: Hidroeléctrica, Geotermoeléctrica, Eoloeléctrica, Fotovoltaica, Bioenergía, Nuclear y Cogeneración Eficiente. Asimismo, se resalta el aumento de 19,059 MW de 2010 a 2024 para este conjunto de tecnologías, equivalente a un incremento de 132.5% de la capacidad al inicio del periodo, resultando en 33,441 MW para el último año. El 37.1% de este crecimiento se debe a la instalación de centrales eólicas, y el 41.8%, a centrales solares fotovoltaicas.

⁴ No incluye frenos regenerativos, ni Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO), ni Generación Distribuida (GD).

⁵ Para el año 2024, se considera la capacidad instalada al cierre de 2024, es decir únicamente, la capacidad instalada en operación comercial.

2.2.2. Generación de energía eléctrica

La generación eléctrica se refiere a la cantidad real de energía eléctrica producida durante un período específico, la cual está en función de la demanda, las condiciones operativas y la disponibilidad de los recursos.

En 2024, se generaron e inyectaron al SEN 352,305 GWh de energía eléctrica, un 29.8% más que en 2010 y 1.7% más que en 2023 (ver Tabla 2.2). De esta electricidad generada, el 76.6% proviene de tecnologías convencionales y el 23.4% restante, de tecnologías limpias. La generación a partir de fuentes limpias registró un aumento de 27,540 GWh (50.2% más que en 2010). Es importante mencionar que no se considera la generación distribuida (GD), que se analizará más adelante; ni el Autoabasto Local, debido a que no utiliza la RNT o RGD.

Tabla 2.2. Generación neta inyectada por tecnología 2010-2024

(Gwh)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Carboeléctrica	35,371	35,631	35,019	34,642	33,613	33,599	34,208	28,665	27,347	21,611	12,525	8,704	14,194	14,230	12,968
Térmica convencional	47,376	51,640	58,402	53,770	37,682	39,713	40,795	42,884	39,345	38,020	22,405	22,196	20,001	30,358	28,228
Combustión interna	1,364	1,404	1,541	1,677	1,499	1,740	1,915	2,306	2,589	3,187	2,841	2,121	1,834	3,621	3,847
Turbogas	2,217	2,123	3,168	2,611	3,422	6,301	8,183	8,435	9,508	10,904	8,664	11,150	10,471	12,336	12,017
Ciclo combinado	130,269	129,577	130,741	140,777	139,350	144,624	150,597	159,163	163,877	175,506	185,638	186,715	198,355	205,598	212,819
Nucleoeléctrica	6,019	9,640	8,193	11,389	9,677	11,577	10,567	10,572	13,200	10,881	10,864	11,606	10,539	12,043	11,978
Cogeneración eficiente	1,926	1,924	1,928	1,921	2,634	3,519	4,310	2,054	2,310	3,259	4,188	3,349	1,376	4,136	3,912
Hidroeléctrica	38,684	37,639	32,835	28,869	38,875	30,858	30,847	31,664	32,234	23,602	26,817	34,717	35,561	20,609	23,800
Geotérmica	6,934	6,615	5,887	6,152	6,000	6,331	6,150	5,747	5,065	5,061	4,575	4,243	4,412	4,161	3,576
Eólica	1,298	1,675	3,688	4,243	7,189	8,991	10,295	10,456	12,435	16,727	19,703	21,075	20,314	20,700	19,987
Solar fotovoltaica	0	0	3	20	83	45	151	349	2,176	8,394	13,528	17,069	16,290	18,210	18,640
Bioenergía	25	26	140	147	341	362	408	585	600	669	600	582	617	499	533
Total de energías limpias	54,886	57,519	52,673	52,742	64,799	61,683	62,728	61,427	68,020	68,593	80,275	92,641	89,109	80,358	82,426
Total	271,483	277,894	281,544	286,219	280,365	287,660	298,426	302,880	310,686	317,821	312,348	323,527	333,964	346,501	352,305

Fuente: Elaboración SENER con información propia y del CENACE, la CNE, y CFE. Los totales pueden no coincidir debido al redondeo.

De la misma Tabla 2.2, resalta la importante disminución de la tecnología a base de carbón mineral en la generación (Carboeléctrica), pasando de 35,371 GWh (13% de la generación anual) en 2010 a tan solo 12,968 GWh (<4% de generación anual) en 2024. Caso contrario a la energía solar fotovoltaica que inició el periodo sin generación inyectada a la red, y en 2024 ya representa un 5.3% (18,640 GWh); y la energía eólica que participa con un 5.7% (19,987 GWh). Lo anterior representa un cambio tecnológico en la matriz de generación nacional hacia el aprovechamiento de fuentes renovables de energía como el sol y el viento.

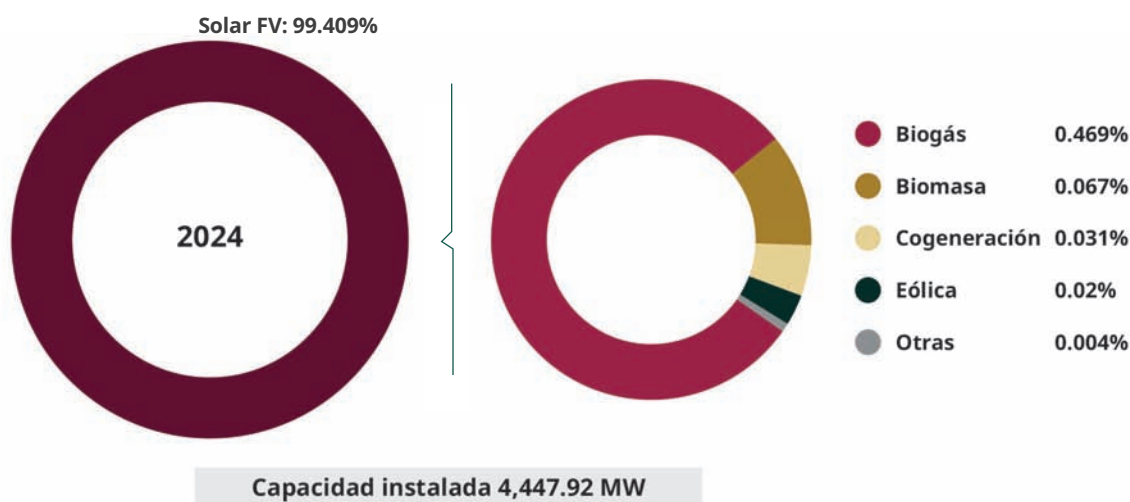
2.2.3. Generación Distribuida

Se define como la energía proveniente de Centrales Eléctricas que no requieren permisos para generar energía eléctrica y se encuentran interconectadas a un circuito con alta concentración de Centros de Carga, la GD se ha convertido, en los últimos 15 años, en un factor clave que introduce tecnologías limpias, nuevos actores y modelos de negocio al sector eléctrico, que impulsan la descentralización.

Los sistemas GD se caracterizan por ser de pequeña escala; en la regulación actual se establece una capacidad máxima de menos de 0.7 MW (artículo 25 de la Ley del Sector Eléctrico), y son utilizados comúnmente para satisfacer las necesidades del sitio en donde se instalan.

En 2024, la capacidad instalada acumulada de GD registró 4,449.79 MW como se muestra en la Figura 2.9. La tecnología solar fotovoltaica (FV) tiene una concentración de más del 99.4%.

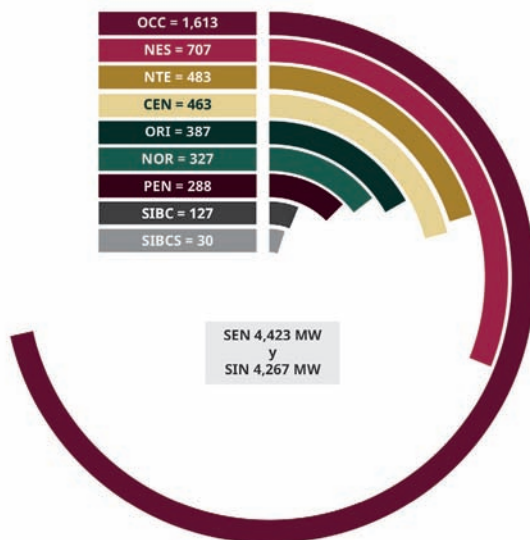
Figura 2.9. Distribución de la capacidad instalada de Generación Distribuida del SEN en 2024



Fuente: Elaboración SENER con información de CNE

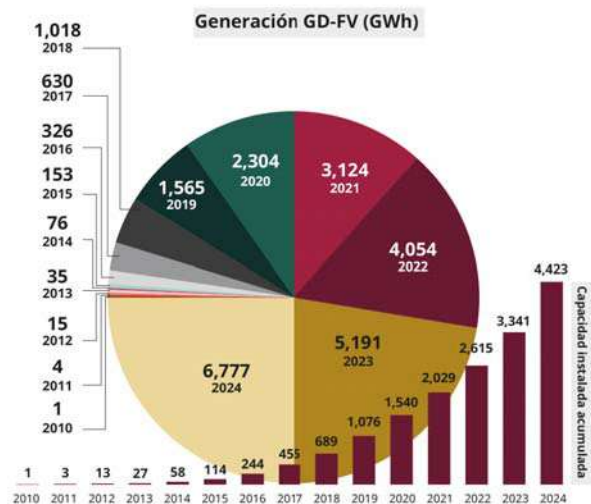
En 2024 la Generación Distribuida con tecnología fotovoltaica (GD-FV) del SEN alcanzó más de 405 mil contratos⁶ que ascienden a una capacidad instalada acumulada de 4,423 MW, con una producción de energía eléctrica de 6,777 GWh. En la Figura 2.10 se muestra la capacidad acumulada a 2024, siendo la GCR Occidental la que concentra el 36.5% de la capacidad instalada, seguida del Noreste, con 16%; mientras que los Sistemas Interconectados de Baja California acumulan sólo el 3.5%, lo cual puede deberse a su menor extensión territorial.

Figura 2.10. Capacidad instalada de GD-FV por GCR en 2024



Fuente: Elaboración SENER con información de CNE

Figura 2.11. Capacidad instalada y generación aportada de GD-FV en 2024



Fuente: Elaboración SENER con información de CNE, el CENACE y CFE.

