

Análisis PRODESEN 2024-2038

Análisis PRODESEN 2024-2038

El 31 de mayo de 2024, se publicó el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2024-2038. Este instrumento de planeación indicativa es el medio por el cual la Secretaría de Energía (SENER) establece la política para el sector eléctrico y en el que se prospecta el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para un período de 15 años. Como tal, este Programa se encuentra alineado al Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, siendo el último correspondiente a este periodo de gobierno federal.

El PRODESEN condensa el Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE), los Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión, así como los aspectos de las Redes Generales de Distribución relacionadas con el Mercado Eléctrico Mayorista (PAMRNT). También aborda los Programas de Ampliación y Modernización para las Redes Generales de Distribución fuera del ámbito del Mercado Eléctrico Mayorista (PAMRGD), y establece la infraestructura eléctrica a desarrollar en los próximos años.

De acuerdo con el último Inventario Nacional de Emisiones (INECC, 2022), una de las principales fuentes de emisiones en 2019 fue la generación de energía eléctrica, representando el 23% del total. Por tanto, las acciones de descarbonización del sector eléctrico juegan un papel clave para que el país pueda cumplir con la reducción del 35% de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para 2030 respecto a su línea base, misma que fue establecida en la actualización de 2022 de las contribuciones nacionalmente determinadas (NDC¹) no condicionadas del Acuerdo de París. Asimismo, en 2023, México se adhirió al compromiso internacional de triplicar la capacidad instalada de energías renovables, también para 2030.

El presente documento presenta un análisis cuyo objetivo es servir de referencia para evaluar la alineación de la política energética y la prospectiva de desarrollo del SEN establecidas en el PRODESEN 2024-2038, con las necesidades nacionales para el cumplimiento de las metas climáticas. Así, se identifican las implicaciones clave del Programa, presentando las condiciones actuales del SEN y los escenarios de planeación propuestos, así como las acciones necesarias para lograr una matriz eléctrica libre de combustibles fósiles alineada al cumplimiento de las metas internacionales en materia de cambio climático. Para ello, este análisis toma como referencia el escenario de la Ruta de Emisiones Netas Cero para México 2060, desde la Sociedad Civil (ICM, 2023) y las NDC desde la Sociedad Civil (ICM, 2022), documentos que buscan contribuir de manera constructiva a la identificación de las acciones necesarias que reduzcan las emisiones de carbono y a la vez maximicen los beneficios sociales.

Como resultado del análisis presente, se identifica que, aunque las acciones propuestas en el PRODESEN 2024-2038 contemplan la transición energética en mayor medida que en los años previos, estas son insuficientes en los plazos propuestos para cumplir los compromisos internacionales adquiridos e incluso

¹ Las NDC son los compromisos climáticos nacionales que cada Parte debe llevar a cabo y que establecen cómo contribuirán a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y a adaptarse al impacto climático.(PNUD,2023).

para resolver los problemas actuales del sistema, tales como la satisfacción de la demanda, principalmente en momentos de estrés climático como las ondas de calor experimentadas este año y el anterior. Asimismo, uno de los elementos que más resaltan es que el Programa se divide en dos periodos de planeación, uno que va de 2024 a 2028 y el otro de 2029 a 2038. La relevancia se encuentra en el hecho de que la planeación indica que para el primer periodo la adición de capacidad de generación será únicamente la de los proyectos que ya se encuentran en alguna etapa de desarrollo, incluyendo tanto capacidad fósil como renovable. Este plan no solo implica la adición de nueva capacidad fósil que aleja al país del cumplimiento de sus metas climáticas, si no que no es ambicioso en cuanto a la urgente necesidad de acelerar la adopción de energías renovables, esperando al menos cuatro años para incorporar más centrales a las que ya se habían planeado con anterioridad. Dicho de otra manera, el primer periodo de planeación del PRODESEN 2024-2038 es un periodo de espera que implica la pérdida de años valiosos para la acción climática en el sector eléctrico.

Cada sección de este documento presenta el análisis de los rubros más relevantes para la planeación del sistema eléctrico nacional en torno a la transición energética, siendo dichos rubros: demanda y consumo, generación, movilidad eléctrica, almacenamiento con baterías, transmisión y distribución, y cumplimiento de metas.

1. Demanda y consumo

La demanda y consumo de energía eléctrica son aspectos fundamentales en la planeación de sistemas eléctricos puesto que la finalidad de dichos sistemas es la de satisfacer las necesidades de todos los usuarios en todo momento. Conocer la evolución histórica y estado actual de la demanda y el consumo es fundamental para hacer un buen pronóstico de las necesidades futuras, mismas que son la base para la prospección de la evolución de la capacidad que se deberá adicionar.

Bajo los términos del PRODESEN 2024-2038, el Consumo Final (medido en GWh) se entiende como la suma de la energía eléctrica utilizada por todos los usuarios conectados al SEN durante todo el año. Todo sistema eléctrico conlleva inherentes e inevitables pérdidas de energía en los procesos de transformación, transmisión y distribución, por lo que la generación debe contemplarlas para poder cubrir tanto el Consumo Final como dichas pérdidas. Así, a la suma del Consumo Final más las pérdidas se le conoce como Consumo Neto² (medido en GWh). Las pérdidas suelen verse como un porcentaje del Consumo Neto.

Finalmente, la demanda máxima integrada neta del SEN³ es entendida en el PRODESEN 2024-2038 como el valor máximo en MWh/h suponiendo la interconexión eléctrica de todas las Gerencias de Control Regional (GCR), demandas referidas a la hora del Centro, y la demanda máxima integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) como el 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 dicha hora. Esta demanda es menor que la suma de las demandas máximas no coincidentes anuales de las GCR.

La Tabla 1 recopila la información presentada por el Programa. Es importante observar que el crecimiento del consumo, tanto final como neto supera el 3%, tasa que, como se verá más adelante, es mayor a la del escenario de planeación para los años futuros. También resalta el crecimiento de la demanda máxima integrada del SIN respecto al año anterior, indicador de la urgente necesidad de adicionar capacidad de generación y transmisión para satisfacer los picos de demanda.

² En otros instrumentos de planeación, a este concepto se le puede conocer como demanda, mientras que al uso de energía por parte de los usuarios, sin contemplar las pérdidas de transformación, transmisión y distribución se le suele conocer simplemente como consumo.

³ En otros instrumentos de planeación suele llamársele como *demanda máxima coincidente* ya que se trata del momento en que la suma de las demandas de los tres sistemas que conforman al SEN dan un máximo, sin que necesariamente se tenga de forma simultánea la máxima demanda en dichos 3 sistemas.

Tabla 1. Condiciones actuales de consumo y demanda SEN y SIN.

Consumo y Demanda	2022	2023	Porcentaje de variación respecto al año anterior
Consumo Neto SEN (GWh)	333,622	345,439	3.5%
Consumo Neto SIN (GWh)	314,317	326,027	3.7%
Consumo Final SEN (GWh)	288,687	298,599	3.4%
Pérdidas de Energía Eléctrica SEN (%)	12.30%	12.20%	-0.8%
Demanda Máxima Integrada del SIN (MWh/h)	46,636	51,406	10.2%

Además de presentar las condiciones actuales del SEN, el PRODESEN 2024-2038, también prevee proyecciones que corresponden a tres posibles escenarios de crecimiento (alto, planeación, bajo) para el periodo 2023-2037 tanto para el consumo como la demanda neta máxima integrada. El ejercicio de proyección del PRODESEN se basa en estimaciones tendenciales del crecimiento poblacional y el PIB donde se describen las expectativas más probables a partir de las cuales se determinan el volumen de energía eléctrica y potencia que se requerirán.

