



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
ENERGÍA – SISTEMAS ENERGÉTICOS

DESARROLLO DE INDICADORES DE SOSTENIBILIDAD PARA LA EVALUACIÓN DE PROSPECTIVAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO MEXICANO

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
DOCTOR EN INGENIERÍA

PRESENTA:
M.I. ULISES ADAIR HERNÁNDEZ HURTADO

TUTORA
DRA. CECILIA MARTÍN DEL CAMPO MÁRQUEZ, F.I.

COMITÉ TUTOR
DR. MANUEL GONZÁLEZ CUESTA, F.I.
DR. ÁNGEL DE LA VEGA, F.E.
DRA. PATRICIA ESPERANZA BALDERAS CAÑAS, F.I.
DR. PABLO ÑÁLVAREZ WATKINS, CFE

CIUDAD DE MÉXICO, FEBRERO 2022



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. José Luis Fernández Zayas/ Instituto de Ingeniería
Secretario: Dr. Juan Luis Francois Lacouture/ Facultad de Ingeniería
1^{er}. Vocal: Dra. Cecilia Martín del Campo Márquez/ Facultad de Ingeniería
2^{do}. Vocal: Dra. Patricia E. Balderas Cañas/ Facultad de Ingeniería
3^{er}. Vocal: Dr. José A. F. De La Vega Navarro/ Facultad de Economía

Lugar donde se realizó la tesis: Facultad de Ingeniería

TUTOR DE TESIS:

DRA. CECILIA MARTÍN DEL CAMPO MÁRQUEZ

FIRMA

(Segunda hoja)

AGRADECIMIENTOS

El Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) otorgó una beca a Ulises Adair Hernández Hurtado como estudiante del programa de Doctorado en Ingeniería en Energía de la UNAM.

Un agradecimiento especial al equipo de investigadores de la Unidad de Planeación Energética por el apoyo en proveer información del Optimizador MC y datos requeridos para la simulación de escenarios.

Gracias al proyecto PAPIIT-UNAM número IT102621 Modelación de la Transición Energética por hacer posible la evaluación de beneficios económicos, ambientales y sociales para México al año 2030.

RESUMEN

Las naciones con economías emergentes enfrentan un reto importante en el desarrollo de estrategias de transición hacia un sistema energético de bajas emisiones y, a su vez, mantener su crecimiento económico. El sector eléctrico desempeña un papel crucial en estas estrategias y mediante la correcta evaluación de su sostenibilidad es posible identificar aquellas alternativas que incrementen la sostenibilidad en mayor medida. Esta investigación propone indicadores y una metodología para la evaluación de la sostenibilidad de dos prospectivas del sistema eléctrico mexicano desarrolladas por dos administraciones gubernamentales distintas, con un horizonte de estudio al año 2030. Los escenarios se caracterizaron mediante el Programa Indicativo de Instalaciones y Retiros de Centrales Eléctricas en el periodo 2019-2030. El despacho óptimo fue obtenido para abastecer la demanda horaria pronosticada utilizando el Optimizador MC, desarrollado por académicos de la UNAM. Los indicadores de sostenibilidad fueron desarrollados y calculados para evaluar las dimensiones de seguridad energética, equidad energética y la sostenibilidad medioambiental. Posteriormente, los indicadores fueron ingresados al método de decisión multicriterio conocido como Vector de Posición de Mínimo Arrepentimiento. Al analizar los resultados, se destaca el incremento de la capacidad de transmisión entre enlaces, así como la disponibilidad horaria de la tecnología hidroeléctrica, lo cual mejoró sustancialmente la sostenibilidad del sistema eléctrico en general. La comparación entre el desempeño de ambos escenarios indica que la prospectiva desarrollada por la administración gubernamental actual es ligeramente más sostenible. Finalmente, se publicó un artículo con el nombre “A development of indicators for the sustainability assessment of the Mexican power system planning” en la revista “International Journal of Sustainable Energy Planning and Management” con DOI <https://doi.org/10.5278/ijsepm.6572>.

ABSTRACT

Countries with emerging economies face a significant challenge when developing strategies to move towards a low emission energy system and keep their economies growing. The power system plays a crucial role in these strategies and by correctly measuring its sustainability it is possible to identify which alternative improves the sustainability the most. This research proposes indicators for the assessment of the sustainability of the Mexican power system planning scenarios that have been put forward by two government administrations, with a study horizon to 2030. The scenarios are characterized by the programming of additions and retirements of the generating capacity throughout the period of 2019 to 2030. The optimal dispatch was obtained to be able to accomplish the hourly demand using an Optimizer developed by academics of the UNAM. Sustainability indicators were developed and calculated to evaluate the energy security, energy equity, and environmental sustainability dimensions. Subsequently, the indicators were fed into the Position Vector of Minimum Regret Analysis as a multicriteria decision analysis. By analyzing the results, it is highlighted that increasing the power transmission, as well as the hourly availability of hydro plants, improve the sustainability of the generation system. The comparison between both scenarios' performance indicates that the current government's planning is slightly more sustainable. Finally, a paper with title "A development of indicators for the sustainability assessment of the Mexican power system planning" was published in the "International Journal of Sustainable Energy Planning and Management" with DOI <https://doi.org/10.5278/ijsepm.6572>.

ÍNDICE

RESUMEN	4
ABSTRACT	6
ÍNDICE.....	7
LISTA DE TABLAS.....	9
LISTA DE FIGURAS.....	10
LISTA DE MAPAS.....	12
INTRODUCCIÓN	13
ANTECEDENTES	15
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	16
OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN Y ALCANCE	17
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	17
APORTACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	17
HIPÓTESIS.....	17
1. EL TRILEMA ENERGÉTICO	18
1.1. Seguridad energética en el Trilema.....	20
1.2. Equidad energética en el Trilema.....	21
1.3. Sostenibilidad medioambiental de sistemas energéticos en el Trilema	21
2. DIMENSIÓN SEGURIDAD ENERGÉTICA.....	22
2.1. Diversificación promedio de la capacidad instalada	26
2.2. Importaciones de gas natural.....	27
2.3. Instalación de nuevas plantas limpias.....	28
3. DIMENSIÓN EQUIDAD ENERGÉTICA.....	28
3.1. Costo de la generación de energía eléctrica	29
3.1.1. Costo total de inversión	29
3.1.2. Costo total de operación y mantenimiento	29
3.1.3. Costo total por concepto de combustible.....	30
3.1.4. Costo total por concepto de energía no servida	31
3.2. Generación, consumo, importación, exportación y autoabastecimiento de electricidad entre regiones del sistema eléctrico mexicano	31