En la Figura 2.11 se muestra la evolución histórica de la capacidad instalada acumulada del SEN en el periodo 2010 — 2024, así como la estimación de generación producida en el mismo periodo (<25,000 GWh acumulados 2010 — 2024). Se observa un comportamiento exponencial en el crecimiento de la capacidad instalada, pasando de sólo un estimado de 1 MW en 2010 a 4,423 MW en 2024.

⁶ Fuente: CFE Distribución

2.3. Evolución de la infraestructura de transmisión y distribución

El SEN está constituido por Redes Eléctricas en diferentes niveles de tensión:

- RNT: Sistema integrado por las Redes Eléctricas que se utilizan para transportar energía eléctrica a las RGD y a las personas usuarias finales que por las características de sus instalaciones lo requieran, así como las interconexiones a los Sistemas Eléctricos extranjeros que determine la SENER. Incluye las tensiones iguales o mayores a 69 kV.
- RGD: Redes Eléctricas que se utilizan para distribuir energía eléctrica al público en general; están integradas por las Redes Eléctricas en media tensión, cuyo Suministro Eléctrico ocurre a niveles mayores a 1 kV y menores a 69 kV, así como las Redes Eléctricas en baja tensión en las cuales el Suministro Eléctrico es igual o menor a 1 kV.
- Redes Particulares: Redes Eléctricas que no forman parte de la RNT o de las RGD.

La red cuenta al año 2024 con 56,720 kilómetros de líneas de transmisión con niveles de tensión de 161 kV hasta 400 kV y 54,418 kilómetros con niveles de tensión desde 69 kV hasta 138 kV. Por lo que respecta a la capacidad de transformación, la RNT cuenta con 116,625 bancos de transformación, mientras que las RGD cuentan con 81,504 bancos de transformación, al cierre del año 2024.

En la Tabla 2.3 se muestra la evolución de los kilómetros de líneas de transmisión desde niveles de tensión de 69 kV hasta 400 kV.



Líneas de transmisión. Alto Lucero de Gutiérrez Barrios, Veracruz.

Tabla 2.3. Evolución de longitud de líneas de Transmisión por nivel de tensión 2010- 2024

km	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
400 kV	22,272	22,880	24,018	24,026	24,031	24,697	24,714	24,746	25,455	25,921	26,097	26,098	26,125	26,135	26,451
230 kV	27,317	26,867	27,924	28,240	28,785	28,518	28,566	29,096	29,115	29,425	29,722	29,723	29,743	29,743	29,749
161 kV	549	549	549	550	550	522	523	519	519	519	519	521	521	531	520
Transmisión 161 a 400 kV	50,137	50,295	52,490	52,816	53,366	53,737	53,803	54,361	55,089	55,865	56,338	56,342	56,389	56,409	56,720
138 kV	156	156	156	156	156	156	132	1,691	1,779	1,779	1,620	1,620	1,620	1,620	1,603
115 kV	5,472	5,467	5,464	5,396	5,533	5,596	5,644	47,853	48,009	48,994	48,456	48,496	48,584	48,725	48,717
85 kV								795	795	795	1,747	1,756	1,757	1,757	1,764
69 kV	27	27	27	27	27	27	27	2,343	2,343	2,353	2,335	2,335	2,335	2,335	2,335
Transmisión 69 a 138 kV	5,655	5,650	5,648	5,580	5,716	5,779	5,803	52,682	52,926	53,921	54,158	54,207	54,296	54,437	54,418

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE y CFE

En la Tabla 2.4, se presenta la evolución de la capacidad de transformación en MVA de la RNT y las RGD pertenecientes al MEM.

Tabla 2.4. Capacidad de transformación en la RNT y RGD de 2010-2024

MVA	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Bancos de transformación de la RNT	154,917	156,649	159,969	161,485	163,325	166,140	169,382	109,591	113,143	114,707	114,807	114,807	116,082	113,688	116,625
Bancos de transformación de las RGD del MEM							66,613	71,749	72,662	74,007	75,192	76,331	77,056	79,812	81,504

Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE y CFE

2.4. Evolución de la red nacional de gasoductos

La generación de energía eléctrica a partir de tecnologías con funcionamiento basado en el consumo de gas natural (principalmente Turbogás y Ciclo Combinado) ha tomado relevancia en el contexto nacional. Con una TMCA de 3.1% en la generación eléctrica de estas dos tecnologías durante el periodo 2010-2024 (ver Tabla 2.2), se ha tenido que construir y adaptar la infraestructura para ello. En esta sección se reporta la infraestructura existente para abastecer el combustible necesario para la generación de energía eléctrica.

Figura 2.12. Red nacional de gasoductos en 2024



Fuente: Elaboración SENER con información del CENAGAS y la CNE

2.4.1. Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural en México (SISTRANGAS)

La red de transporte de gas natural en México está constituida por 21,149.03 kilómetros de gasoductos, del total de la red de transporte de gas natural en el país, 9,732 kilómetros son del SISTRANGAS, el cual es el único sistema de transporte integrado que opera en México. Dicho Sistema se compone por los siete sistemas de transporte de gas natural, que se observan en la Tabla 2.5; mismos que están interconectados entre sí e integrados para efectos tarifarios.

Tabla 2.5. Sistemas de transporte de gas natural que integran el SISTRANGAS

Sistema	Operador	Longitud (km)
Sistema Nacional de Gasoductos (SNG)	CENAGAS	8,386
Gasoductos de Tamaulipas (GdT)	IEnova	114
Gasoducto del Bajío (GdB)	Engie	204
Gasoducto de Zacatecas (Gas Natural del Noroeste, GNN)	SIMSA	173
Los Ramones, Fase I (Gasoductos del Noreste, GdN)	IEnova	116
Los Ramones, Fase II – Norte (TAG Pipelines Norte, TPN)	IEnova	447
Los Ramones, FASE II – Sur (TAG Pipelines Sur, TS)	Engie	292

Fuente: Elaboración SENER con información del CENAGAS

El SISTRANGAS tiene cobertura en 20 entidades federativas, brindando sus servicios a numerosos usuarios de los sectores industrial, eléctrico, distribución y petrolero, para lo cual el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) funge como el sistema central.

Por otro lado, tanto el SNG como el Sistema Naco Hermosillo (SNH), que no está integrado al SISTRANGAS, suman un total de 8,741 km, y son infraestructura de la que el Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS) es titular como persona Permisionaria y en la que presta los servicios de transporte desde el 2015, año en el que la infraestructura y los permisos fueron transferidos por PEMEX al CENAGAS, derivado de los cambios en la legislación en materia energética de 2013.

Así, del 2015 a la fecha, no ha habido una variación significativa de la longitud de los sistemas que opera y gestiona CENAGAS. Sin embargo, se han desarrollado proyectos e interconexiones que optimizan la capacidad del SISTRANGAS, brindando flexibilidad operativa y redundancia, entre los cuales se destacan los siguientes:

- 2017- 2019: Rehabilitación de la Estación de Compresión de Cempoala;
- 2019: Interconexión entre el Gasoducto Marino Sur de Texas-Tuxpan y el SNG;
- 2020: Repotenciación y rehabilitación del tramo Valtierra-Lázaro Cárdenas, en la Estación de Compresión Pátzcuaro;
- 2020: Interconexión entre el Gasoducto de Zapotlanejo y el SNG;

- 2020: Interconexión entre el Gasoducto Mayakán y el SNG;
- 2021: Interconexión entre Energía Occidente de México (EOM) y el SNG;
- 2023-2024: Rehabilitación las Estaciones de Compresión Jáltipan, Medias Aguas y Donají;
- 2023-2025: Gasoducto Libramiento Reynosa.

El SISTRANGAS constituye una red importante de abastecimiento de gas natural para las centrales de generación eléctrica en México. Entre el 2013 y el 2024, el sector eléctrico ha sido el mayor consumidor de gas natural dentro del Sistema, reflejando la creciente relevancia de las centrales de ciclo combinado y de turbogás en la matriz energética nacional. Durante este periodo, un total de 53 centrales eléctricas estuvieron conectadas al SISTRANGAS, predominando las plantas de ciclo combinado, aunque también se incluyeron centrales termoeléctricas convencionales y de turbogás.

Al analizar la serie histórica de la Figura 2.13, se observa que entre el 2013 y el 2024 el consumo promedio de gas natural del sector eléctrico a través del SISTRANGAS se ubicó en 2,022.3 MMpcd, teniendo una TMCA de -0.74% atribuida principalmente a una mayor eficiencia en las centrales de generación, la variabilidad de la demanda eléctrica y el desplazamiento a otras fuentes de suministro y transporte de gas natural en determinadas regiones.

A lo largo de este tiempo, algunas centrales eléctricas relevantes fueron desconectadas del SISTRANGAS, ya sea de manera parcial o definitiva. Entre las más destacadas se encuentran: CC Chihuahua, CC Huinalá, CC Dulces Nombres, CC Sol de Tuxpan V y CC Tamazunchale.



Central de cogeneración. Salamanca, Guanajuato.

Figura 2.13. Consumo histórico de gas natural del sector eléctrico del SISTRANGAS



Fuente: Elaboración SENER con información de CENAGAS

El gas natural es un insumo primordial para la generación eléctrica en México; en ese sentido, el SISTRANGAS ha desempeñado un papel estratégico al garantizar la entrega de combustible a las centrales eléctricas, permitiendo a la vez la transición hacia un parque de generación más eficiente, con menores costos de operación y reducidas emisiones en comparación con el uso de combustóleo o carbón.

2.4.2. Resto de red nacional de ductos

Además del SISTRANGAS, México cuenta con una serie de gasoductos privados que han tenido un papel fundamental en la expansión de la red de transporte de gas natural y no forman parte del sistema integrado. Estos proyectos surgieron en respuesta a la necesidad de atender regiones y sectores industriales específicos que no estaban cubiertos de manera suficiente.