De acuerdo con el documento, además de los parámetros habituales utilizados en la metodología de proyección de demanda (como el crecimiento del PIB), se consideró que la demanda aumentará debido a fenómenos climatológicos como las ondas de calor experimentadas en años recientes. Con estos insumos se proyectó la tasa media de crecimiento anual (tmca) para el consumo neto agregado nacional, estimándose en 2.4% para escenario de planeación, 2.9% para el escenario alto y 2.1% para el escenario bajo.

Esta metodología, sin embargo, no contempla las dinámicas propias del sistema eléctrico, como lo son las variaciones estacionales, mensuales, semanales y diarias, así como una serie de factores intrínsecos que, si bien son difíciles de estimar desde un enfoque bottom-up⁴, pueden obtenerse mediante metodologías estadísticas para series de tiempo, logrando gran precisión en los pronósticos tanto de consumo como de demanda máxima, como lo señalan diversos autores (Fathin et al., 2021) (Mahia et al., 2019).

Por ejemplo, tomando datos de los PRODESEN pasados, el consumo neto ha presentado una tmca de 1.6% entre 2019 y 2023. Sin embargo, es importante considerar que la pandemia de 2020 alteró esta estimación, por lo que, si se considera el periodo de 2021 a 2023, la tmca es de 3.5%, lo cual es sustancialmente mayor a la estimación del escenario alto del PRODESEN 2024-2038.

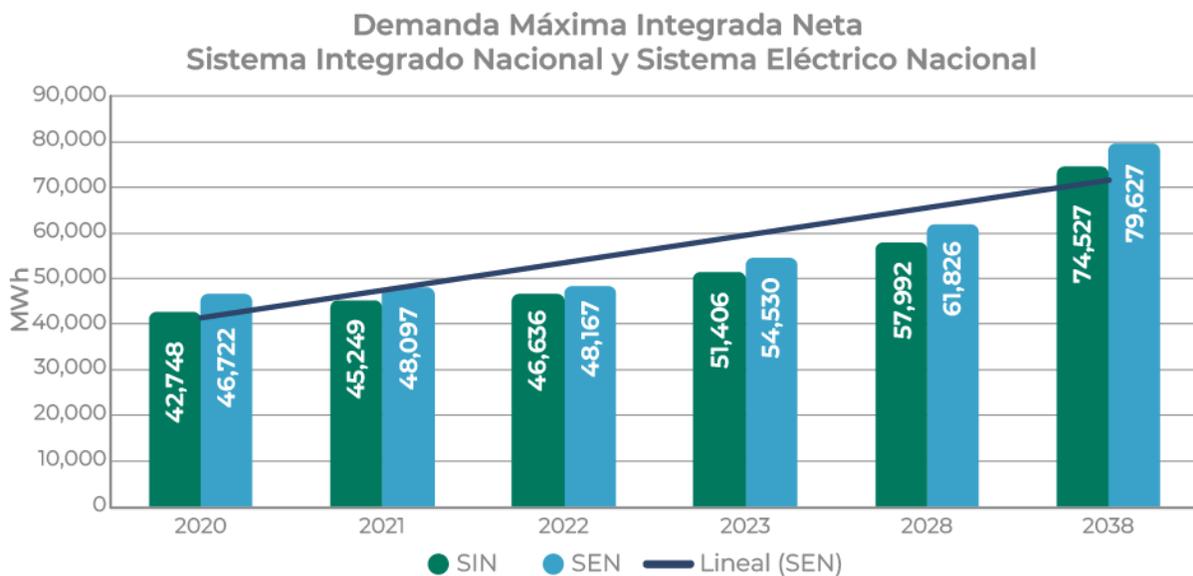
Un efecto importante de la adecuada proyección de la demanda se ve en la capacidad para satisfacer la demanda máxima coincidente, la cual depende totalmente de la capacidad de generación instalada. En

⁴ El enfoque bottom-up es un escalamiento de la información desde los datos a nivel de proyecto hasta un nivel más agregado a nivel regional, o sectorial (Gibbs, 2012).

2023, la demanda máxima del SEN fue de 54,530 MWh/h, lo cual representó un aumento del 12.2% en comparación con el valor de 2022. En 2024, la demanda más alta registrada hasta la fecha se registró el 22 de mayo a las 17:00, con un valor de 53,916 MWh/h. Esto es un 1.1% menor a la demanda máxima coincidente de 2023. La demanda máxima coincidente se observa entre junio y agosto, con mayor probabilidad de ocurrencia en junio, por lo que se espera que la demanda máxima de 2023 se supere.

El Gráfico 1 muestra el aumento histórico de la demanda máxima coincidente del SEN, con lo que se aprecia una tmca de 5.2%. No obstante, hay que señalar que el crecimiento de 2023 es sustancialmente superior al de los años anteriores, sin considerar el efecto rebote de 2021 tras la pandemia. El PRODESEN 2024-2038 pronostica un crecimiento de 3% para el escenario alto, lo cual pudiera ser alcanzado fácilmente si persisten condiciones de altas temperaturas en el país.

Gráfico 1. Evolución de la demanda máxima.



Elaboración propia con base en varios PRODESEN.

2. Capacidad de Generación

La Generación corresponde a la suma de energía eléctrica generada por todas las centrales eléctricas interconectadas al SEN, excluyendo las centrales de generación distribuida. Esta cantidad de energía se mide en el punto de interconexión y no contempla la energía eléctrica consumida por la central eléctrica, sino la que ingresa a la Red Nacional de Transmisión y la Red General de Distribución.

Generación de energía eléctrica en 2023:

- **La Generación total fue de 351,695 GWh.**
 - El 24.32% corresponden a Energías limpias.
 - El 75.86% corresponden a Energías fósiles.