4.	DIMENSIÓN SOSTENIBILIDAD MEDIOAMBIENTAL DE LOS SISTEMAS ENERGÉTICOS	33
4.1.	Metas y compromisos medioambientales de México	34
4.2.	Factor de emisión promedio vs emisiones del SEN para el periodo 2018-2032.....	38
5.	METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA SOSTENIBILIDAD DE ESCENARIOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO MEXICANO	40
5.1.	Selección de dimensiones	40
5.2.	Selección de indicadores.....	41
5.3.	Recopilación de datos	41
5.4.	Desarrollo o uso de modelos.....	42
5.5.	Selección de método de análisis multicriterio	44
6.	EVALUACIÓN DE LA SOSTENIBILIDAD DE LOS ESCENARIOS PRODESEN 2018-2032 Y 2019-2033	46
6.1.	Escenario 2018-2032.....	49
6.2.	Escenario 2019-2033.....	50
6.3.	Análisis de resultados.....	51
6.3.1.	Diversificación promedio de la capacidad.....	52
6.3.2.	Importación de gas natural	52
6.3.3.	Instalación de nuevas plantas limpias.....	53
6.3.4.	Costo total	53
6.3.5.	Balance regional de generación-consumo	54
6.3.6.	Factor de emisión promedio	55
6.3.7.	Cumplimiento de metas INDC.....	56
7.	CONCLUSIONES	58
	AGRADECIMIENTOS.....	4
	LISTA DE ACRONIMOS	60
	TABLA DE VARIABLES	61
	REFERENCIAS.....	63

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Dimensiones, categorías e indicadores del Trilema energético del WEC.....	17
Tabla 2. Emisiones nacionales de GEI e el escenario base y las metas INDC de mitigación no condicionadas 2020-2030.....	35
Tabla 3. Emisiones nacionales de carbono negro en el escenario base y las metas INDC de mitigación no condicionadas 2020-2030.....	35
Tabla 4. Factores de emisión para diversas tecnologías de generación eléctrica	36
Tabla 5. Indicadores cuantitativos para evaluar la sostenibilidad del sistema eléctrico mexicano ...	39
Tabla 6. Indicadores, alternativas y valores normalizados del PVMR	43
Tabla 7. Conjuntos utilizados en los indicadores y el método de Posición de Mínimo Arrepentimiento	44
Tabla 8. Datos de parámetros de las tecnologías utilizadas en la evaluación	46
Tabla 9. Pronóstico de precios de combustibles utilizado.....	46
Tabla 10. Demanda regional del escenario PRODESEN 2018-2032.....	48
Tabla 11. Demanda regional del escenario PRODESEN 2019-2033.....	49
Tabla 12. Tabla de desempeño de los indicadores para cada escenario.....	54
Tabla 13. Valores normalizados para cada indicador.....	55

LISTA DE FIGURAS

<u>Figura 1. Emisiones globales de 1850 a 2015 de gases de efecto invernadero por sector económico.....</u>	<u>13</u>
<u>Figura 2. Participación de los subsectores en emisiones de gases de efecto invernadero a nivel mundial en 2013</u>	<u>14</u>
<u>Figura 3. Capacidad instalada por tipo de tecnología a finales de 2018 y generación de electricidad por tipo de tecnología durante el año 2018.....</u>	<u>21</u>
<u>Figura 4. Importaciones de gas natural desde Estados Unidos a México durante el periodo 2010 a 2021</u>	<u>22</u>
<u>Figura 5. Precios de gas natural importado desde Estados Unidos a México durante el periodo 2010 a 2021</u>	<u>22</u>
<u>Figura 6. Reservas probadas, probables y posibles en México durante el periodo 2010 a 2021.....</u>	<u>23</u>
<u>Figura 7. Demanda nacional de gas natural por sector 2017-2032</u>	<u>23</u>
<u>Figura 8. Inventario nacional de emisiones de gases de efecto invernadero 2015</u>	<u>32</u>
<u>Figura 9. Escenario “Business as Usual” de emisiones de CO_{2eq} por sector en México</u>	<u>33</u>
<u>Figura 10. Escenario de largo plazo de emisiones de GEI con base en las metas para México</u>	<u>34</u>
<u>Figura 11. Capacidad adicionada y retirada en el periodo 2019-2030 propuesta por el PRODESEN 2018-2032</u>	<u>47</u>
<u>Figura 12. Capacidad adicionada y retirada en el periodo 2019-2030 propuesta por el PRODESEN 2019-2033</u>	<u>49</u>
<u>Figura 13. Resultados del indicador de diversificación promedio anual Shannon-Wiener para los escenarios PRODESEN 2018-2032 y PRODESEN 2019-2033</u>	<u>50</u>
<u>Figura 14. Resultados del indicador de importación de gas natural para los escenarios PRODESEN 2018-2032 Y 2019-2033</u>	<u>51</u>
<u>Figura 15. Resultados del indicador instalación de nuevas plantas limpias para los escenarios PRODESEN 2018-2032 y PRODESEN 2019-2033</u>	<u>51</u>
<u>Figura 16. Resultados del indicador costo total para el escenario PRODESEN 2018-2032</u>	<u>52</u>
<u>Figura 17. Resultados del indicador costo total para el escenario PRODESEN 2019-2033</u>	<u>52</u>

<u>Figura 18. Resultados del indicador balance regional de generación-consumo para el escenario PRODESEN 2018-2032</u>	<u>53</u>
<u>Figura 19. Resultados del indicador balance regional de generación-consumo para el escenario PRODESEN 2019-2033</u>	<u>53</u>
<u>Figura 20. Resultados del indicador factor de emisión promedio para los escenarios PRODESE 2018-2032 y PRODESEN 2019-2033</u>	<u>54</u>
<u>Figura 21. Resultados del indicador cumplimiento de metas INDC para los escenarios PRODESEN 2018- 2032 y PRODESEN 2019-2033</u>	<u>54</u>

LISTA DE MAPAS

<u>Mapa 1. Red de gasoductos en México (octubre 2019)</u>	<u>24</u>
<u>Mapa 2. Regiones de control del sistema eléctrico mexicano utilizadas por el CENACE</u>	<u>30</u>
<u>Mapa 3. Regiones y capacidad de enlaces de transmisión del sistema eléctrico mexicano propuestos por la SENER en 2017</u>	<u>30</u>
<u>Mapa 4. Balance de energía eléctrica por entidad federativa 2017</u>	<u>31</u>

INTRODUCCIÓN

El desarrollo económico de un país está fuertemente relacionado con su consumo de energía, y, a su vez, dicho consumo de energía es el que ha provocado que se deriven diversos problemas tanto a nivel local como mundial. Dentro de estos problemas está la contaminación de los suelos, el agua y el aire. Sin embargo, la contaminación del aire es la principal responsable del cambio climático y del calentamiento global, ya que el producto final de la mayoría de los procesos que utilizamos en la obtención de energía son gases que producen un efecto “invernadero” en la atmósfera. Debido a esto, actualmente es primordial buscar estrategias a fin de mantener y reducir las emisiones globales en el futuro inmediato.

De acuerdo al Proyecto de decisión -/CP.21 de la Conferencia de las Partes en su 21er periodo de sesiones (COP21) [1], menciona lo siguiente:

- ▶ *Se observa con Preocupación que los niveles estimados de las emisiones agregadas de gases de efecto invernadero en 2025 y 2030, resultantes de las contribuciones previstas determinadas a nivel nacional no son compatibles con los escenarios de 2 °C de menor costo sino que conducen a un nivel proyectado de 55 gigatoneladas en 2030, y observa también que, para mantener el aumento de la temperatura media mundial por debajo de 2 °C con respecto a los niveles preindustriales, mediante una reducción de las emisiones a 40 gigatoneladas, o por debajo de 1.5 °C con respecto a los niveles preindustriales, ..., se requerirá un esfuerzo de reducción de las emisiones mucho mayor que el que suponen las contribuciones previstas determinadas a nivel nacional.*
- ▶ *Invita a las Partes a que comuniquen a la Secretaría, en 2020 a más tardar, estrategias de desarrollo con bajas emisiones de gases de efecto invernadero a largo plazo, con vistas a mediados de siglo.*

Esto dicta una necesidad urgente para tomar acciones que permitan lograr los objetivos indicados, y así evitar que se alcance un punto sin retorno en el que las consecuencias a nivel mundial podrían ser catastróficas.