Entre los más relevantes se encuentran:

- Gasoducto Marino Sur de Texas-Tuxpan, desarrollado por Infraestructura Marina del Golfo (TC Energy e IEnova). Con una longitud de 800 km y un diámetro de 42 pulgadas. Inició operaciones en 2019 con capacidad de 2,600 MMpcd. Su construcción marcó un hito al ser el primer gasoducto submarino de gran escala en México, asegurando la importación

directa desde Texas hacia la costa de Veracruz y reforzando el abasto en el centro y sureste del país.

- Gasoducto North Baja – Rosarito (Bajanorte), que enlaza la frontera con Estados Unidos hasta Baja California. El tramo mexicano, de unos 302 km, forma parte de un sistema bi-direccional que permite tanto importación como exportación de gas natural, conectando además con terminales estratégicas como Costa Azul, potenciando el comercio regional de gas natural y gas natural licuado.

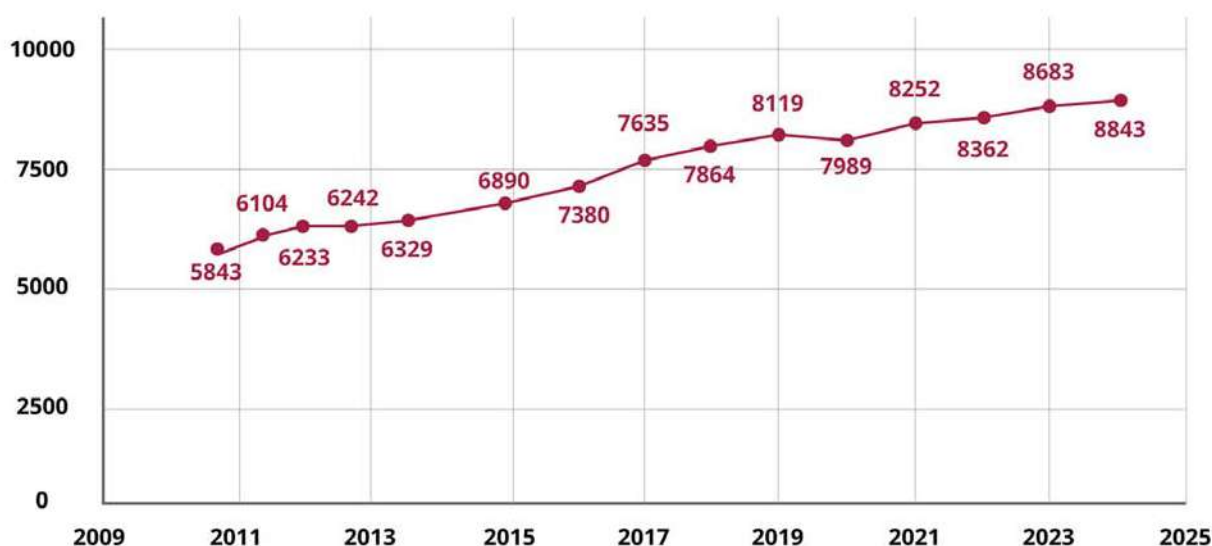
Otros gasoductos privados, como Mayakán (que abastece a la península de Yucatán), Tamazunchale (conexión clave entre San Luis Potosí e Hidalgo) y Samalayuca-Sásabe (que conecta Chihuahua y Sonora), han complementado la red nacional con infraestructura diseñada para responder a necesidades locales, muchas veces asociadas al crecimiento de la demanda eléctrica en ciclos combinados o al fortalecimiento de corredores industriales.

En términos históricos, puede afirmarse que estos gasoductos evolucionaron de proyectos específicos a convertirse en parte de la infraestructura estratégica nacional, fortaleciendo la capacidad del Estado para garantizar el suministro de gas natural en beneficio de la población y de la industria.

2.4.3. Consumo en la red nacional de gasoductos

Entre 2010 y 2024, la demanda de gas natural en la red nacional de gasoductos de México mostró un crecimiento sostenido, pasando de 5,843 MMpcd en 2010 a 8,843 MMpcd en 2024 (Figura 2.14), lo que representa un incremento de más del 50% en poco más de una década. Este comportamiento refleja la creciente importancia del gas natural en la matriz energética nacional, impulsada por la expansión de la infraestructura de transporte y la mayor participación del gas en la generación eléctrica, así como en procesos industriales. Aunque se observan ligeras caídas en 2020 y 2021 asociadas a los efectos de la pandemia y la desaceleración económica, la tendencia general confirma el papel del gas natural como energético estratégico para México.

Figura 2.14. Demanda de gas natural en la red nacional de gasoductos 2010 - 2024



Fuente: Elaboración SENER con información de Petróleos Mexicanos y la EIA

2.5. Evolución de la cobertura nacional del Suministro Eléctrico

En el PND 2025 – 2030 se establece que la justicia energética, además de asegurar un suministro energético seguro, eficiente y asequible para toda la población, debe consolidarse como un eje fundamental del desarrollo nacional. Específicamente en la Estrategia 4.4.1 del objetivo 4.4 consiste en desarrollar esquemas que amplíen el acceso a la energía en comunidades y regiones con pobreza energética, garantizando un suministro eléctrico confiable, asequible y sustentable (Gobierno de México, 2025).

La pobreza energética es un concepto cuya definición jurídica se ha incluido por primera vez en un marco legal. La nueva LPTE incorpora la atención a los principios de justicia energética mediante mecanismos eficientes y sustentables para reducir la pobreza energética y dotar de infraestructura a la población para satisfacer sus necesidades energéticas básicas, define a la pobreza energética como la situación que ocurre cuando en una vivienda no se alcanza a satisfacer una o más necesidades energéticas básicas, como son el calentamiento de agua, cocción y conservación de alimentos e iluminación; debido a sus condiciones de ingresos y carencias sociales.

Con el marco normativo que brinda la LPTE se permite, por primera vez, la realización de acciones y estrategias sociales orientadas a reducir la pobreza energética y las desigualdades sociales y de género en el acceso y uso de la energía. El propósito final es impulsar al desarrollo regional y la prosperidad compartida, bajo principios de justicia energética.

En concordancia con y la LPTE y la LSE, publicadas el 18 de marzo de 2025, tiene la finalidad de promover las acciones en materia de justicia energética y establece que través del Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE) se financiarán dichas acciones de justicia energética priorizando la electrificación en las comunidades rurales, zonas urbanas marginadas y el suministro eléctrico a personas y comunidades en condiciones de vulnerabilidad o pobreza energética; así como, instrumentar programas de justicia energética con apoyos focalizados que tengan como objeto coadyuvar con el suministro energético adecuado y oportuno, a precios asequibles, en zonas rurales, zonas urbanas marginadas y personas en condiciones de vulnerabilidad o pobreza energética.

De esta manera, el sector eléctrico diseña e implementa estrategias orientadas a mitigar la pobreza energética, incorporándose como una meta prioritaria en los instrumentos de planeación, con indicadores de cumplimiento que permiten dar seguimiento y evaluar los avances. Asimismo, la aplicación de planes y programas de justicia energética se orienta de manera directa a la reducción de la pobreza energética, lo que fomenta el desarrollo de estándares de competencia y promueve acciones que contribuyen al logro de los objetivos y metas nacionales en materia de justicia y pobreza energética.

Para describir la cobertura eléctrica del servicio eléctrico, a continuación se presentan las particularidades que caracterizan cada GCR y Sistema Interconectado, a través de los principales indicadores económicos y demográficos que influyen en el consumo de la energía eléctrica.

2.5.1. GCR Central

La GCR Central ocupa aproximadamente el 3.8% del territorio nacional. En 2024, concentró el 24.8% de la población (32.8 millones de personas) y atendió al 21.2% de las personas usuarias finales de energía eléctrica. Su consumo per cápita de energía se estima en 1,777 kWh/habitante. Sus principales Centros de Carga se encuentran en la industria de la construcción (cementerías), industria del acero, el Sistema de Transporte Colectivo-Metro, armadoras automotrices, refinería de Miguel Hidalgo (Tula) y las plantas de bombeo Cutzamala.

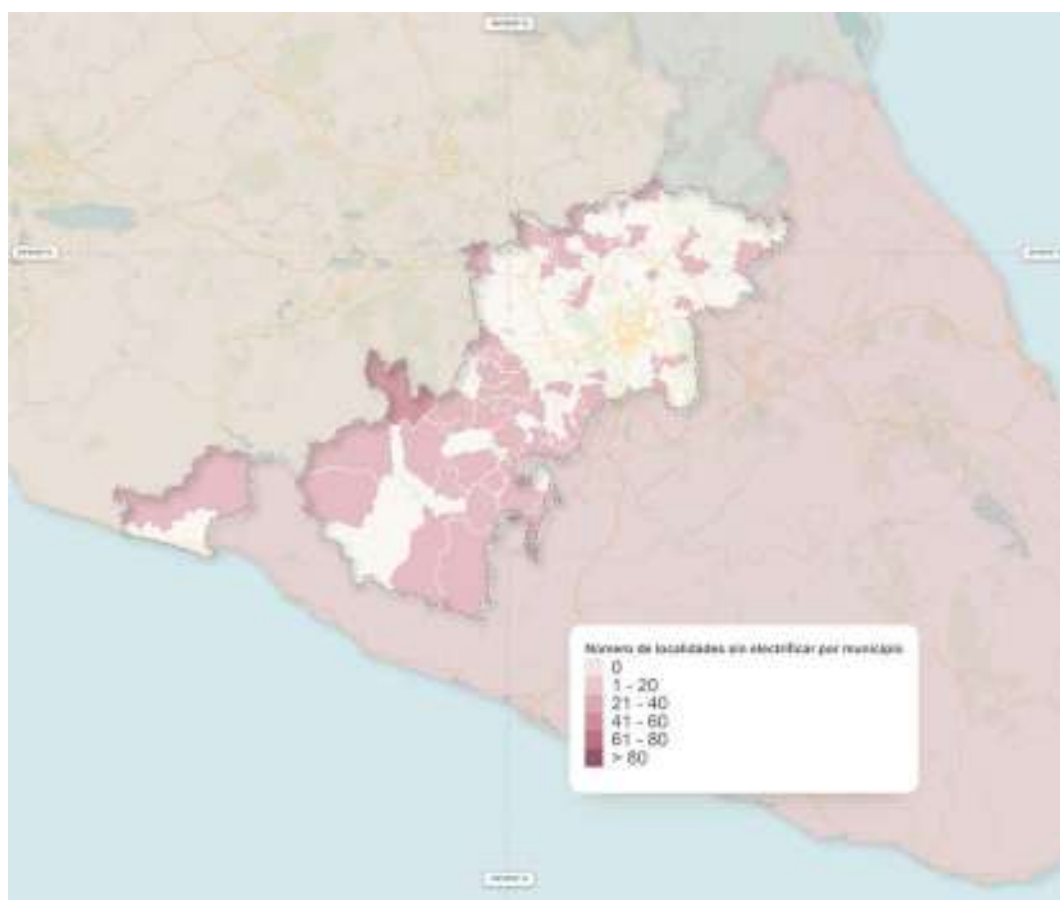
La GCR Central se divide en tres regiones: Valle de México Norte, Valle de México Centro y

Valle de México Sur, las cuales representaron el 39.4%, 18.9% y 41.6%, respectivamente de la demanda máxima de esta GCR, para 2024. Al interior de la región Valle de México Norte destaca la zona Cuautitlán como la que concentra la mayor proporción de la demanda máxima (17.1%), seguido de Tula (12.5%) y Azteca (11.9%). Las zonas con mayor crecimiento entre 2023 y 2024 fueron Pachuca y Tula con un alza de 8.0% y 5.4%, respectivamente.