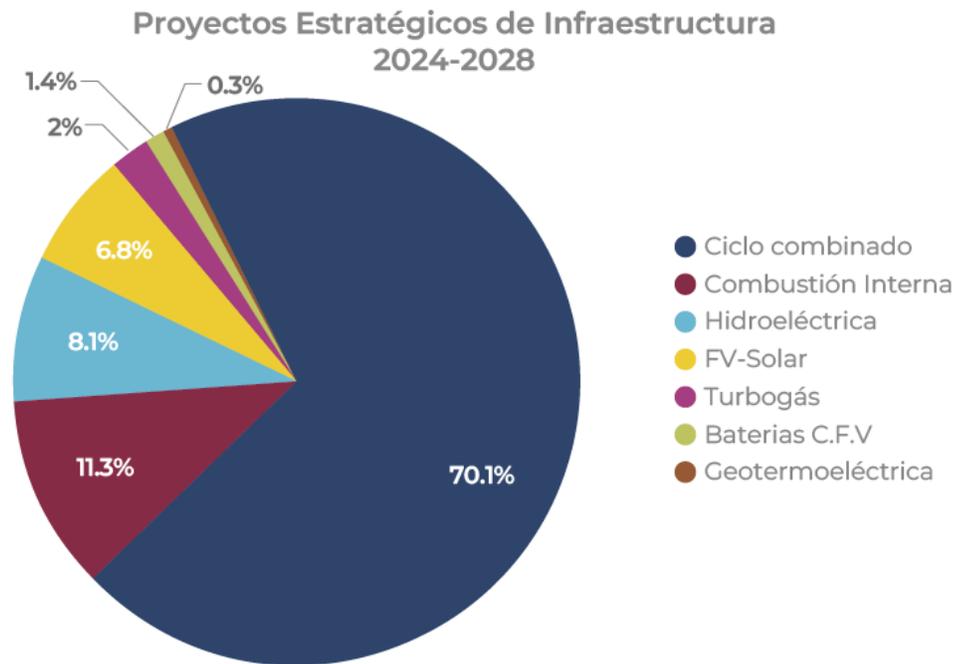
Además de mostrar las condiciones actuales del SEN, el objetivo del PRODESEN es el de indicar la planeación y la política nacional para el desarrollo del sistema. En ese sentido, el PRODESEN 2024-2038 hace énfasis en que entre sus criterios están los compromisos asumidos por el Estado mexicano, plasmados en Acuerdos y Tratados Internacionales, entre los que se encuentran: la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), el Acuerdo de París y la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible.

En este sentido, la ruta energética del país debería estar, en principio, alineada con los compromisos ambientales antes mencionados, sin embargo, el PRODESEN establece que en el periodo 2024-2038 se continuará fortaleciendo una matriz energética basada en combustibles fósiles. En ese periodo se plantea la adición de 21.8 GW de capacidad basada primordialmente en gas. Si bien esto representa el 31% de las adiciones totales de capacidad para el periodo, su inclusión aleja al país de la ruta necesaria para cumplir con los compromisos climáticos antes mencionados, puesto que, de acuerdo con la Ruta de Emisiones Netas Cero para México 2060, desde la Sociedad Civil (ICM, 2023), la capacidad de generación por tecnologías provenientes de combustibles fósiles tendría que comenzar a disminuir a partir del año 2026 con una reducción progresiva hasta llegar a cero en el año 2037.

Ahora bien, el Programa plantea dos periodos de adición de capacidad. El primero, corresponde al periodo de 2024 a 2027, en el cual se incluyen dos tipos de proyectos: los proyectos firmes con Contratos de Interconexión y los proyectos considerados estratégicos para la infraestructura. En el Programa Indicativo de Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE), la SENER define como Proyectos Estratégicos a aquellos que permitirán “fortalecer la política energética nacional, propiciar el desarrollo y operación eficiente de la industria eléctrica, asegurar la confiabilidad del SEN y fortalecer a las empresas productivas del Estado”, no obstante, no existe justificación de porqué dichos proyectos lograrán tal cometido.

Estos Proyectos Estratégicos correspondientes al primer periodo, suman un total de 8,762 MW, de los cuales el 83.35% corresponden a centrales basadas en combustibles fósiles, principalmente centrales de ciclo combinado con un 71% del total, bajo la usual premisa de que las centrales eléctricas de ciclo combinado, turbogás y de combustión interna brindan una mayor flexibilidad en la operación, comparadas con las unidades de Central Eléctrica con fuentes de Energías Limpias. El Gráfico 2 resume la participación por tipo de tecnología de los proyectos estratégicos.

Gráfico 2. Proyectos estratégicos 2024-2027.



Elaboración propia con base en PRODESEN 2024-2028.

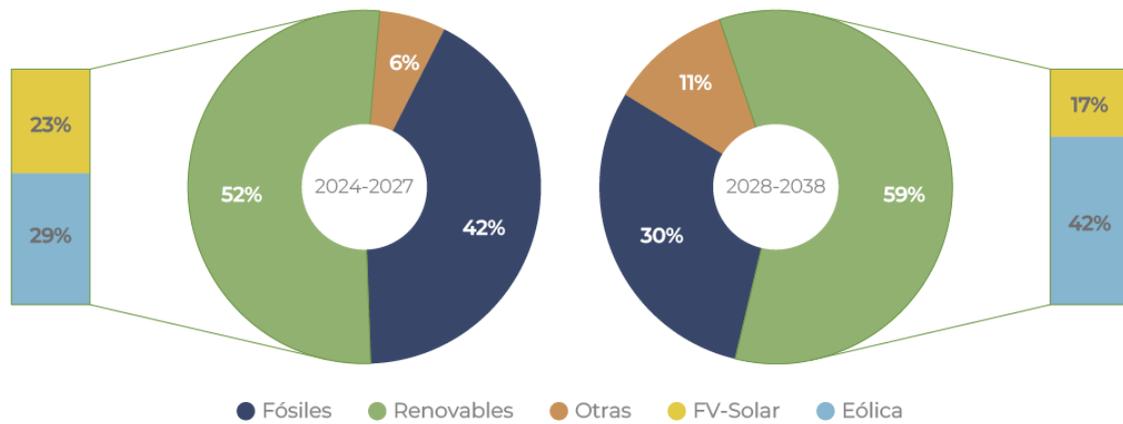
En el segundo periodo del Programa, 2028 a 2038, se integran los resultados del modelo de optimización de mediano y largo plazo que permitan el cumplimiento de metas de Energías Limpias establecidas en la Ley de Transición Energética (LTE) y la reducción de GEI conforme a los compromisos internacionales.

En cuanto a las adiciones de capacidad para este periodo, destaca que la energía eólica es la principal, con un total adicionado de 27,687 MW. Le siguen el ciclo combinado a gas con 19,321 MW y la solar fotovoltaica con 12,729 MW. Además, destaca la adición de energía nuclear, con 2,335 MW, sin precisar si se trata de reactores de gran escala o modulares. Asimismo, se adicionan 4,265 MW de hidroeléctricas (aunque no se especifica si se trata de proyectos con embalse o a flujo de río), 1,305 MW de cogeneración eficiente y 412 MW de ciclos combinados con hidrógeno que considera una mezcla de 75% gas y 25% hidrógeno (sin especificar el tipo de hidrógeno).

Las proyecciones de adición de capacidad por tecnología para los dos periodos 2024-2027 y 2028-2038 se pueden apreciar en el Gráfico 3. En este análisis, se presentan independientes las adiciones de capacidad de generación de gran escala, las de generación distribuida y las de almacenamiento. Esto para facilitar el dimensionamiento de la evolución de las fuentes energéticas.

Gráfico 3. Porcentaje de adiciones de capacidad de tecnologías de generación de gran escala.