La Figura 1 ilustra las emisiones de gases de efecto invernadero por sector en gigatoneladas de CO_{2eq}/año (GTonsCO_{2eq}/año) de 1850 a 2015, las cuales presentan un aumento acelerado los últimos años. Además, se observa que el sector energía es el principal responsable de estas emisiones, hecho que señala la importancia de tomar acciones sobre este sector si se desea reducir la mayor parte de emisiones globales. Sin embargo, al desagregar el sector energía se detalla claramente que el mayor contribuidor a las emisiones es el subsector “electricidad y calor”, tal como se observa en la Figura 2.

El sector de la generación de electricidad tiene un importante potencial de reducción de emisiones que ayuden a alcanzar los compromisos y metas que se fijaron en la COP21. Aunado a esto, gracias a la diversidad de fuentes de energía que nos ofrece la naturaleza, tenemos la flexibilidad de desarrollar y utilizar un amplio portafolio de tecnologías para aprovechar aquellas que tengan menores emisiones de gases de efecto invernadero.

Otra ventaja que ofrece este subsector es la flexibilidad de implementar regulaciones ambientales y monitorear el cumplimiento de ellas más sencillamente a diferencia, por ejemplo, del subsector transporte.

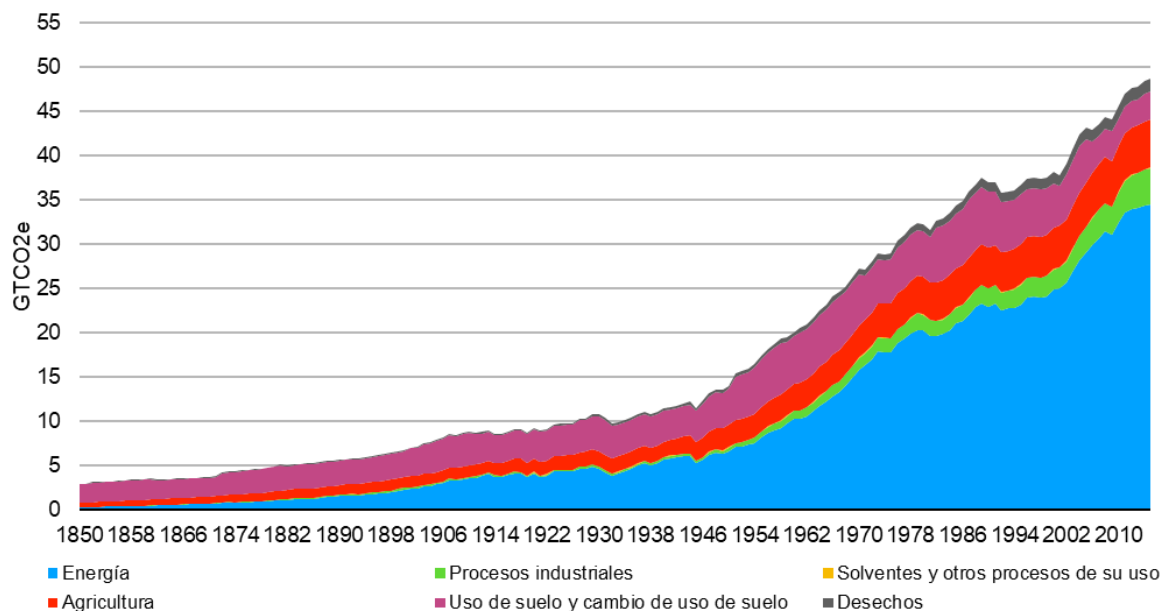


Figura 1: Emisiones globales de 1850 a 2015 de gases de efecto invernadero por sector económico (GTCO_{2eq}/año).

Fuente: Elaboración propia con información de "Postdam Institute for Climate Change Impact Research". [2]

La COP21 colocó un punto de inicio para combatir el cambio climático, donde cerca de 200 naciones se unieron a la causa. Sin embargo, los países en vías de desarrollo enfrentan un reto mayor en la implementación de estrategias para transitar hacia la reducción de emisiones, preservando su desarrollo económico, y llevando a cabo una explotación sostenible de los recursos naturales. Esta situación se produce principalmente por la falta de desarrollo tecnológico en industrias de bajas emisiones en dichas naciones, por lo que requieren del apoyo de países desarrollados que proporcionen tecnologías y recursos financieros para combatir esta situación, por ejemplo, la captura y secuestro de carbono es una opción atractiva para las naciones altamente consumidoras de combustibles fósiles. México entra en esta situación debido a que se espera que su demanda de energía y combustibles altamente contaminantes se incremente en las siguientes décadas, debido principalmente al aumento de la población y a un mayor desarrollo industrial del país.

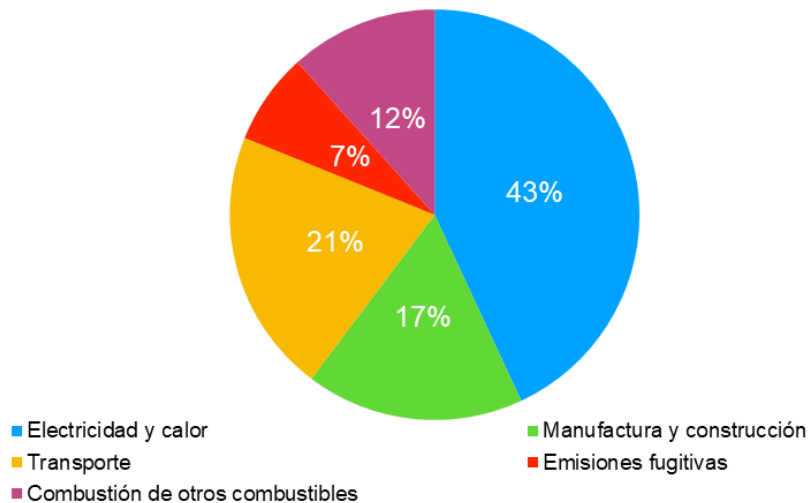


Figura 2: Participación de los subsectores en emisiones de gases de efecto invernadero a nivel mundial en 2013 (%).