En la región Valle de México Centro, la zona Polanco y Chapingo abarcaron en conjunto el 42.2% de la demanda máxima. El mayor crecimiento durante 2024 lo registró la zona Polanco con una tasa anual de 8.0%. En lo que respecta a la región Valle de México Sur, la zona Lázaro Cárdenas destaca porque, además de concentrar el 20.1% de la demanda máxima también tuvo la tasa de crecimiento anual más elevada de la región durante 2024 con 4.3%.

En la GCR Central hay 212 localidades que no están electrificadas, repartidas en los estados de Guerrero, Hidalgo, México, Michoacán y Puebla, como se muestra en la Figura 2.15.

Figura 2.15. Municipios con localidades sin electrificar en la GCR Central



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE y CFE



Refinería Miguel Hidalgo. Tula, Hidalgo.

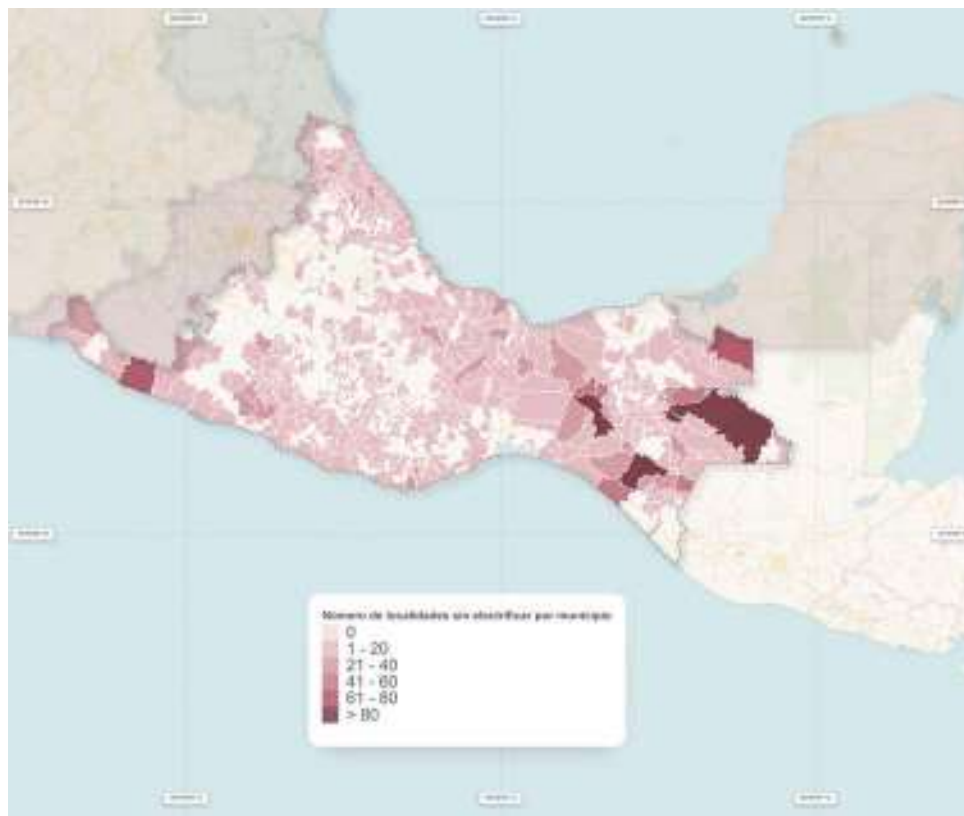
2.5.2. GCR Oriental

La GCR Oriental ocupa el 18.5% del territorio nacional aproximadamente, concentrando en 2024 el 25.7% de la población (34.1 millones de personas) y atendió al 25.3% de las personas usuarias finales con un consumo per cápita de 1,680 kWh/habitante. Los principales Centros de Carga se encuentran en las industrias siderúrgica, petroquímica y del plástico, cementera y automotriz, además de la minería. Estas empresas están localizadas principalmente en los estados de Veracruz, Puebla, Tlaxcala y Guerrero.

Para el análisis de la demanda máxima, la GCR Oriental se divide en cuatro regiones. Durante 2024, la región Oriente representó el 35.8%, la Sureste el 29.9%, la Centro Oriente el 21.6% y la Centrosur el 12.7%. Al interior de éstas, en la región Oriente, la zona Coatzacoalcos presentó la mayor concentración de demanda con 28.8% y un crecimiento anual de 6.3%, solo después de la zona Tuxtla con 6.4 %. En las regiones Sureste, Centro Oriente y Centro Sur, las zonas más representativas en cuanto a demanda son: Villahermosa (25.4%), Puebla (42.6%) y Acapulco (29.1%). En cuanto al crecimiento anual registrado durante 2024, destacan las zonas Oaxaca con 8.2% de la región Sureste, la zona San Martín con 5.7 % en la región Centro Oriente y la zona Chilpancingo con 12%, ésta última pertenece a la región Centro Sur.

En la GCR Oriental hay 4,160 localidades que no están electrificadas que están distribuidas en los estados de Chiapas, Guerrero, Morelos, Oaxaca, Puebla, Tabasco, Tlaxcala y Veracruz, como se muestra en la Figura 2.16.

Figura 2.16. Municipios con localidades sin electrificar en la GCR Oriental



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE y CFE

2.5.3. GCR Occidental

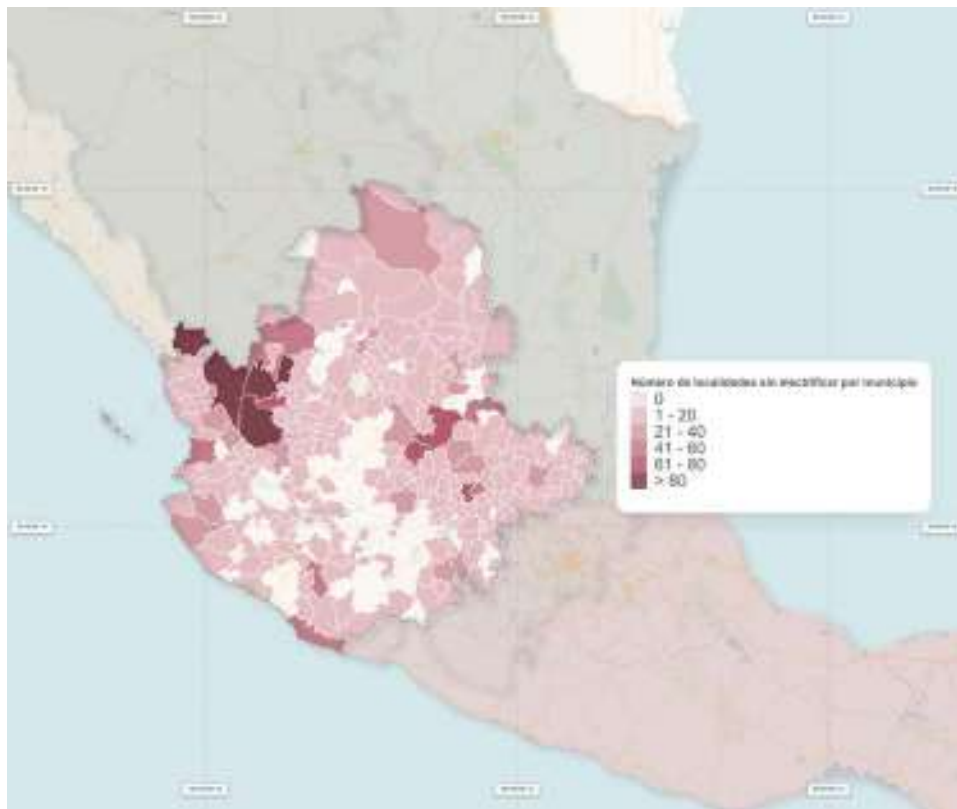
La GCR Occidental ocupa aproximadamente el 15% del territorio nacional y, durante 2024, se estima que albergó al 21.3% de la población (28.2 millones de personas). En ese mismo año, la GCR Occidental atendió al 24.2% de las personas usuarias finales mientras que, su consumo per cápita de energía eléctrica resultó de 2,709 kWh/habitante. Los principales Centros de Carga se presentan en las industrias siderúrgica, minera, cementera, automotriz e industrias conexas, las cuales se localizan principalmente en los estados de Jalisco, Guanajuato, Querétaro, Aguascalientes, Zacatecas y San Luis Potosí.

Al igual que la GCR Central, la GCR Occidental también se divide en tres regiones. La región Jalisco representó el 28.6% de la demanda máxima integrada mientras que, las regiones Bajío y Centro Occidente, el 59.9% y 11.5%, respectivamente.