Adición de capacidad por tecnología

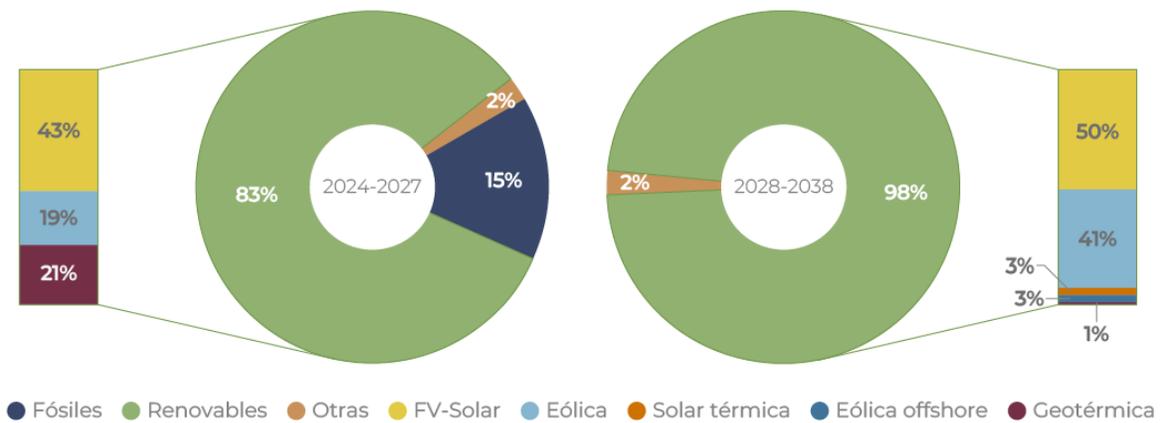


Elaboración propia con base en PRODESEN 2024-2028.

Comparativamente, la Ruta de Emisiones Netas Cero (RENC) para México 2060, desde la Sociedad Civil (ICM, 2023), describe cómo evolucionaría la capacidad instalada bajo un escenario de cero emisiones netas (GW), es decir, con la adición de capacidad renovable y el retiro planificado de centrales fósiles. A continuación, en el Gráfico 4 se presenta cómo debería evolucionar el porcentaje de adición de capacidad siguiendo esta ruta.

Gráfico 4. Porcentaje de adiciones de capacidad de tecnologías de generación de gran escala según la Ruta de Emisiones Netas Cero.

Adición de capacidad por tecnología RENC



De acuerdo con el PRODESEN para el período 2024-2027, el porcentaje de adición de capacidad para combustibles fósiles es del 42%, mientras que la RENC define que este debería ser solo del 15%. En cuanto a las energías renovables, PRODESEN establece un porcentaje del 52%, mientras que la RENC sugiere que

este debería ser del 83%. Para el período 2028-2038, el PRODESEN indica que la adición de capacidad por combustibles fósiles es del 30%, mientras que la RENC prevé un decrecimiento del 18%, sugiriendo la eliminación de estas centrales para cumplir con el escenario propuesto.

2.1 Generación Distribuida

La Generación Distribuida (GD) corresponde a todas aquellas centrales eléctricas cuya capacidad instalada es menor a 500 kW y se encuentran interconectadas a circuitos de distribución con una alta densidad de carga, es decir, en términos prácticos, que tengan más demanda nominal conectada que capacidad de generación interconectada.

Generación Distribuida en 2023:

- **La capacidad instalada acumulada de GD en 2023 asciende a 3,364 MW, de la cual el 99.334% es solar fotovoltaica.**
- **La GD-Fotovoltaica alcanzó más de 400 mil contratos con una capacidad instalada de 3,341 MW que producen 5,191 GWh, con un crecimiento del 27% respecto al 2022.**
- **Jalisco es la entidad con mayor número de contratos en GD, seguido por Nuevo León y Chihuahua.**
- **Con base en las proporciones y comparativos de GD por sector se tienen los siguientes porcentajes y variaciones con respecto a 2022:**
 - 45% corresponde al sector residencial ↓ - 8.9%
 - 34% corresponde al sector de empresas medianas ↑ +6.7%
 - 20% corresponde al sector comercial ↑ +2.7%

En 2023, la generación distribuida tuvo una capacidad instalada acumulada de 3,354 MW, incrementando un 27.6% (728.9 MW) respecto al año anterior, donde la tecnología Solar Fotovoltaica representó el 99.334%.

El PRODESEN 2024-2038 establece para el escenario de planeación 2024-2030 un crecimiento anual promedio para la generación distribuida fotovoltaica (GD-FV) de 726 MW. Este valor corresponde al incremento en 2023, lo cual significa una desaceleración en la adopción de esta tecnología. Así, por ejemplo, para 2024 se tendría un incremento, comparado con 2023, del 21%, es decir 6% menos al crecimiento entre 2022 a 2023.

Respecto al periodo 2024-2038, se plantean 9,746 MW adicionales de GD-FV, lo cual implica una adición promedio anual de 696 MW. Esta cifra se sitúa un 67% por debajo del promedio anual de los últimos 5 años, que supera los 2,120 MW.

Este mensaje puede desalentar el desarrollo de la GD-FV a pesar de que resulta una tecnología fundamental para alcanzar las metas de energía limpia y que además puede traer beneficios a los consumidores. En la Ruta de Emisiones Netas Cero para México 2060, desde la Sociedad Civil (ICM, 2023) se proyecta que para 2030 será necesario contar con una capacidad de 13.3 GW de GD-FV, para lo cual se

requiere una adición anual de alrededor de 1,110 MW al año, es decir 62% adicional a lo planteado en el PRODESEN para el periodo 2024-2038.

3. Movilidad Eléctrica

El PRODESEN 2024-2038 presenta a la movilidad eléctrica, a través de vehículos particulares y transporte público, como una alternativa tangible para mejorar la movilidad y la reducción de emisiones al medio ambiente, aunque reconoce el aumento en el consumo de energía eléctrica y demanda integrada por la carga del sistema de almacenamiento de energía de los vehículos eléctricos.

También hace mención 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 y las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Electromovilidad para la integración de infraestructura de carga de vehículos eléctricos y vehículos eléctricos híbridos conectables al SEN como parte de una Red Eléctrica Inteligente que impulse una estrategia que oriente de forma paulatina a México hacia una movilidad eléctrica.

El uso de vehículos eléctricos a batería e híbridos enchufables continúa creciendo en el país. Dado que su conexión representará una carga importante para el SEN, el PRODESEN 20234-2038 presenta ciertas estadísticas.

- **En 2023 se vendieron 72,524 vehículos eléctricos e híbridos, que representan el 5.3% del total de vehículos automotores comercializados.**
- **La Ciudad de México y el Edo. de México concentran el 64.7% de los vehículos eléctricos en el país.**

De acuerdo con la Ruta Emisiones Netas Cero para México 2030, desde la Sociedad Civil, el sector transporte, a 2030 requiere una inversión acumulada cercana a 25 mil millones de dólares (25 billion dollars). Esta inversión sería destinada a diversas medidas que buscan impulsar el cambio modal hacia modos más eficientes y reducir el uso del vehículo particular, entre las que se encuentran el desarrollo y fortalecimiento de infraestructura dirigida a la movilidad activa y no motorizada, la optimización, expansión y desarrollo del sistema de transporte público e integrado; así como fortalecer el marco normativo y regulatorio para transitar hacia tecnologías más eficientes y con bajas emisiones de carbono, como el impulso a vehículos eléctricos.

Aunque el PRODESEN 2024-2038 subraya la movilidad eléctrica como un pilar para mejorar la movilidad y reducir emisiones, también destaca los desafíos que esto implica para el Sistema Eléctrico Nacional, sin embargo, no presenta soluciones ni un análisis de mayor profundidad. De hecho, es de resaltarse que la proyección de la demanda de energía eléctrica no parece incorporar el efecto de la electrificación de este sector.