Fuente: Elaboración propia con información de “Climate Analysis Indicators Tool (World Resources Institute, 2017)”. [3]

ANTECEDENTES

Hay una gran variedad de estudios del sector energético mexicano que proponen diferentes escenarios y estrategias para su descarbonización en el corto, mediano y largo plazo. Sin embargo, los tres pilares de la sostenibilidad, *medioambiente, económico y social*, no son considerados en la mayoría de estas investigaciones. Por ejemplo, Grande-Acosta et al. [4] analiza escenarios para la descarbonización profunda del sector eléctrico mexicano teniendo como objetivo el año 2035, a través de una aproximación medioambiental y económica. Esta investigación confirma que el sector eléctrico en México tiene un amplio potencial para reducir las emisiones si se llevan a cabo las acciones adecuadas, generando a su vez, importantes ahorros económicos derivados del uso de tecnologías más limpias y la reducción del uso de combustibles de origen fósil. Mientras que Elizondo et al. [5] utiliza una herramienta bien conocida como “La Calculadora México 2050” para evaluar estrategias políticas en el sector energético comparando cuatro escenarios bajos en emisiones de carbono. Versey et al. [6] explora varios caminos para alcanzar los objetivos de descarbonización al año 2050 analizando los resultados obtenidos de diferentes sistemas energéticos y modelos económicos, enfocándose principalmente en aspectos medioambientales, y superficialmente en los aspectos sociales, concluyendo que la descarbonización en México tiene cierta flexibilidad para llevarse a cabo y que si bien la mayoría de estas estrategias pueden cumplir el mismo objetivo, dependerá de la disponibilidad de las tecnologías y su madurez para ser consideradas como verdaderas opciones de cara a su implementación en el mediano y largo plazo. Sin embargo, para tomar una decisión bien informada acerca de qué estrategia podría tener los mejores resultados, es imperativo desarrollar herramientas para evaluar la sostenibilidad de un sistema energético integrando adecuadamente las dimensiones medioambiental, económica y social.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Actualmente existen muchos retos a considerar en la planeación de corto, mediano y largo plazo para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) debido a las recientes políticas nacionales y compromisos internacionales en materia medioambiental, agotamiento de los recursos, desarrollo económico y aumento de la población. Entre las políticas nacionales se encuentra la publicación de la Ley de la Industria Eléctrica [7], que tiene por objeto regular la planeación y el control del SEN, el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica y las demás actividades de la industria eléctrica. La ley ha modificado la forma en la que el SEN funciona, dando un panorama actualizado de la línea sobre la que se pretende seguir para tener un sistema confiable, seguro, eficiente y más limpio. Sin embargo, la planeación del SEN se ha visto modificada año con año por circunstancias tales como la inclusión de nuevas metas de mediano o corto plazo, o incluso por el cambio de administración en el gobierno y sus nuevas políticas energéticas con enfoques hacia el fortalecimiento de la Comisión Federal de Electricidad. Este hecho abre la necesidad de desarrollar una metodología que permita conocer si las nuevas planeaciones del SEN están contribuyendo a cumplir o superar las metas medioambientales, reducir el costo de la generación de energía y ayudar a la equidad energética social, en otras palabras, evaluar si la sostenibilidad del SEN está mejorando con cada nueva planeación del sistema eléctrico del país.

Varias metodologías que utilizan indicadores y métodos de análisis multicriterio han sido desarrolladas, por ejemplo, Santoyo-Castelazo et al. [8] seleccionó diez indicadores para evaluar la dimensión medioambiental, tres para la económica y cuatro para la social, posteriormente aplicaron el método de “teoría de valor multi-atributo” para comparar el desempeño de once diferentes escenarios. En esta investigación se muestra la efectividad que tiene combinar el uso de indicadores y métodos de evaluación multicriterio para mejorar la toma de decisiones, por la integración del resultado de cada indicador en un único valor de desempeño final. Bonacloche et al. [9] seleccionó seis indicadores y aplicó una función de valor de indicador único para comparar dos escenarios que tienen como objetivo alcanzar las metas de México al año 2030, sin embargo, entre las conclusiones a las que llega el autor en esta investigación es que no son suficientes las acciones que se propone en las INDC nacionales para alcanzar el escenario de 2 °C, mostrando que se deben tomar acciones tempranas que repercutan en el futuro cercano. Rodríguez-Serrano et al. [10] usó un modelo multiregional de entradas-salidas aplicado a la evaluación socio-económica y medioambiental para determinar la sostenibilidad del proyecto de una planta solar térmica en México. En esta investigación se observa de forma clara la importancia de incluir las tres dimensiones de la sostenibilidad en los estudios, ya que se revelaron situaciones de índole social que podrían repercutir en el desarrollo del proyecto y evitar su consagración. Roldán et al. [11] utilizó cuatro dimensiones para evaluar la sostenibilidad de plantas eléctricas: económica, social, medioambiental e institucional. Los autores propusieron el método de análisis multicriterio conocido como “Proceso de análisis jerárquico” para llevar a cabo la toma de decisiones y calificar el desempeño de las tecnologías, obteniendo como resultado que el despliegue masivo de plantas renovables mejoraría considerablemente la sostenibilidad del sistema eléctrico nacional.

OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN Y ALCANCE

Desarrollar indicadores de sostenibilidad basados en el Trilema Energético del *World Energy Council*, proponer una metodología para la evaluación de la sostenibilidad de prospectivas de expansión de capacidad del año 2020 al 2030 del sector eléctrico mexicano desarrolladas por la Secretaría de Energía y utilizar la metodología propuesta para comparar la sostenibilidad de los escenarios del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2018-2032 y con PRODESEN 2019-2033.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Investigar las dimensiones que conforman la sostenibilidad de un sistema energético.
2. Seleccionar y proponer los posibles indicadores para evaluar cada dimensión de sostenibilidad del sistema eléctrico mexicano.
3. Investigar la información pública que podría alimentar a los indicadores.
4. Desarrollar la formulación matemática de los indicadores propuestos.
5. Proponer una metodología para evaluar escenarios de expansión de capacidad del 2020 al 2030 del sector eléctrico mexicano.
6. Realizar la evaluación de la sostenibilidad de los escenarios de expansión de capacidad del 2020 al 2030 propuestos en el PRODESEN 2018-2032 y PRODESEN 2019-2033.

APORTACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

A pesar de la amplia variedad de estudios realizados, los indicadores propuestos en la literatura no han sido desarrollados para evaluar específicamente un sistema eléctrico, por lo que existen aspectos de gran relevancia que no se consideran, tal como los intercambios de energía anuales entre las regiones interconectadas. Por esta razón, las metodologías propuestas en estos estudios se encuentran mayormente limitadas a evaluar escenarios que incluyen tecnologías, generación eléctrica anual y objetivos de reducción de emisiones. En este sentido, esta investigación aporta al desarrollo de indicadores para la evaluación de la sostenibilidad del sistema eléctrico mexicano. Así como proponer una metodología integral para obtener la información necesaria para alimentar los indicadores a través del uso de modelos de optimización del despacho eléctrico de la capacidad instalada reportada en los Programas Indicativos de Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCEs) desarrollados por la Secretaría de Energía (SENER) que son reportados en los documentos PRODESEN.

HIPÓTESIS

Mediante el desarrollo de indicadores es posible evaluar la sostenibilidad de los escenarios de expansión de capacidad del año 2020 al 2030 del sistema eléctrico mexicano, y desarrollar una metodología que ayude a mejorar la toma de decisiones para la expansión del sistema eléctrico mexicano utilizando información pública de la capacidad instalada y aplicando el despacho óptimo para cumplir con los perfiles de demanda de electricidad variable de las diferentes regiones del país.