En la Región Jalisco, la zona Metropolitana Hidalgo concentró el 17.3% de la demanda máxima, mientras que la zona que registró el mayor crecimiento fue Los Altos con una tasa anual de 7.2%. En el Bajío, la zona San Luis Potosí tiene la mayor concentración de demanda con 15.6% de la demanda, en tanto que la zona de mayor crecimiento fue Salamanca con 6.4%. En la región Centro Occidente, la zona Colima participa con el 30.3% de la demanda máxima. Por otro lado, la zona Apatzingán registró la tasa de crecimiento anual más alta con 3.0% durante 2024.

En la GCR Occidental hay 3,010 localidades que no están electrificadas que están distribuidas en los estados de Aguascalientes, Colima, Guanajuato, Hidalgo, Jalisco, Michoacán, Nayarit, Querétaro, San Luis Potosí y Zacatecas, distribuidos como se muestra en la Figura 2.17.

Figura 2.17. Municipios con localidades sin electrificar en la GCR Occidental



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE y CFE

2.5.4. GCR Noroeste

La GCR Noroeste ocupa alrededor de 12.1% del territorio nacional. En 2024, sus habitantes ascendieron a 6.3 millones de personas aproximadamente, lo que representa cerca del 4.7% de la población del país. En ese año, la GCR Noroeste atendió al 4.7% de las personas usuarias finales, con un consumo per cápita de 4,487 kWh por habitante. Los principales centros de carga se presentan en las industrias minera, cementera y automotriz, localizadas en las zonas Cananea, Hermosillo y Caborca.

La zona Hermosillo es la que representa el porcentaje más alto de participación en la demanda de esta GCR con 21.3%, seguida de Culiacán y Cananea Nacozari con 16.5% y 9.5%, respectivamente. Durante 2024, la zona con mayor crecimiento fue Agrícola Hermosillo con 3.5%.

En la GCR Noroeste hay 617 localidades que no están electrificadas que están distribuidas en los estados de Sinaloa y Sonora, como se muestra en la Figura 2.18.

Figura 2.18. Municipios con localidades sin electrificar en la GCR Noroeste



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE y CFE

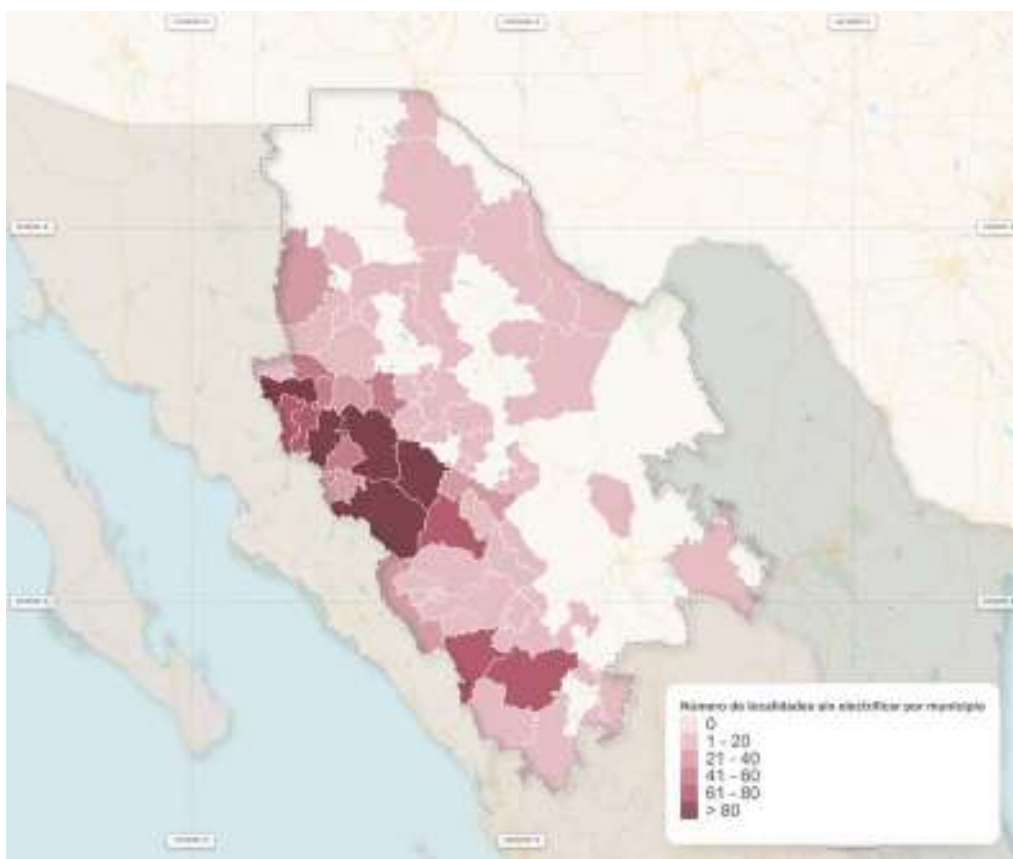
2.5.5. GCR Norte

La GCR Norte ocupa alrededor del 21.2% del territorio nacional. En 2024, sus habitantes ascendieron cerca de 6.9 millones de personas, lo que representa el 5.2% de la población del país. En ese año, la GCR Norte atendió al 5% de las personas usuarias finales del servicio de energía eléctrica con un consumo per cápita de 4,604 kWh por habitante.

Los principales Centros de Carga se agrupan en las industrias minera y metalúrgica, industria cementera, madera y papel, manufactura y agrícola. La zona Torreón es la que representa el porcentaje más alto de participación en la demanda en la GCR NTE con 24%, seguida de Ciudad Juárez con 21.9%. Las zonas que registraron el crecimiento anual más alto fueron: Casas Grandes y Durango con 5.8% y 4.9%, respectivamente.

En la GCR Norte hay 2,357 localidades que no están electrificadas que están distribuidas en los estados Chihuahua, Coahuila, Durango y Zacatecas, como se muestra en la Figura 2.19.

Figura 2.19. Municipios con localidades sin electrificar en la GCR Norte



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE y CFE

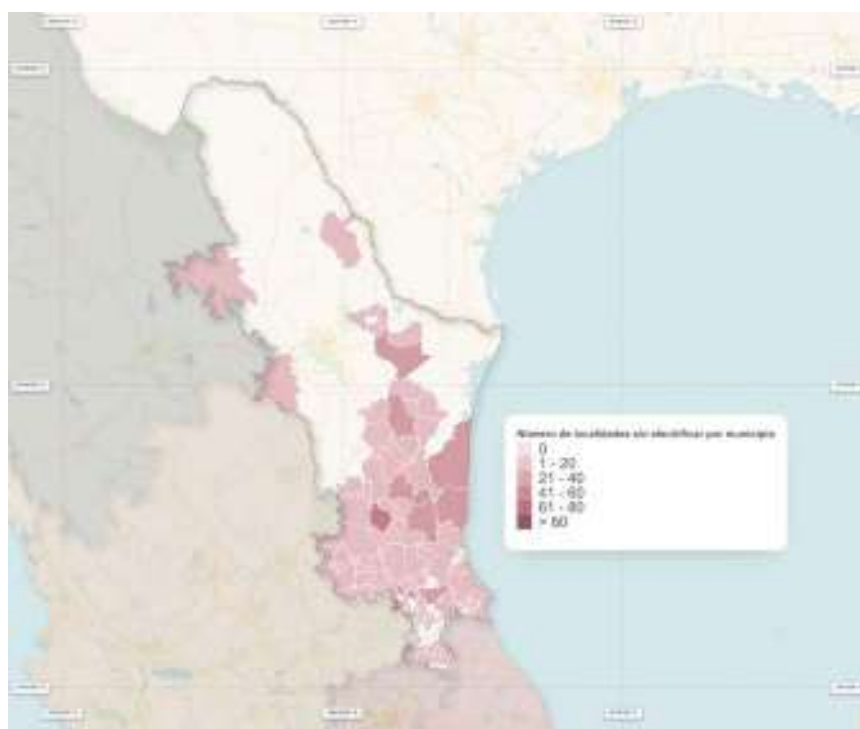
2.5.6. GCR Noreste

La GCR Noreste ocupa el 14.8% del territorio nacional, aproximadamente. En 2024, sus habitantes ascendieron cerca de 13.6 millones de personas, es decir, el 10.3% de la población del país. En 2024, la GCR NES atendió al 10.7% de las personas usuarias finales del servicio de energía eléctrica con un consumo de energía eléctrica per cápita de 4,640 kWh por habitante, siendo la GCR con el mayor consumo. Los principales Centros de Carga se concentran en las industrias siderúrgica, minera y de refinación de petróleo localizadas en las zonas Monterrey, Monclova, Concepción del Oro y Tampico.

La zona Monterrey representa casi la mitad de la demanda máxima en la GCR Noreste con 47.4%, le siguen Saltillo con 9.7%, Reynosa y Tampico con 8% cada una. Las zonas que registraron la tasa de crecimiento anual más alta durante 2024 fueron Cerralvo con un incremento cercano al 13%, Nueva Rosita con 9.6% y Río Verde con 5.6%.

En la GCR Noreste hay 767 localidades que no están electrificadas que están distribuidas en los estados Coahuila, Hidalgo, Nuevo León, San Luis Potosí, Tamaulipas y Veracruz, distribuidos, como se muestra en la Figura 2.20.