4. Almacenamiento con baterías

En materia de almacenamiento, el PRODESEN tiene diversas fallas. La más relevante es que en las distintas gráficas de adición de capacidad y generación eléctrica se incluye al almacenamiento como si de otra fuente de energía eléctrica se tratase. Esto es un error puesto que el almacenamiento no produce energía eléctrica, como una central, sino que es un medio que en una etapa consume energía de la red para posteriormente regresarla al sistema. Incluir los valores de capacidad y energía del almacenamiento en los reportes de capacidad de generación distorsiona los datos.

Más allá de este error conceptual, es importante señalar que el Programa solamente contempla al almacenamiento en baterías, olvidando otros tipos como el rebombeo y sin especificar el tipo de baterías, aunque se presume que se trata de las de ion-litio por tratarse de la tecnología más común y comercialmente viable.

El Programa contempla la adición de almacenamiento, indicando un total de 13,479 MW. En dicho documento se señala a la integración del almacenamiento como medio “para mejorar la confiabilidad en el SEN, para desplazar la energía eléctrica producida por las centrales eléctricas fotovoltaicas y eólicas actualmente sin baterías y además reducir congestiones y sobrecargas en la Red Nacional de Transmisión”. Sin embargo, no ahonda en los distintos usos que los sistemas de almacenamiento pueden tener dentro de los sistemas eléctricos, siendo entre varias opciones la proveeduría de servicios conexos, la disminución de picos (peak-shaving), o la complementariedad con centrales solares.

En este sentido se aprecia una alineación entre el PRODESEN 2024-2038 y las Disposiciones Administrativas de Carácter General (DACGs) para la Integración de Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica al SEN cuya propuesta fue publicada en mayo de 2024. En caso de aprobarse dichas DACGs, el CENACE tendrá un periodo máximo de dos años para establecer el marco habilitador técnico, jurídico y regulatorio para su correcto funcionamiento, por lo que este proceso requerirá varios meses de trabajo, lo que podría retrasar la incorporación del almacenamiento con baterías planteada en el PRODESEN 2024-2038, tanto para 2028 como para 2030.

De acuerdo con las NDC desde la Sociedad Civil (ICM, 2022), el almacenamiento de energía es otro de los elementos necesarios para descarbonizar el sector, y se ha estimado que este podría alcanzar una capacidad de aproximadamente 500 MW para proyectos de gran escala; y 18 MW para sistemas de generación distribuida para 2030.

5. Transmisión y distribución

La Red Nacional de Transmisión (RNT), está integrada por las líneas de transmisión de tensiones iguales o mayores a 69 kV. Se utiliza para transportar energía desde las centrales eléctricas hasta las Redes Generales de Distribución (RGD) y a los Usuarios Finales que por sus características lo requieran, así como a las interconexiones con los Sistemas Eléctricos extranjeros. Las RGD se utilizan para distribuir la energía eléctrica al público en general y se integran por las redes eléctricas en media tensión (mayores a 1 kV y menores a 69 kV) así como las redes eléctricas de baja tensión (menores a 1 kV).

Como cada año, el PRODESEN incorpora la planeación del Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y de la RGD (PAMRNT y PAMRGD, respectivamente). En Tabla 2 se muestran los kilómetros de líneas de transmisión por nivel de tensión de 2022 al 31 de diciembre de 2023. Esto permite observar que, en este último año, la RNT creció solo el 0.15% de su longitud total, equivalente a 161 km. De acuerdo con la Ruta para las Emisiones Netas Cero a 2060 la inversión en la ampliación y modernización de RGD es crucial para la reducción de las pérdidas técnicas con un potencial de mitigación de emisiones cercano a 2.21 MTCO_{2e}.

Tabla 2. Infraestructura de líneas de transmisión 2022-2023

Nivel de tensión	Longitud (km)		Tasa de Crecimiento Anual 2022 – 2023 (%)
	2022	2023	
Transmisión de 161 a 400 kV	56,389	56,409	0.03
Transmisión de 69 a 138 kV	54,296	54,437	0.26
Total	110,685	110,846	0.15

Elaboración propia con base en PRODESEN 2024-2028.

En 2023, las pérdidas totales de energía eléctrica fueron de 12.2% respecto al consumo neto del SEN. Este porcentaje es menor al 12.3% registrado en 2022, lo cual podría interpretarse como una ligera mejoría. Sin embargo, al considerar los valores absolutos, las pérdidas aumentaron de 41,040.4 GWh en 2022 a 42,143.6 GWh en 2023, lo que significa un incremento total de 1,103.2 GWh en las pérdidas durante este período.

En relación con lo anterior, hay una falta de ejecución de proyectos en transmisión y distribución. Según el PRODESEN 2024-2038, entre 2015 y 2023 se ha instruido a CFE Transmisión 208 proyectos de ampliación y modernización de la RNT, y a CFE Distribución

168 proyectos de ampliación de las RGD que correspondan al MEM. No obstante, 194 de los proyectos de transmisión y 135 de distribución aún están a la espera de entrar en operación. En otras palabras, solo el 6.7% de los proyectos de transmisión y el 19.6% de los de distribución se han realizado.

En lo correspondiente a modernización de las redes de transmisión y distribución, se prevé que durante el periodo 2024-2030 se efectúen 194 proyectos instruidos por la SENER a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) Transmisión y 135 proyectos instruidos a la CFE Distribución, los cuales se encuentran en diversas etapas del proceso, que incluyen construcción, contratación, concursos, autorizaciones, así como actividades y estudios preliminares.

El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) ha identificado 12 proyectos de ampliación y dos proyectos de modernización de la RNT, así como 32 proyectos de ampliación de la RGD. . Se plantea la incorporación de proyectos indicativos durante el periodo 2029-2038, considerando la necesidad de revisar detalladamente el crecimiento de la demanda en ciertas regiones del país debido al efecto del "nearshoring," estrategia que traslada operaciones a países cercanos para reducir costos, con el fin de atender esta demanda y fomentar el desarrollo regional resultante.

Respecto de la ampliación y modernización de las RGD que no corresponden al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), se plantea, en el periodo 2024-2028, una inversión de 24,147 millones de pesos para la ampliación de las RGD, con la intención de garantizar que la operación de los sistemas sea rentable, confiable y segura. En este sentido, también se plantea la reducción de pérdidas de energía eléctrica con una inversión de 4,875 millones en el periodo 2024-2028.

En el escenario de planeación para el año 2038, se estima que la energía eléctrica producida en el SEN será de 525,151 GWh, con una producción de 21,631 GWh mediante GD-FV, que representa el 4.1% del total generado. Esta situación tiene un impacto significativo, puesto que la GD-FV contribuye a reducir la carga en la red de transmisión y distribución liberando recursos y capacidad en la infraestructura existente, lo que mejora su eficiencia operativa y reduce las pérdidas de energía asociadas al transporte, incrementando la resiliencia y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), reduciendo riesgos de sobrecarga y fallos en la red.