1. EL TRILEMA ENERGÉTICO

El término Trilema Energético proviene de la siguiente descripción descrita en el documento “Energy Trilemma” elaborado por el Consejo Mundial de Energía (WEC, por sus siglas en inglés). [12]

La transición energética es un reto político conectado que involucra el manejo de tres dimensiones principales; la Seguridad Energética, la Equidad Energética y la Sostenibilidad Medioambiental de los Sistemas Energéticos a través del proceso de transición. Juntos, constituyen un “Trilema”.

Estas tres dimensiones son los pilares de la sostenibilidad aplicadas a un sistema energético. Sin embargo, el WEC incluye una dimensión extra llamada “Contexto del país”, la cual tiene un menor peso respecto a las otras tres, y no busca evaluar conceptos energéticos sino aspectos de estabilidad política y económica.

Este capítulo contiene la información más relevante respecto al concepto de “Trilema Energético”, indicando la definición de cada dimensión de sostenibilidad, sus indicadores y las categorías propuestas por el WEC.

Para evaluar la sostenibilidad de un sistema energético, el WEC llevó a cabo el siguiente procedimiento:

1. Definir las dimensiones que constituyen la sostenibilidad de un sistema energético.
2. Elegir las categorías de indicadores para agrupar los indicadores.
3. Desarrollar los indicadores de cada categoría en cada dimensión.
4. Crear las ecuaciones que determinan el desempeño de cada indicador.
5. Otorgar un peso a cada indicador como parte de la calificación final.
6. Recopilar la información requerida para evaluar los indicadores en cada país.
7. Calcular la sostenibilidad de los sistemas energéticos.

La Tabla 1 contiene los indicadores, categorías y dimensiones desarrolladas por el WEC:

Tabla 1: Dimensiones, categorías e indicadores del Trilema energético del WEC.

Dimensión	Categoría del indicador	Indicador
Seguridad energética	A1 Seguridad de suministro y demanda energética	a Diversidad del suministro de energía primaria
		b Dependencia de importaciones
	A2 Resiliencia de los sistemas energéticos	a Diversidad de la generación de electricidad
		b Almacenamiento de energía
		c Estabilidad y capacidad de recuperación de los sistemas
	Equidad Energética	B1 Acceso energético

		b Acceso a la cocción limpia
	B2 Acceso a energía de calidad	a Acceso a energía moderna
	B3 Asequibilidad	a Precios de electricidad
		b Precios de la gasolina y el diésel
c Precios del gas natural		
d Asequibilidad eléctrica para los residentes		
Sostenibilidad medioambiental de sistemas energéticos	C1 Productividad de los recursos energéticos	a Intensidad energética final
		b Eficiencia de la generación eléctrica y la Transmisión y Distribución (T&D)
	C2 Descarbonización	a Generación eléctrica de bajo carbono
		b Tendencia de las emisiones de gases de efecto invernadero
	C3 Emisiones y contaminación	a Intensidad de CO ₂
		b Emisiones de CO ₂ per cápita
		c Emisiones de CH ₄ per cápita
		d Exposición anual promedio de PM2.5
		e Exposición anual promedio de PM10
	Contexto del país	D1 Ambiente macroeconómico
D2 Gobernanza		a Efectividad del gobierno
		b Estabilidad política
		c Imperio de la ley
		d Calidad regulatoria
D3 Estabilidad para la inversión e innovación		a Entradas netas de inversiones extranjeras directas
		b Facilidad de creación de negocios
		c Percepción de la corrupción
		d Eficiencia de marco legal en los retos de regulación
		e Protección de la propiedad intelectual
		f Capacidad de innovación

Fuente: World Energy Trilemma Index 2019, World Energy Council. [12]

La información de la tabla anterior es utilizada por el WEC para evaluar la sostenibilidad de cerca de 130 países. En el ranking 2019 México se encontró en el puesto 40, cuyas calificaciones obtenidas

para cada dimensión fueron ABBb, siendo la última letra “b” la calificación correspondiente a la dimensión extra incluida por el WEC de Contexto del País, la cual es escrita en minúscula para indicar que su ponderación es menor a las de las otras tres. A continuación, se detalla el significado de estas calificaciones:

“Las calificaciones de cada dimensión son categorizadas en grados, de A hasta D. Con un grado A los países alcanzan calificaciones por encima de 0.75 de desviación estándar sobre el promedio. El grado de balance de las primeras tres dimensiones, con rangos desde AAA hasta DDD, otorga una impresión inmediata del desempeño promedio del país y su balance a través de cada dimensión. Los países que alcanzan las calificaciones más altas de AAA tienden a ser desarrollados, con economías estables y con metas de política energética fuertemente definidas.”

“El Índice del Trilema Energético evalúa el desempeño actual y pasado a través de las tres dimensiones de Seguridad Energética, Equidad Energética y Sostenibilidad Medioambiental. Una cuarta dimensión de Contexto del País se incluye dentro de los cálculos para capturar las diferencias importantes entre las instituciones nacionales y los contextos macroeconómicos.”

A continuación, se describen los aspectos que abarcan las tres principales dimensiones del Trilema en el contexto energético de un país visto desde la perspectiva del WEC.

1.1. Seguridad energética en el Trilema

El WEC define la dimensión de Seguridad Energética como:

“Refleja la capacidad de una nación para cumplir la demanda energética actual y futura de forma confiable y su capacidad de poder recuperarse rápidamente de transitorios en el sistema con una interrupción mínima de los suministros”

Las categorías e indicadores que utiliza el WEC para cuantificar el desempeño de esta dimensión son los siguientes:

- Seguridad de suministro y demanda energética
 - Diversificación del suministro de energía primaria
 - Dependencia de importaciones
- Resiliencia de los sistemas energéticos
 - Diversificación de la generación de electricidad
 - Capacidad de almacenamiento de energía
 - Estabilidad y capacidad de recuperación de los sistemas

La categoría de seguridad de suministro y demanda energética evalúa las condiciones de un país para afrontar problemas como la pérdida en el suministro de combustible de cualquier tipo, renovable o no renovable. Además, existe la posibilidad de que el país contemplado no sea autosuficiente energéticamente y por lo tanto requiera de importar recursos energéticos desde otro país, incurriendo en una posible interrupción del suministro si existiera alguna clase de conflicto o desastre natural en la nación suministradora. Por otra parte, la categoría de resiliencia de los

sistemas energéticos cualifica y cuantifica la capacidad que tiene el sistema contemplado para abatir las consecuencias de las situaciones planteadas en la primera categoría. En otras palabras, si la nación tuviera una alta dependencia de importaciones de combustibles, entonces debería tener a su vez una amplia capacidad de almacenamiento de energía que le ayuden a continuar con sus actividades económicas con la menor cantidad de percances derivados de una posible interrupción del suministro desde el exterior.