Figura 2.20. Municipios con localidades sin electrificar en la GCR Noreste



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE y CFE

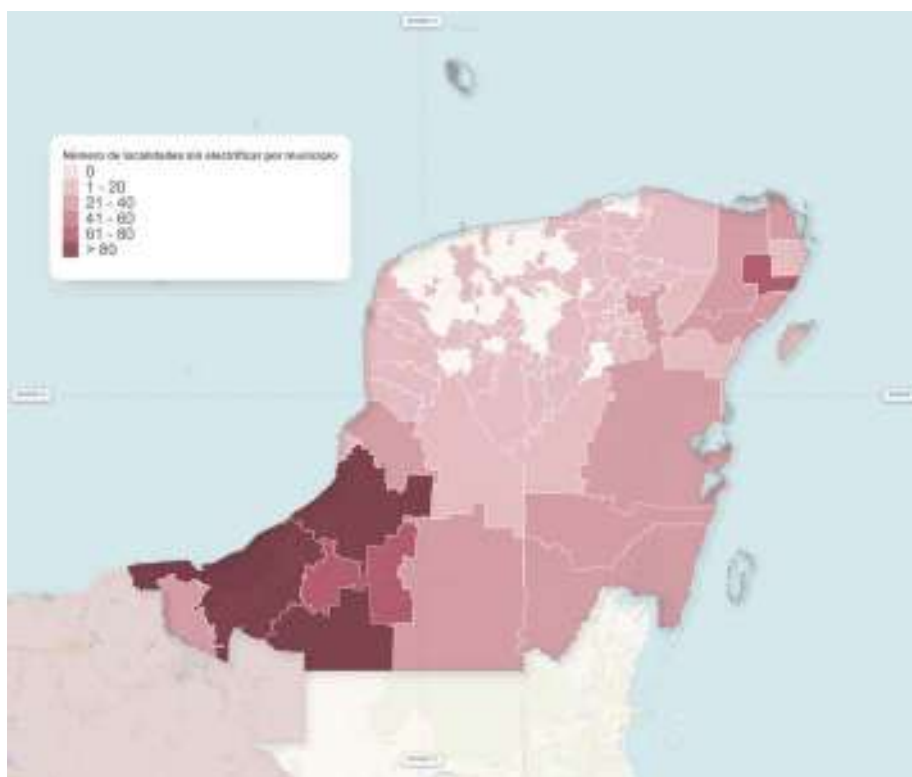
2.5.7. GCR Peninsular

La GCR Peninsular ocupa el 7.2% del territorio nacional aproximadamente. Se estima que, en 2024, la población de esta GCR ascendió a 5.5 millones de personas, es decir, el 4.2% del total de los habitantes. Esta GCR atendió al 4.6% de las personas usuarias finales mientras que, su consumo de energía eléctrica per cápita resultó de 3,038 kWh por habitante. Los principales Centros de Carga provienen de la industria del turismo además de una cementera, una procesadora de aceites y semillas, así como una embotelladora de cervezas.

La zona Mérida representa el 30.3% de la demanda máxima en la GCR Peninsular, seguida por Cancún en menor porcentaje con un 25.1% y Riviera Maya con 15.8%. Las zonas que registraron la tasa de crecimiento anual más alta durante 2024 fueron Ticul con 24.6%, Campeche con 9.6% y Motul con 8.6%.

En la GCR Peninsular hay 1,001 localidades que no están electrificadas que están distribuidas en los estados Campeche, Quintana Roo y Yucatán, como se muestra en la Figura 2.21.

Figura 2.21. Municipios con localidades sin electrificar en la GCR Peninsular



Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE y CFE

2.5.8. GCR de Baja California

La GCR de Baja California, opera el SIBC, el SIBCS, y el SIMUL. El SIBC ocupa el 3.6% del territorio nacional aproximadamente. En 2024, la población representó cerca de 3.1%, esto es, 4.1 millones de personas. Este Sistema atendió al 3.5% de las personas usuarias finales, con un consumo per cápita de energía eléctrica de 4,139 kWh por habitante. Los principales Centros de Carga pertenecen a las industrias siderúrgica, vidriera, plantas de bombeo de agua, aeroespacial, fabricación de rines de aluminio, automotriz, cementera y minera, y están localizadas en las zonas Mexicali, Tijuana y Ensenada.

En el SIBC, la zona Mexicali representa casi la mitad de la demanda máxima (48.8%), seguido por Tijuana-Tecate con 32.0%. Las zonas que registraron la tasa de crecimiento anual más alta durante 2024 también fueron Tijuana-Tecate y Mexicali con 3.7% y 3.1%, respectivamente.

Los SIBCS y SIMUL en conjunto abarcan aproximadamente el 3.8% del territorio nacional. En 2024, su población representó cerca del 0.7%, lo cual equivale a 0.9 millones de personas. El Sistema atendió al 0.8% de las personas usuarias finales, con un consumo per cápita de energía eléctrica de 3,941 kWh por habitante.

El SIBCS representa el 95.3% de la demanda máxima mientras que el SIMUL el 4.7% restante. El primero registró una tasa de crecimiento anual durante 2024 de 3.2% mientras que, el segundo, de 1.4%. Las zonas de mayor crecimiento fueron Los Cabos con 4.2% y Santa Rosalía con 2.4%.

En la GCR de Baja California hay 1,056 localidades que no están electrificadas que están distribuidas en los estados Baja California, Baja California Sur y Sonora, como se muestra en la Figura 2.22.

Figura 2.22. Municipios con localidades sin electrificar en la GCR de Baja California



Fuente: Elaboración SENER con información de CENACE y CFE

2.5.9. Fondo del Servicio Universal Eléctrico

El Fondo del Servicio Universal Eléctrico, ahora FSUE, se integra con el excedente de ingresos que resultan de la gestión de las pérdidas técnicas en el MEM según los términos de las Reglas del Mercado, es la herramienta principal con la que cuenta el Gobierno de México para cumplir con los objetivos nacionales de electrificación y acceso universal, especialmente en comunidades rurales y zonas urbanas marginadas que aún no cuentan con el suministro eléctrico.

Para dotar de suministro eléctrico a comunidades rurales o zonas urbanas marginadas, la acción de electrificación se deberá realizar preferentemente mediante la extensión de dicha red para aquellas que se encuentren a menos de 5 km de la red eléctrica de distribución. En caso de que la comunidad o zona urbana marginada no se encuentre cerca de la red eléctrica de distribución, se deberá implementar la solución técnica más viable, dando prioridad a

aquella basada en fuentes de energías limpias y entre estas, las que generen un menor costo para los involucrados.

Al cierre del 2024, se construyeron 11,122 obras de electrificación convenidas entre SENER y CFE, a través del apoyo del FSUE, con una inversión de 8,284 millones de pesos, beneficiando a 700,000 habitantes en los 32 estados del país. Contribuyendo a que la cobertura de suministro eléctrico en México alcance al 99.73% de la población, brindando además, un servicio confiable, continuo y de calidad. Sin embargo, aún están pendientes por electrificar a 468,150 habitantes.

Para 2025, se tiene programado construir 4,373 acciones de electrificación financiados por el FSUE, y con el apoyo del INPI, por una inversión de 2,402 millones de pesos, para beneficiar a 212,860 habitantes a través de 3,193 obras de extensión de red y la instalación de 1,180 SFV aislados.

2.6. Evolución de las tarifas de electricidad

2.6.1. Tarifas Reguladas

Las tarifas reguladas son precios determinados por la autoridad para servicios de electricidad, que son aplicadas a las personas usuarias finales, suministradores y centrales de generación, se establecen con base en los costos de generación, transmisión y distribución, más un margen razonable para asegurar la eficiencia del servicio.

Las tarifas reguladas para los servicios de transmisión, distribución y operación del CENACE, así como el cargo de los Servicios Conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista (SCnMEM), son determinadas por la CNE⁷ y validadas por la SENER.

Durante el periodo de 2019 y 2024, las tarifas para transmisión, distribución y operación del CENACE y de los Servicios Conexos se mantuvieron por debajo de la tasa de anual de inflación ya que sólo aumentaron en promedio anual 1.7%, 1.8%, -2.0% y 2.3%, respectivamente (Ver figuras 2.23, 2.24, 2.25 y 2.26). Por otra parte, en este mismo periodo, las tarifas para el servicio de operación de la Suministradora de Servicios Básicos (SSB) disminuyeron, en promedio anual, -2.4% (ver Figura 2.27), por debajo de la inflación promedio al consumidor, 5.0%.

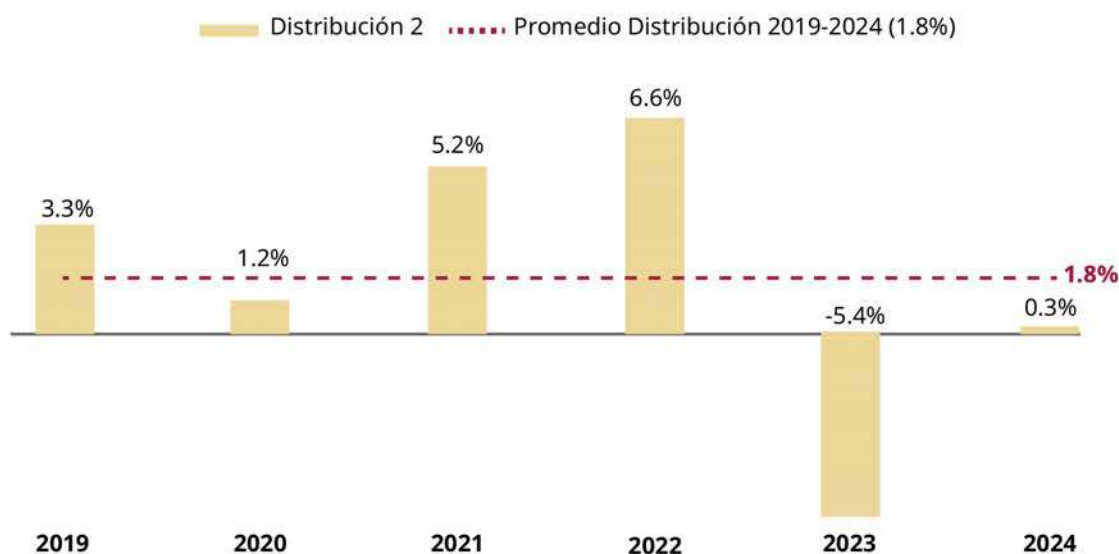
⁷ Antes de marzo de 2025, estas tarifas eran establecidas por la extinta Comisión Reguladora de Energía.