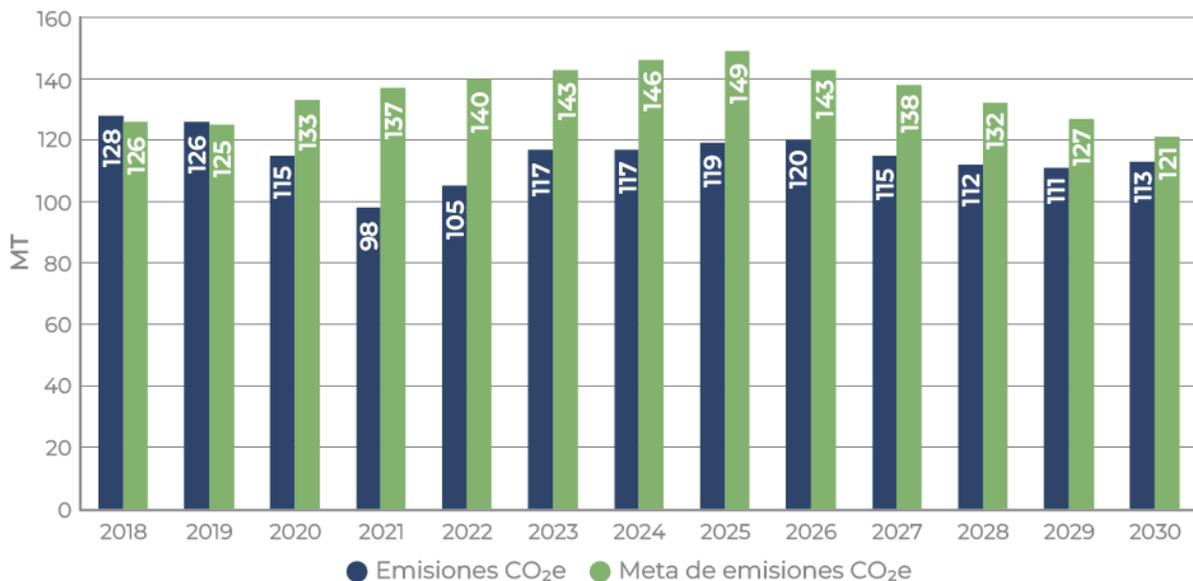
De acuerdo con lo presentado en la NDC (Iniciativa Climática de México, 2022), la inversión en la RNT, así como la ampliación y modernización de las RGD podrían reducir las pérdidas técnicas y alcanzar una mitigación de 0.7 MtCO₂e y de 1.0 MtCO₂e para 2030, respectivamente. Por lo tanto, es crucial realizar una inversión significativa que permita reducir las pérdidas de energía considerablemente, al menos al 8% según los estándares internacionales.

6. Cumplimiento de Metas

En lo correspondiente a las metas de emisiones de CO₂e (las Metas), el PRODESEN 2024-2038 menciona que “con la incorporación de 31,739 MW de Energías Limpias al 2030 y la sustitución de combustibles fósiles como carbón y combustóleo por gas natural, se plantea una tendencia a reducir las emisiones de CO₂e en cumplimiento del Acuerdo de París y la nueva Meta de reducción de GEI al 2030 considerando importante para su cumplimiento la incorporación de sistemas de almacenamiento con baterías, así como una mayor incorporación de GD-FV”.

Bajo este argumento, el PRODESEN 2024-2038 presenta un gráfico sobre el cumplimiento de las Metas, el cual se reproduce en el Gráfico 5. Se puede observar que la curva correspondiente a la meta de emisiones muestra un aumento desde 2019 para llegar a un máximo de 149 MtCO₂e en 2025. Según lo explicado en el PRODESEN 2024-2038, esto se debe a la integración del cambio de la línea base realizado en la actualización de la NDC. Posteriormente, las emisiones anuales deben decrecer para llegar a 121 MtCO₂e en el año 2030. Aunque, según esta información, se cumplirá con las Metas, se analizarán inconsistencias identificadas en estos datos.

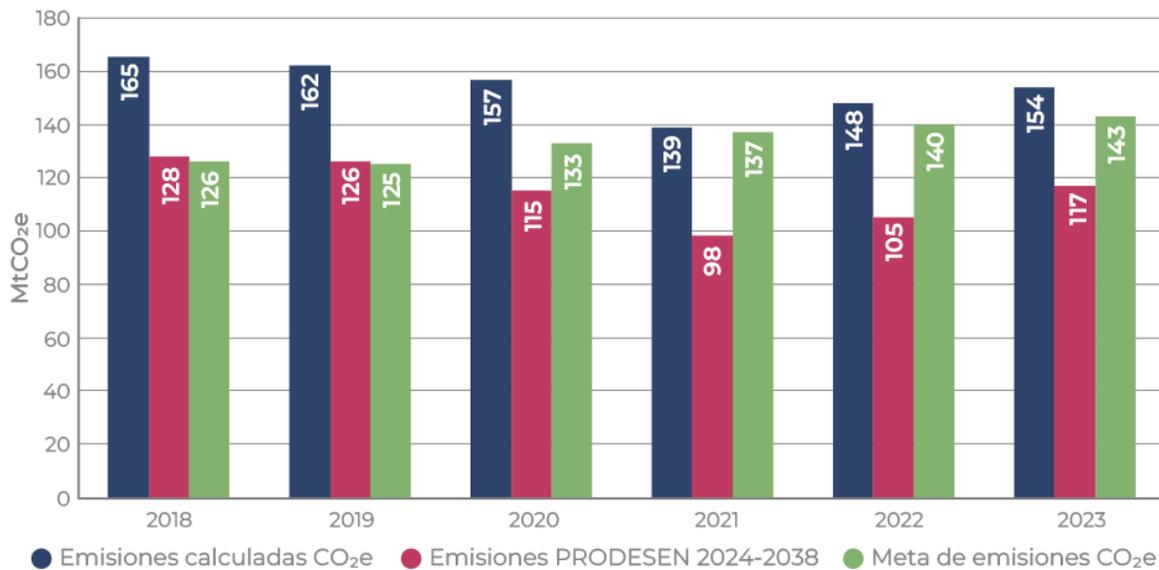
Gráfico 5. Cumplimiento de emisiones de CO₂e 2018-2030. Tomada de PRODESEN 2024-2038 FIGURA 4.10.



Elaboración propia.

Como se señaló anteriormente, el PRODESEN 2024-2038 argumenta que ha contemplado el cumplimiento de los compromisos internacionales y las metas de energía limpia. En ese sentido, proyecta que las nuevas⁵ metas de emisiones serán cumplidas todos los años como se observa en el Gráfico 5. No obstante, al analizar las emisiones reportadas para los años 2018 a 2023, se observan diferencias significativas. Tomando los factores de emisión del SEN reportados cada año por la CRE y la generación reportada en cada PRODESEN, se pueden calcular las emisiones brutas de CO₂e causadas por el SEN. Como se puede observar en el Gráfico 5, en todos los años las emisiones calculadas son mayores a las reportadas por el PRODESEN 2024-2038.

Gráfico 6. Comparativa de emisiones calculadas y reportadas.



Elaboración propia.

Como se puede apreciar en el Gráfico 6, desde 2021 han repuntado las emisiones por lo que, de no modificarse sustancialmente la matriz eléctrica, será difícil no solo cumplir las Metas, sino revertir el comportamiento de las emisiones.