1.2. Equidad energética en el Trilema

El WEC define la dimensión de Equidad Energética como:

“Evalúa la habilidad de un país para proveer acceso universal a energía asequible, con un precio justo y abundante para uso doméstico y comercial”

Las categorías e indicadores que utiliza el WEC para cuantificar el desempeño de esta dimensión son los siguientes:

- Acceso energético
 - Acceso a la electricidad
 - Acceso a la cocción limpia
- Acceso a energía de calidad
 - Acceso a energía moderna
- Asequibilidad
 - Precios de electricidad
 - Precios de la gasolina y el diésel
 - Precios de gas natural
 - Asequibilidad eléctrica para los residentes

La categoría de acceso energético cuantifica el porcentaje de la población que cuenta con electricidad y con combustibles de calidad para cocinar. Mientras que la categoría acceso a energía de calidad busca determinar la población que cuenta con diversos y abundantes servicios de energía, desde electricidad hasta combustibles fósiles y renovables. Por último, tenemos la categoría de asequibilidad, la cual integra los diversos precios de los energéticos básicos utilizados por la población de un país, haciendo énfasis en que, si una nación cuenta con precios bajos de energéticos, entonces el nivel de calidad de vida que tendrá la misma se incrementará.

1.3. Sostenibilidad medioambiental de sistemas energéticos en el Trilema

El WEC define la dimensión de Sostenibilidad Medioambiental de Sistemas Energéticos como:

“Representa la transición del sistema energético de un país hacia la mitigación y prevención de los potenciales daños medioambientales e impactos del cambio climático.”

Las categorías e indicadores que utiliza el WEC para cuantificar el desempeño de esta dimensión son los siguientes:

- Productividad de los recursos energéticos
 - Intensidad energética final
 - Eficiencia de la generación eléctrica y T&D
- Descarbonización
 - Generación eléctrica de bajo carbono
 - Tendencia de las emisiones de gases de efecto invernadero
- Emisiones y contaminación
 - Intensidad de CO₂
 - Emisiones de CO₂ per cápita
 - Emisiones de CH₄ per cápita
 - Exposición anual promedio de PM_{2.5}
 - Exposición anual promedio de PM₁₀

En primer lugar, tenemos la categoría productividad de los recursos energéticos. En esta se evalúa, por un lado, la cantidad de energía producida anualmente y por el otro la eficiencia de dicha producción. Después encontramos la categoría descarbonización que considera la proporción de electricidad generada en el país a través de tecnologías con bajas emisiones de carbono, tal como solar o eólica, entre otras. Además, se analiza la tendencia que tiene el país respecto a las emisiones de gases de efecto invernadero, a través de series de tiempo y objetivos de reducción de emisiones en el corto, medio y largo plazo. Finalmente, la categoría emisiones y contaminación contempla las emisiones de los compuestos de gases de efecto invernadero más importantes y potencialmente dañinos para la población.

A continuación, se muestra cada una de las dimensiones del Trilema Energético aplicadas al sistema eléctrico mexicano describiendo las situaciones actuales más relevantes que lo afectan y los indicadores propuestos y desarrollados para la evaluación de la sostenibilidad en cada dimensión.

2. DIMENSIÓN SEGURIDAD ENERGÉTICA

En la dimensión de seguridad energética se analizan criterios y situaciones que impactan directamente en ésta, es decir, que mejoren o perjudiquen la disponibilidad y continuidad de suministro de electricidad. Dentro de los criterios que se consideran en este análisis son los siguientes:

- Diversificación de la capacidad instalada,
- Agotamiento de reservas de gas natural,
- Dependencia de las importaciones de gas natural,

- Inversiones en nuevas centrales eléctricas.

De acuerdo a la Prospectiva del Sector Eléctrico 2018-2032 [13], el gas natural es el principal combustible utilizado para generar electricidad en México, teniendo una participación de más del 40% en la matriz de capacidad instalada y aproximadamente 53% en la matriz de generación a finales del año 2018, tal como se observa en la Figura 3.

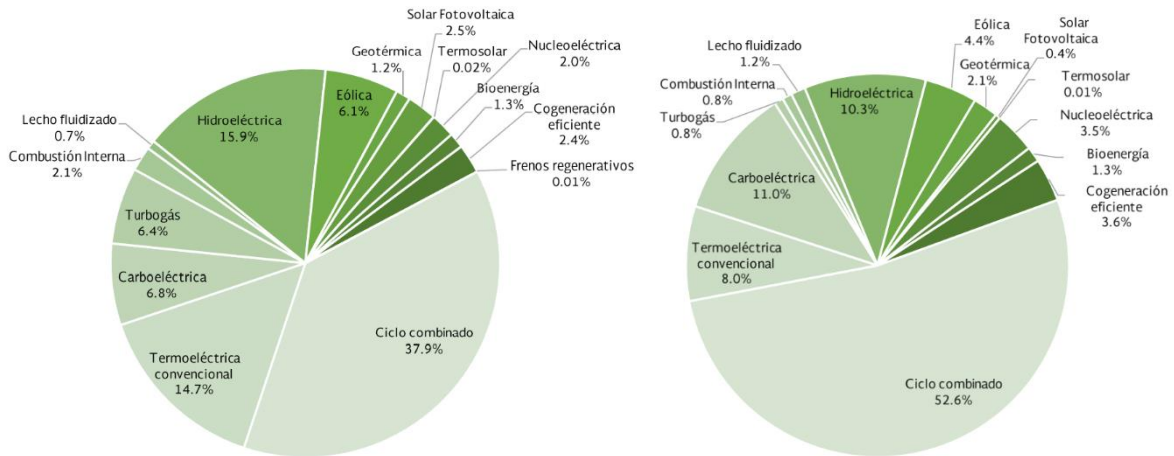


Figura 3. A la derecha, capacidad instalada por tipo de tecnología a finales de 2018 (% de 79,499 MW). A la izquierda, generación de electricidad por tipo de tecnología durante el año 2018 (% de 313,335 GWh).

Fuente: Prospectiva del sector eléctrico 2018-2032, SENER. [13]

El consumo de gas natural ha incrementado en los últimos años debido a los bajos precios que se tienen en Estados Unidos y a la mayor instalación de plantas de ciclo combinado en México durante el periodo 2010-2020. Este hecho ha generado un incremento desproporcionado en las importaciones de gas natural a través de gasoductos desde Estados Unidos. De acuerdo con la Energy Information Administration, la importación ha pasado de cerca de 660 millones de metros cúbicos mensuales al inicio de 2010 hasta casi 5,600 millones de metros cúbicos mensuales en julio de 2021, un incremento de aproximadamente 850% en tan solo 11 años. Esta información se ve reflejada en la Figura 4.

Además, los precios de este combustible en el mismo periodo indican que hasta este momento la estrategia de incrementar las importaciones de gas natural ha sido económicamente positiva,

pasando de 22 centavos de dólar en enero de 2010 a 14 centavos de dólar en julio de 2021, tal como se muestra en la Figura 5.



Figura 4: Importaciones de gas natural desde Estados Unidos a México durante el periodo 2010 a 2021.