Figura 2.23. Variación promedio anual de las Tarifas Reguladas de transmisión 2019-2024



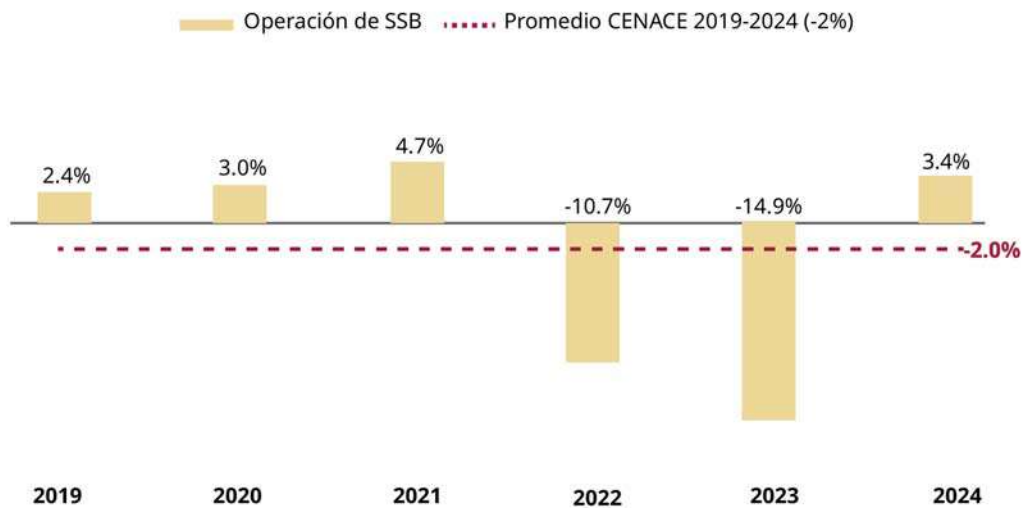
Fuente: Elaboración SENER con información de la CNE

Figura 2.24. Variación promedio anual de las Tarifas Reguladas de distribución 2019-2024



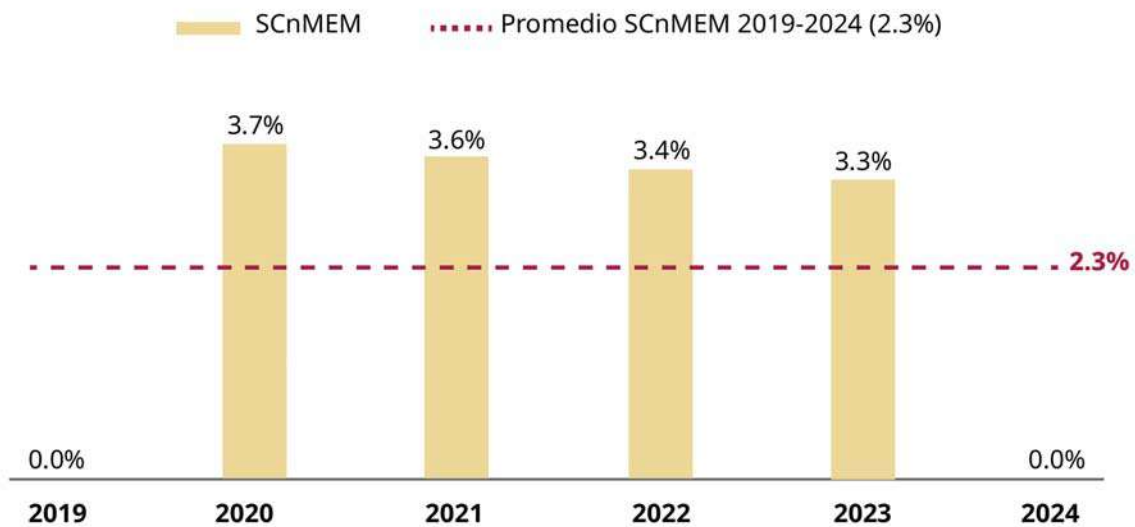
Fuente: Elaboración SENER con información de la CNE

Figura 2.25. Variación promedio anual de las Tarifas Reguladas de operación del CENACE 2019-2024



Fuente: Elaboración SENER con información de la CNE

Figura 2.26. Variación promedio anual de las Tarifas Reguladas de los SCnMEM 2019-2024



Fuente: Elaboración SENER con información de la CNE

Figura 2.27. Variación promedio anual de las Tarifas Reguladas de operación de la SSB 2019-2024



Fuente: Elaboración SENER con información de la CNE

Las tarifas reguladas han permitido a los sujetos regulados obtener ingresos para recuperar los costos eficientes asociados a la prestación de los servicios, así como promover el desarrollo ordenado del sector eléctrico, garantizar la continuidad de los servicios y proteger los intereses de las y los mexicanos como usuarias finales, asegurando un suministro eléctrico confiable, asequible y sostenible.

2.6.2. Tarifas Finales del Suministro Básico

La evolución de las tarifas eléctricas se caracteriza por ajustes periódicos, generalmente anuales y/o estacionales, que reflejan factores como la inflación, los costos de generación y la demanda de energía eléctrica. Algunos de los factores que influyen en la evolución de las tarifas, son los siguientes:

- **Costos de generación:** el precio de los combustibles entre las diferentes tecnologías de generación afecta directamente la tarifa.
- **Costos de transmisión y distribución:** los cargos por transportar energía hasta los consumidores y por su distribución en la red también se integran en la tarifa final.

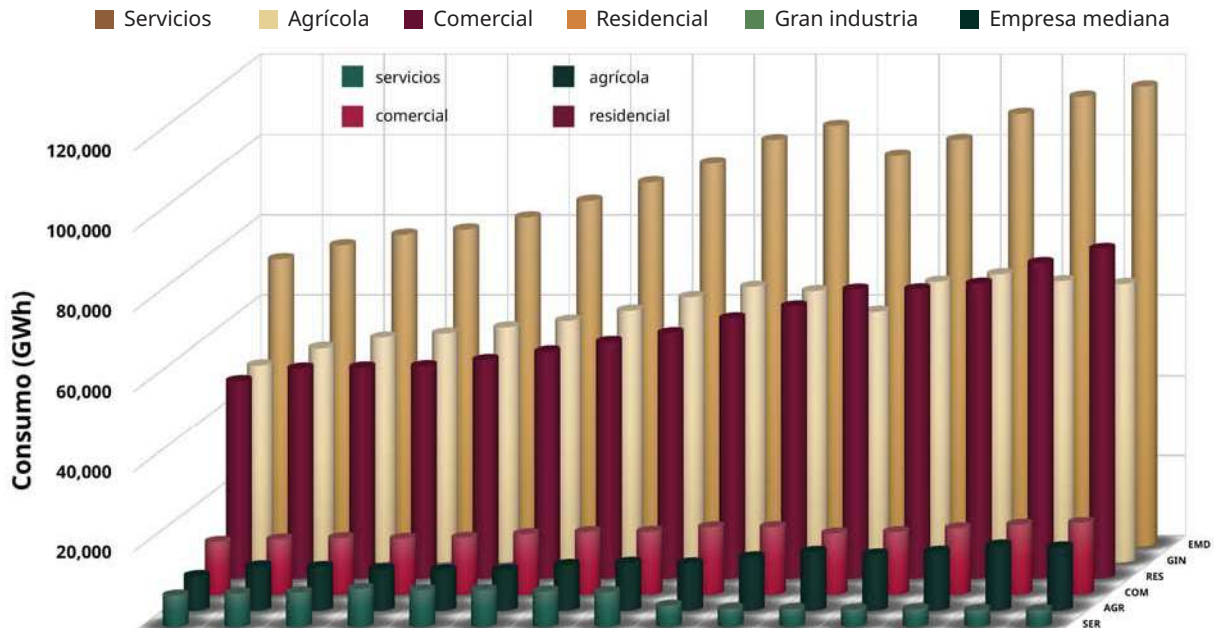
- Regulación y mercado: los ajustes regulatorios y las políticas de mercado, como la liberalización, pueden modificar la estructura de las tarifas, así como de los componentes que la integran.
- Demanda y temporalidad: las variaciones en el consumo, como las olas de calor o temporadas de frío, pueden aumentar las variables de demanda y consumo de energía eléctrica y con ello el precio de las tarifas.
- Pérdidas y costos adicionales: las ineficiencias y las pérdidas en el SEN se trasladan al precio final de las tarifas.

El esquema tarifario de electricidad en México depende del tipo de consumidor: residencial (RES), comercial (COM), servicios (SER), bombeo agrícola (AGR), empresa mediana (EMD) o gran industria (GIN), así como de la ubicación geográfica en la cual se encuentren las instalaciones de los usuarios.

En la Figura 2.28 se puede apreciar la evolución de la participación por sector tarifario en el consumo de energía eléctrica del SEN para el periodo 2010-2024, en donde los sectores tarifarios con mayor crecimiento fueron empresa mediana, agrícola y residencial, con una TMCA de 3.56%, 3.55% y 3.49%, respectivamente. Por el contrario, el sector tarifario con menor TMCA registrada fue el de servicios con -4.26%. El sector tarifario con mayor participación en los últimos 15 años fue el de la empresa mediana con un 30% promedio en el periodo, seguido por los sectores residencial y gran industria, ambos con 20%, mientras que el sector con menor participación fue el de servicios con 2%.

Es notorio que, de 2010 al 2024, el mayor índice de participación fue alcanzado en 2019 por el sector de empresa mediana, antes de la Contingencia Sanitaria por el COVID-19, registrando un 34.5%; mientras que los sectores residencial y agrícola consiguieron su máxima participación en el consumo de energía eléctrica del SEN durante el desarrollo de la Contingencia Sanitaria en 2020, con 23.7% y 5.5%, respectivamente. Por otra parte, el sector de la gran industria presentó su máxima participación en 2014 con 25.67%, mientras que su nivel más bajo corresponde a 2024 con 22.8%.