A manera de referencia, la RENC para México 2060, establece dos medidas relacionadas con el abandono de los combustibles fósiles (conocidas como phase-out) que son imperativas para lograr el cumplimiento de la NDC en 2030 y encaminar a México en una ruta de emisiones netas cero. Dichas medidas son: 1) el retiro justo y progresivo de todas las plantas termoeléctricas que operan con combustóleo (antes de 2035) y carbón (antes de 2030), con una reducción de 9.1 MtCO₂ y 1.9 MtCO₂ respectivamente en comparación con la línea base; y 2) limitar la instalación de nuevas centrales de generación eléctrica basadas en gas natural, lo que reduciría 14.9 MtCO₂. En comparación, una de las líneas de acción propuestas en el

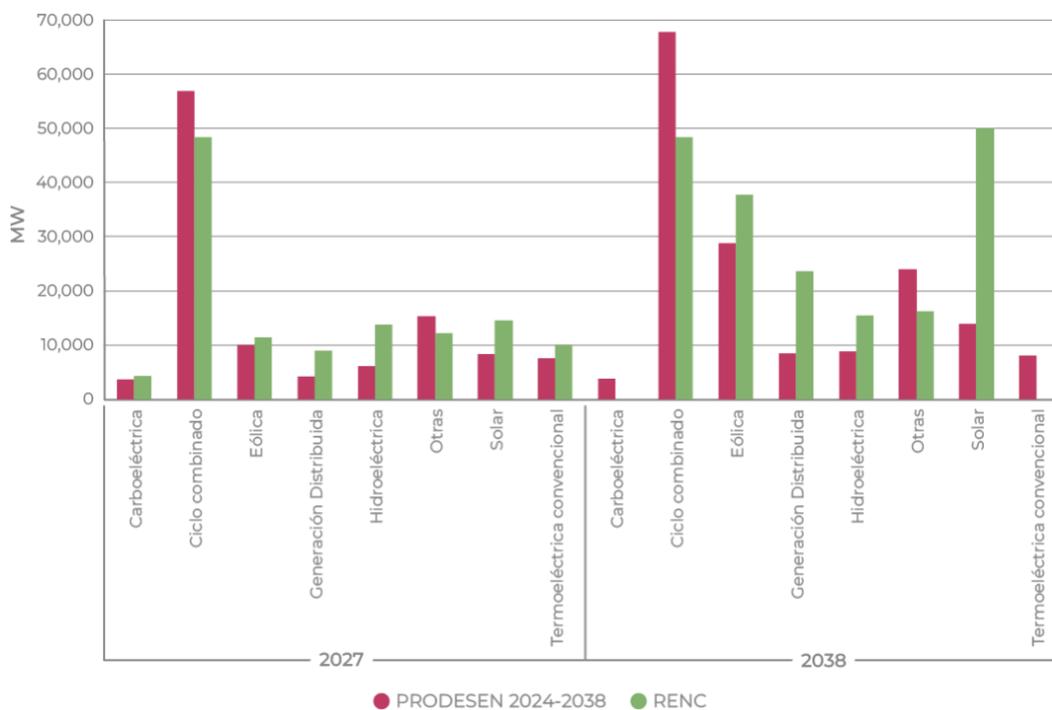
⁵ De acuerdo con el PRODESEN 2024-2038, las metas de emisiones se han ajustado en relación con el cambio de línea base de la NDC actualizada en 2022.

PRODESEN 2024-2038 es realizar la sustitución de carbón y combustóleo por gas natural, dificultando así la reducción de estas emisiones de GEI.

En cuanto a las medidas de integración de energías renovables (conocidas como phase-in), la RENC proyecta para el año 2038 la capacidad instalada correspondiente a energías renovables ronda el 60%, mientras que, de acuerdo con el PRODESEN 2024-2038, será del 35%. En otras palabras, la RENC propone que, para 2038 es necesario contar con 19,511 MW menos de ciclos combinados que el PRODESEN 2024-2038. Asimismo, la RENC establece el retiro total de la capacidad de carboeléctricas y termoeléctricas, mientras que el PRODESEN 2024-2038 las mantiene. Por último, la RENC propone 45,067 MW más de centrales solares y eólicas de gran escala, así como 15,191 MW más de GD-FV. En conclusión, las medidas propuestas por el PRODESEN 2024-2038 están alejadas de la urgente necesidad de descarbonizar al SEN.

El Gráfico 7 muestra la comparativa de las proyecciones de la RENC y el PRODESEN 2024-2038. Los escenarios de planeación del PRODESEN 2024-2038 y de la RENC son distintos en cuanto a la demanda proyectada, por lo que esta comparación en términos reales debe tomarse como referencia. Dicho esto, en términos relativos, se puede ver que para el año 2038, la RENC plantea una participación de ciclos combinados 1.6 veces mayor a la del PRODESEN 2024-2038, mientras que para las energías renovables la participación es menor en el documento oficial: solar, 3 veces; eólica, 1.1 veces; y GD-FV, 2.4 veces.

Gráfico 7. Comparativa de capacidad instalada en 2027 y 2038 entre el PRODESEN 2024-2038 y la RENC.



Elaboración propia.

Conclusiones

El Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) es un instrumento de política pública de suma importancia para el país porque es el medio por el cual se establecen medidas para que México pueda simultáneamente lograr sus metas climáticas nacionales e internacionales y mantener un desarrollo económico y social al satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica.

Dada dicha importancia, es fundamental que el PRODESEN establezca de manera clara y transparente, siguiendo las metodologías más adecuadas, sólidas y modernas para la proyección y modelación de los sistemas eléctricos modernos, los escenarios de planeación, sus supuestos e información base que den certeza del cumplimiento de las metas y objetivos.

Como se observó en el presente análisis, la proyección de demanda del Programa, incluso para el escenario alto, puede ser rebasada en la realidad en el corto plazo dados los fenómenos climáticos, ondas de calor, y de electrificación de los usos finales, resaltando el transporte. En lo que respecta a la oferta, el PRODESEN 2024-2038 define dos etapas: la primera, de 2024 a 2027, se enfoca en la ejecución de proyectos firmes y estratégicos sin una modelación del sistema eléctrico para la planificación. Aproximadamente el 42% de estos proyectos son de fuentes fósiles. Posteriormente, para el periodo de 2028 a 2038, en el que sí se utiliza un modelo de planificación, la adición de capacidad fósil continúa. De acuerdo con estudios como el realizado por Iniciativa Climática de México para una NDC desde la Sociedad Civil (2022) o para una Ruta de Emisiones Netas Cero (2023), la adición de más centrales fósiles impedirá lograr las metas climáticas del país.

Si bien la proyección del aumento de capacidad eólica y solar del PRODESEN 2024-2038 da un buen mensaje en cuanto a que estas tecnologías serán importantes, los montos planteados resultan insuficientes tanto para las metas climáticas como para la satisfacción de la demanda. Esto es aún más preocupante para el caso de la generación distribuida fotovoltaica (GD-FV), dada que la expansión proyectada rompe con las observaciones históricas y estanca el crecimiento observado en 2023, siendo que esta tecnología ha sido la de mayor crecimiento en los años recientes y la que ofrece ventajas para los consumidores al volverlos partícipes en la generación de su propia energía.