Fuente: Energy Information Administration 2021. [14]

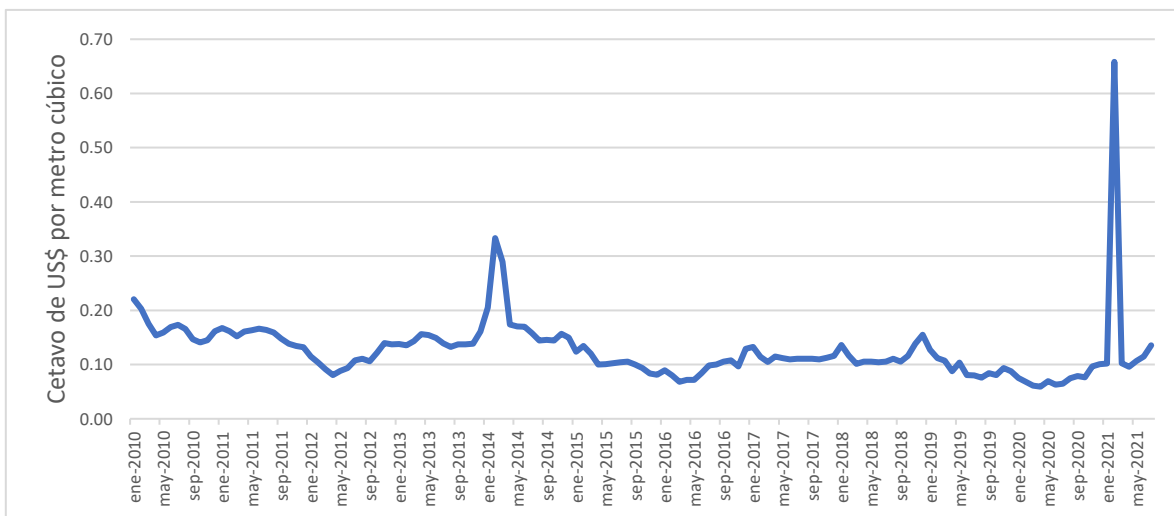


Figura 5: Precios de gas natural importado desde Estados Unidos a México durante el periodo 2010 a 2021.

Fuente: Energy Information Administration 2021. [15]

El aumento de las importaciones de gas está guiado también por la reducción en las reservas del país. Éstas se han reducido considerablemente respecto a los datos de principios de 2010, cayendo de más de 1.8 billones de metros cúbicos a un poco más de 0.9 billones para inicios de 2021 en la suma total de reservas probadas, probables y posibles, tal como se muestra en la Figura 6.

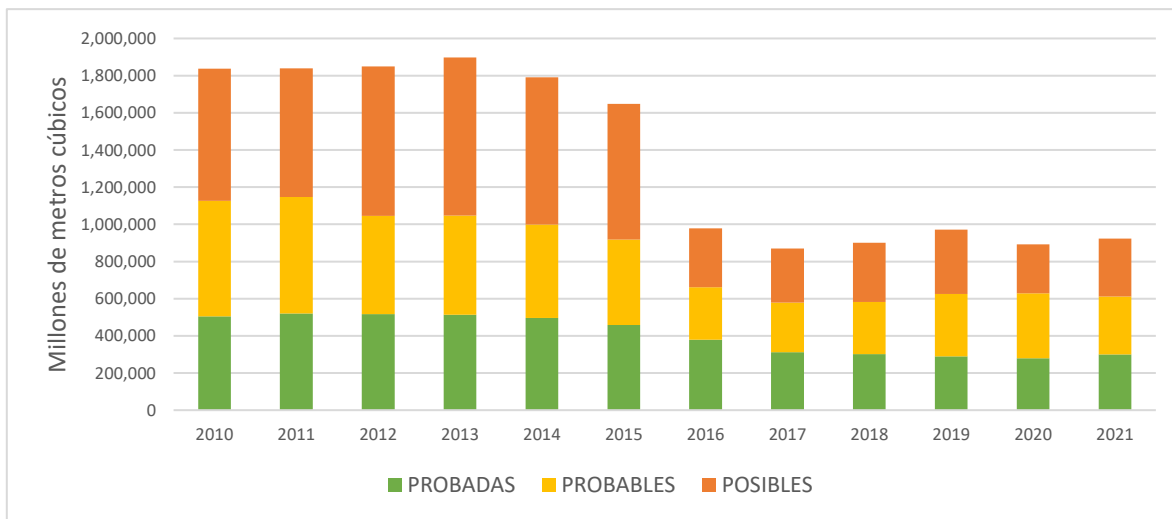


Figura 6: Reservas probadas, probables y posibles en México durante el periodo 2010 a 2021.

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2021. [16]

Además, la SENER considera que la demanda de gas natural seguirá incrementando en el corto y mediano plazo principalmente por el uso en el sector eléctrico, tal como se muestra en la Figura 7.

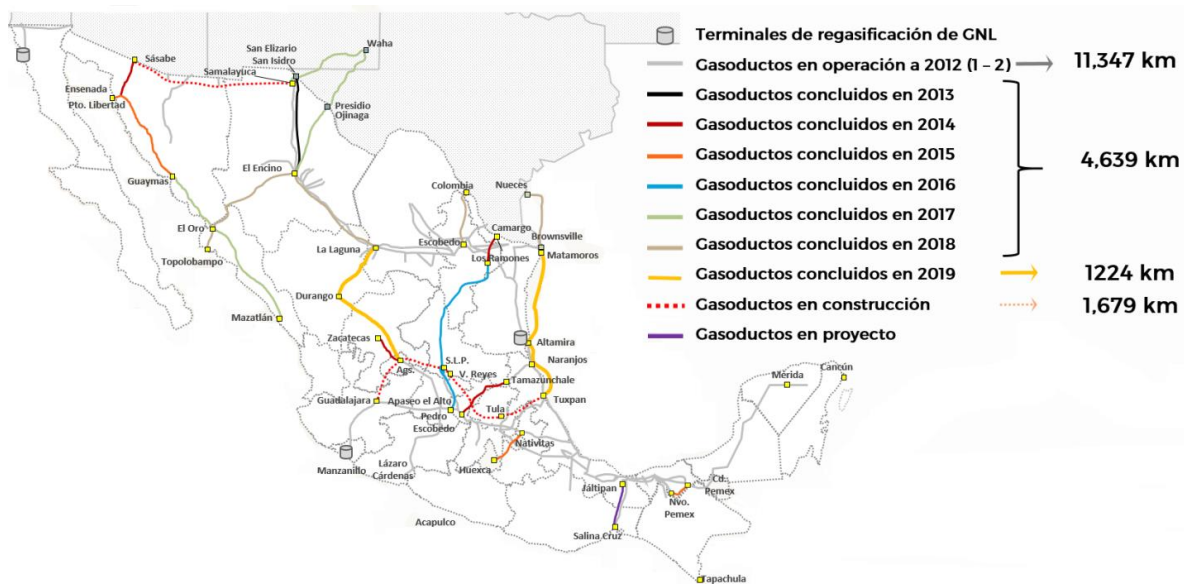


Figura 7: Demanda nacional de gas natural por sector 2017-2032 (Millones de pies cúbicos diarios).