Figura 2.28. Histórico de consumo anual por sector tarifario 2010-2024

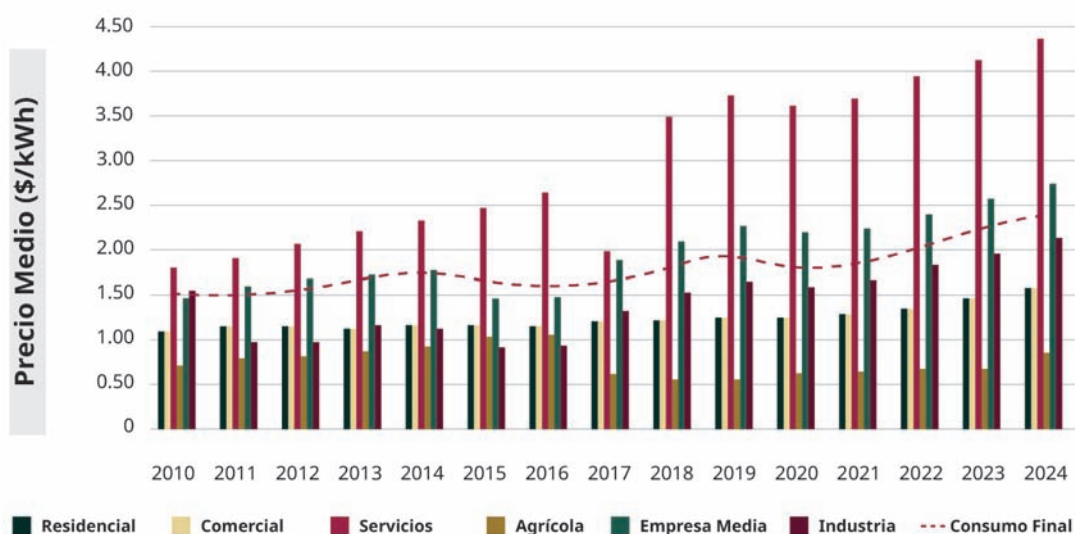


Fuente: Elaboración SENER con información del CENACE y la CNE

El precio medio de la energía eléctrica en México varía por sector tarifario y por zona geográfica. El precio medio de la electricidad es un valor representativo del costo de la energía eléctrica y es un indicador que facilita el seguimiento de la evolución de precios de los diferentes sectores tarifarios vigentes en el SEN. En la Figura 2.29 se muestra la evolución del precio medio de los seis sectores tarifarios del SEN (residencial, comercial, servicios, bombeo agrícola, empresa mediana y gran industria).

El precio medio del consumo final del SEN para el periodo 2010 — 2024 presentó un valor promedio de 1.79 \$/kWh y con una TMCA de 3.43%. Existen tres sectores tarifarios que se mantuvieron por debajo del valor del precio medio del consumo final y estos son: residencial, comercial y agrícola (aunque cabe resaltar que, a partir de 2011, el sector tarifario de la gran industria se colocó por debajo del precio medio del consumo final); por otra parte, el sector servicios siempre ha estado por arriba del valor del precio medio del consumo final.

Figura 2.29. Histórico de precio medio anual por sector tarifario 2010-2024



Fuente: Elaboración SENER con información de CENACE y CNE

Durante el periodo de análisis 2010 - 2024, el sector tarifario con una mayor TMCA fue el sector servicios con 6.439%, seguido por el sector de empresa mediana y gran industria con una TMCA de 5.1% y 4.7%, respectivamente. Destaca el incremento anual del sector servicios en 2018, con un 76.1%, con referencia al año anterior. De manera similar, el sector comercial y el de empresa mediana, aumentaron en 2017 un 38.3% y 27.8%, respectivamente.

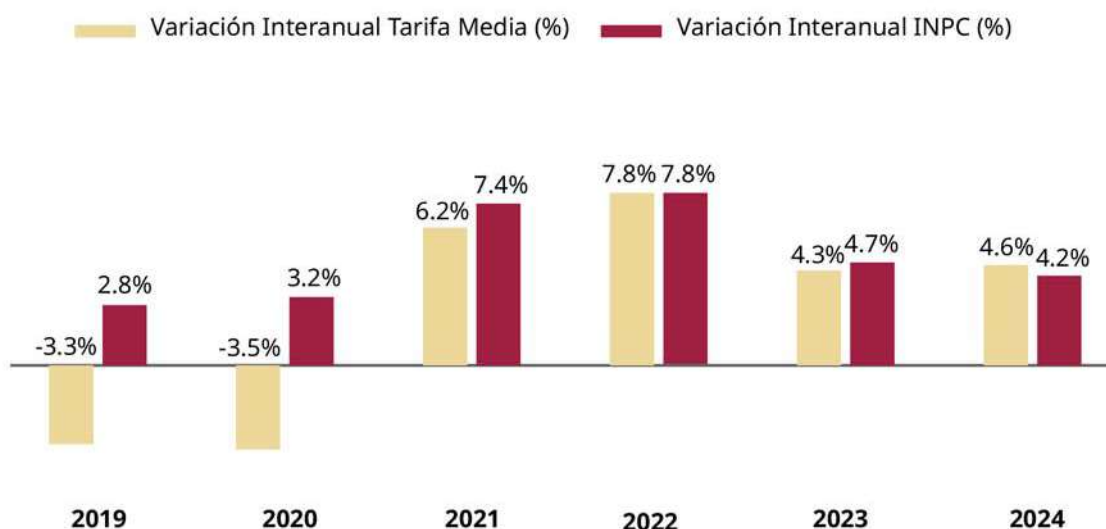
Los tres sectores tarifarios con mayor participación en el consumo de energía eléctrica del SEN presentaron sus valores más bajos de precio medio en 2015 (para el caso de gran industria con 0.91 \$/kWh y empresa mediana con 1.46 \$/kWh) y en 2010 (para el caso del sector residencial con 1.10 \$/kWh). Sin embargo, en 2024 estos tres sectores registraron el valor más alto de precio medio en los últimos quince años: empresa mediana, 2.75 \$/kWh, residencial, 1.58 \$/kWh y gran industria, 2.14 \$/kWh.

Las Tarifas Finales del Suministro Básico determinadas por la CNE, durante el periodo diciembre de 2019 a diciembre de 2024, se estima de tal forma que permita a la CFE obtener los ingresos para recuperar sus costos por la prestación del suministro de energía eléctrica.

La Tarifa Media Nacional estimada por la CNE, que se refiere al cociente entre la facturación y el consumo de energía eléctrica de 1,054 cargos tarifarios en las 17 divisiones de tarifa, ha aumentado en promedio 2.9% de forma anual para los sectores industrial, comercial y servicios del Suministro Básico, cifra menor a la variación interanual del Índice Nacional de Precios

al Consumidor diciembre 2019 - 2024, es decir la inflación, que fue de 4.8% en promedio anual, lo que ha brindado estabilidad y asequibilidad en los precios para las personas Usuarias Finales del Suministro Básico (Figura 2.30).

Figura 2.30. Variación mensual interanual de la Tarifa Media Nacional de Suministro Básico vs Inflación al consumidor. Diciembre 2018 a diciembre de 2024



Fuente: Elaboración SENER con información de INEGI y CNE

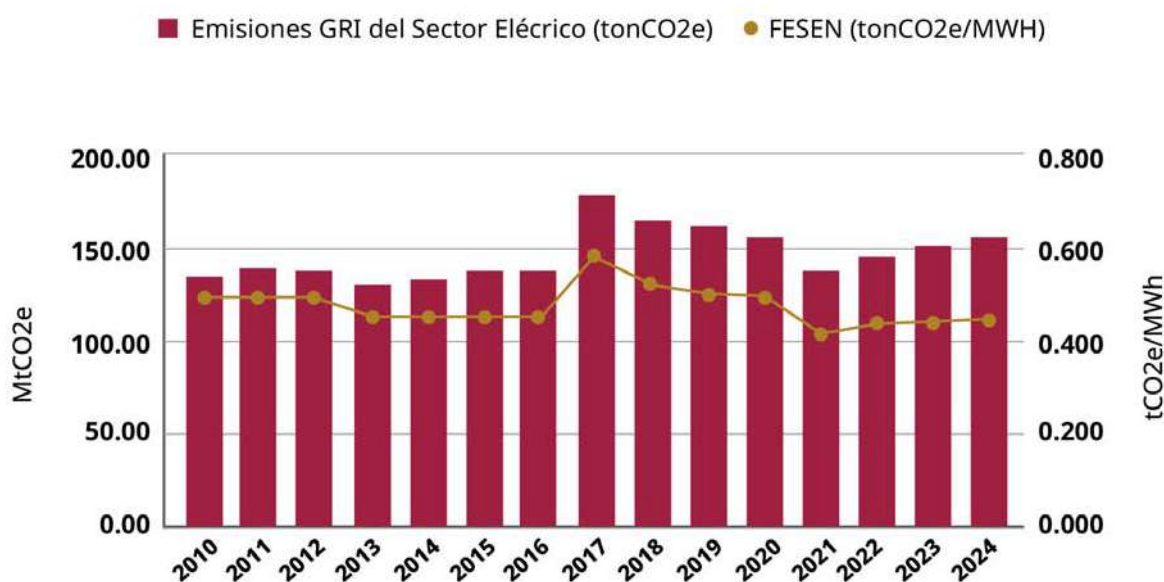
2.7. Emisiones de GEI y del factor de emisiones del sector eléctrico

Los gases de efecto invernadero (GEI), que incluyen al dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4) y óxido nitroso (N_2O), son considerados como los principales causantes de los cambios que afectan el clima global. En México, el sector de energía contribuye con alrededor del 60% de las emisiones a nivel nacional, según datos del último Inventario Nacional de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero, 1990-2022, publicado por el Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC). Dentro del sector, la generación de energía eléctrica fue, en 2022, la segunda fuente más importante de emisión de GEI, solo detrás del autotransporte.

En línea con las acciones que se desarrollarán para dar cumplimiento al “Objetivo 4.2: Impulsar proyectos estratégicos de energías limpias, modernizar la infraestructura eléctrica y fomentar la innovación tecnológica para reducir la dependencia de combustibles fósiles y mitigar el impacto ambiental” del PND 2025-2030, en esta sección se detalla el diagnóstico sobre las emisiones del sector eléctrico.

La Figura 2.31 presenta la evolución de emisiones de GEI en los últimos 15 años; como se puede observar, existió un pico máximo de intensidad de carbono en el SEN en 2017, con un valor estimado en 0.582 ton CO₂e/MWh. Este FESEN considera la generación de las centrales eléctricas que entregan energía a la RNT y las RGD.

Figura 2.31. Evolución de las emisiones de GEI y del factor de emisión del sector eléctrico 2010-2024



Fuente: Elaboración SENER con información propia y del CENACE, CNE, CFE y SEMARNAT

Después de la mayor reducción en emisiones GEI del 2017, se observa que a partir de 2021, estas emisiones han vuelto a incrementarse gradualmente de manera similar al Factor de Emisión, lo cual refleja también el crecimiento en la energía eléctrica generada (Tabla 2.2), pero sin cambios significativos en las tecnologías utilizadas para su producción.