De igual forma, la incorporación de almacenamiento es un paso positivo que puede fortalecer la capacidad del SEN. Pero que solo se contemplen tecnologías basadas en baterías de litio y que no haya claridad en los posibles usos, genera incertidumbre en la política energética planteada. Incluso con la reciente propuesta de regulación de almacenamiento publicada por la Comisión Reguladora de Energía en mayo de este año (la cual también presenta áreas de oportunidad como el hecho de no centrarse solo en baterías o de definir los esquemas de uso), la rápida integración del almacenamiento como vector de aceleración de la transición energética enfrenta obstáculos regulatorios y técnicos que deberán resolverse con urgencia.

En cuanto a transparencia y acceso a datos, como desde su versión de 2019, el PRODESEN 2024-2038 fue publicado en formato PDF, con gráficos cuya resolución y colores no permiten una lectura clara y no se encuentran acompañados de sus tablas de datos, ni en el documento ni en archivos anexos.

En conclusión, el ejercicio de planeación indicativa más importante del sistema eléctrico nacional, aunque da visos de un avance mayor hacia la transición energética en comparación con las versiones de los últimos años, puede y debe ser más ambicioso a fin de que el país pueda enfrentarse a los retos del desarrollo nacional, dados por el crecimiento poblacional y económico; la crisis climática que se refleja tanto en temporadas de calor y sequía extrema, como de desastres naturales; y las oportunidades que presentan el nearshoring y la transición energética justa. El sistema eléctrico nacional debe ser impulsor del desarrollo justo, resiliente y sostenible.

Referencias

- Fathin, M. R., Widhiyasana, Y., & Syakrani, N. (2021). Model for Predicting Electrical Energy Consumption Using ARIMA Method. *Advances in Engineering Research*, 207, 298-303. Recuperado de: <https://www.google.com.mx/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwjrhWcpZCHAxWjI0QIHbtJCtoQFnoECDYQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.atlantis-press.com%2Farticle%2F125963779.pdf&usg=AOvVaw3HpgYnJKZYCxoVLzTv1xW5&opi=89978449>
- Gibbs, M. (2012). Enfoque Bottom-Up para la medición, el reporte y la verificación (mrv) de políticas, acciones y medidas de reducciones de gei en el sector energía de Chile. Recuperado de: https://transparency-partnership.net/sites/default/files/memoria_taller_chile_espanol_1.pdf
- Iniciativa Climática de México (ICM). (2023) Ruta Emisiones Netas Cero para México 2060, desde Sociedad Civil. Recuperado de: <https://www.iniciativaclimatica.org/emisionesnetascero/wp-content/uploads/2023/11/RENO-SC-final.pdf>
- Iniciativa Climática de México (ICM). (2022). NDC desde la Sociedad Civil. Una propuesta desde la sociedad civil para aumentar la ambición mediante un enfoque de justicia climática. Recuperado de: <https://iniciativaclimatica.org/ndc/wp-content/uploads/2022/12/Un-propuesta-desde-la-sociedad-civil-291122.pdf>
- Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC). (2022). *Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero (INEGYCEI) de México 1990-2019*. Recuperado de: <https://www.gob.mx/inecc/articulos/inventario-nacional-de-emisiones-de-gases-y-compuestos-de-efecto-invernadero-inegycei-de-mexico-1990-2019>.
- Mahia, F., Dey, A. R., Masud, M. A., & Mahmud, M. S. (2019). Forecasting Electricity Consumption using ARIMA Model. *International Conference on Sustainable Technologies for Industry 4.0 (STI)*. Recuperado de: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9068076>
- Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). (2023). *Climate Promise, ¿Qué son las NDC y Cómo impulsan la acción Climática?* Recuperado de: <https://climatepromise.undp.org/es/news-and-stories/que-son-las-NDC-contribuciones-determinadas-nivel-nacional-cambio-climatico>
- Secretaría de Energía (SENER). (2023). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2024-2038. Recuperado de: <https://www.gob.mx/sener/articulos/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-2024-2038>
-

Anexos

Anexo 1 – Tabla evolución de la demanda máxima integrada para el SEN y SIN.

Demanda máxima integrada neta	2020		2021		2022		2023	
	MWh/h	% Inc						
Nacional (SEN)	46,722		48,097	2.94	48,617	0.15	54,530	13.2
Interconectado Nacional (SIN)	42,748	-5.8	45,249	5.8	46,636	3.06	51,406	10.2
Fecha de ocurrencia	27/08/20 17:00 h		06/06/21 17:00 h		21/07/22 17:00 h		21/06/23 19:48 h	

*El valor de la demanda máxima integrada del SEN para 2022 se calculó utilizando un estado de alerta del CENACE, dónde reporta 52,993 MW, mencionando representa un aumento del 9% respecto al máximo registrado en 2022. Este dato no está disponible en el PRODESEN 2024-2038 ni en sus versiones anteriores.

Anexo 2 – Tabla comparativa de capacidad instalada en 2027 y 2038 entre el PRODESEN 2024-2038 y la RENC.

Tecnología	PRODESEN 2024-2038	RENC	Total general
2027	111,548	123,138	234,686
Carboeléctrica	3,532	4,178	7,710
Ciclo combinado	56,894	48,345	105,239
Eólica	9,981	11,433	21,414
Generación Distribuida	4,075	8,875	12,950
Hidroeléctrica	6,036	13,735	19,771
Otras	15,207	12,187	27,394
Solar	8,297	14,434	2,731
Termoeléctrica convencional	7,526	9,951	17,477
2038	163,446	191,199	354,645
Carboeléctrica	3,763		3,763
Ciclo combinado	67,856	48,345	116,201
Eólica	28,750	37,667	66,417
Generación Distribuida	8,438	23,629	32,067
Hidroeléctrica	8,830	15,427	24,257
Otras	23,968	16,158	40,126
Solar	13,823	49,973	63,796
Termoeléctrica convencional	8,018		8,018
Total general	274,994	314,337	589,331

*Los escenarios de planeación del PRODESEN 2024-2038 y de la RENC son distintos en cuanto a la demanda proyectada. Esta comparación debe tomarse sólo como referencia.

Anexo 3 – Tabla Comparativa de la capacidad instalada por tecnología
RENC vs PRODESEN 2024-2038.

Tecnologías	Actual	RENC-2060	PRODESEN	RENC-2060	PRODESEN
	2023	2027	2027	2038	2038
Ciclo combinado	58.46%	39.26%	51.00%	25.29%	41.52%
Termoeléctrica convencional	8.63%	8.08%	6.75%	0.00%	4.91%
Carboeléctrica	4.05%	3.39%	3.17%	0.00%	2.30%
Hidroeléctrica	5.86%	11.15%	5.41%	8.07%	5.40%
Solar	5.16%	11.72%	7.44%	26.14%	8.46%
Eólica	5.89%	9.28%	8.95%	19.70%	17.59%
Generación Distribuida	1.49%	7.21%	3.65%	12.36%	5.16%
Baterías			4.57%		4.20%
Total Capacidad instalada	90,447	123,139	111,547	191,200	163,445