Fuente: Prospectiva de gas natural 208-2032, SENER. [17]

Finalmente, es importante indicar que para contrarrestar el aumento desmesurado de la demanda de gas natural desde el año 2013 ha sido necesario llevar a cabo importantes proyectos de construcción de gasoductos en la zona norte del país y con esto abastecer las zonas que no cuentan con infraestructura de gasoductos reduciendo el gasto en el transporte del combustible. Además, la ampliación en la red de gasoductos permite instalar mayor cantidad de plantas de ciclo combinado en estados como Sinaloa o Durango para disminuir el costo de generación de electricidad, ya que actualmente se transporta gas natural licuado a esos estados, lo que conlleva mayor costo de combustible y por lo tanto un mayor costo en la electricidad. En el Mapa 1 se muestra la expansión

de la red de gasoductos en México durante el periodo 2012-2019 y los proyectos propuestos para el futuro.



Mapa 1: Red de gasoductos en México (octubre 2019).
Fuente: Estatus de gasoductos octubre 2019, SENER. [18]

Con la información presentada anteriormente, es claro que México apuesta por mantener al gas natural como principal actor en la generación de electricidad en el corto y mediano plazo. También se espera que la importación de gas sea la forma dominante de abastecer la demanda nacional de este combustible. Esta situación afecta directamente a la seguridad energética del país, ya que por una parte el sistema eléctrico mexicano depende demasiado de un solo combustible, y por la otra, este combustible es importado.

Por lo tanto, para comenzar a evaluar la seguridad energética del sistema eléctrico mexicano se proponen tres indicadores que monitorean aspectos fundamentales para determinar si esta dimensión de la sostenibilidad está mejorando o empeorando. Estos indicadores son los siguientes:

- Diversificación promedio de la capacidad instalada
- Importaciones de gas natural
- Instalación de nuevas plantas basadas en energía limpia

A continuación, se describe cada indicador y su formulación matemática.

2.1. Diversificación promedio de la capacidad instalada

Una medida que puede ser utilizada para mejorar la seguridad energética del país a corto, mediano y largo plazos, es diversificar el SEN, es decir, aumentar la participación de diferentes tecnologías en la generación anual de la nación. Sin embargo, esto requiere de la instalación de muchas centrales eléctricas si el país tiene baja diversificación, como es el caso de México, y por tanto una correcta

planeación prematura de la instalación de centrales podría mejorar este problema. Pero, debido a que se requiere de muchos años para corregirlo, dicha planeación debe ser muy precisa con las plantas candidatas para la próxima década.

Para conocer la diversificación del parque de generación eléctrica de México se pueden utilizar diferentes índices que ayuden a conocer qué tan diversificado se encuentra un sistema eléctrico, ya sea en cuanto a su capacidad o a su generación anual. En este caso se propone el uso del índice de diversidad “Shannon-Weiner” [19] para determinar la diversificación promedio de la capacidad instalada, el cual se expresa mediante la Ec.(1).

$$H' = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I -f_{i,t} \cdot \ln(f_{i,t}) \quad (1)$$

$$f_{i,t} = \frac{F_{i,t}}{\sum_{i=1}^I F_{i,t}} \quad \forall t \in T \quad (2)$$

Donde: H' es el índice de diversificación promedio de la capacidad instalada del sistema eléctrico mexicano durante el periodo de estudio, I es el número anual total de tecnologías existentes en el sistema, T es el número de años del periodo, y $f_{i,t}$ es la fracción de la tecnología i de la capacidad total en el año t , la cual es calculada mediante la Ec.(2), donde $F_{i,t}$ es la capacidad (MW) de la tecnología i en el año t .

Cuanto mayor sea el resultado del índice de diversificación mejor diversificado estará el sistema eléctrico estudiado. Además, es importante mencionar que, al utilizar la capacidad instalada en un intervalo de varios años para calcular este índice, será necesario considerar los valores de capacidad a principio o final de todos los años del periodo de estudio.

2.2. Importaciones de gas natural

La intención de este indicador es evaluar la dependencia del sistema eléctrico mexicano hacia el gas natural para el corto, mediano o largo plazos. Para llevar a cabo esta tarea es necesario considerar las tecnologías de generación eléctrica que utilizan gas natural como combustible, tal como ciclo combinado o turbogas. Posteriormente, se considera el régimen térmico y el poder calorífico promedio del combustible. La Ec.(3) muestra la formulación matemática de este indicador:

$$NGII = \sum_{t=1}^T \sum_{g=1}^G \frac{HR_g \cdot EG_{g,t}}{NGAHV} \quad (3)$$

Donde $NGII$ es el indicador de gas natural importado (millones de metro cúbicos) para la generación de electricidad en el sistema eléctrico mexicano durante el periodo de estudio, HR_g es el régimen

térmico de la tecnología g que utiliza gas como combustible, G es el número de tecnologías que utilizan gas, $EG_{g,t}$ es la electricidad producida (MWh) por la tecnología g en el año t , y $NGAHV$ es el poder calorífico promedio del gas natural considerado (kJ/m^3).

Un valor más pequeño de este indicador corresponde a un mejor desempeño del mismo, ya que indica que la cantidad de gas natural importado es menor y por lo tanto se reduce la dependencia del sistema eléctrico hacia el exterior.

2.3. Instalación de nuevas plantas limpias

Para ayudar a mitigar el problema de una baja diversificación del sistema y la alta importación de gas natural es necesario realizar una planeación de mediano plazo que contemple la instalación de plantas generadoras con base en energía limpia, las cuales normalmente utilizan los recursos naturales propios del país para generar electricidad y que, además, reducen la participación de las centrales de ciclo combinado.

De acuerdo al sexagésimo transitorio del décimo título de la Ley de Transición Energética, publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) [20], una tecnología generadora es considerada limpia si su factor de emisión promedio es menor a $100 \text{ kgCO}_{2\text{eq}}/\text{MWh}$. Con esta referencia podemos catalogar las plantas que son consideradas limpias en México, y por lo tanto desarrollar un indicador que cuantifique la proporción de nuevas plantas limpias a instalarse en el futuro. La Ec.(4) evalúa este indicador.

$$NCPPI = \left[\frac{100}{T} \right] \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N \left[\frac{CPPC_{n,t}}{F_t} \right] \quad (4)$$

Donde $NCPPI$ representa el % de capacidad correspondiente a nuevas tecnologías consideradas limpias, $CPPC_{n,t}$ es la capacidad (MW) de tecnologías limpias n en el año t , F_t es la suma de toda la capacidad instalada (MW) en el año t , N representa el número de tecnologías limpias y T es el número de años del periodo considerado.

El intervalo de posibles resultados para este indicador es desde 0% hasta 100%. Un resultado equivalente a resultado 0% indica que no hay capacidad adicionada de tecnologías limpias. Por otro lado, si el resultado del indicador es 100%, entonces toda la capacidad propuesta a instalarse corresponde a tecnologías limpias.

3. DIMENSIÓN EQUIDAD ENERGÉTICA

La dimensión equidad energética considera factores que impidan tener acceso universal a la energía eléctrica, ya sea por circunstancias técnicas o económicas. Para el análisis y propuesta de los indicadores de esta dimensión se contemplan las siguientes circunstancias:

- Costo de la generación de energía eléctrica y

- Generación, consumo, importación, exportación y autoabastecimiento de electricidad entre las regiones del sistema eléctrico mexicano.

3.1. Costo de la generación de energía eléctrica

Con la creación del Mercado Eléctrico en México, el costo de generación de las plantas es utilizado como principal criterio para que éstas generen electricidad. Por lo tanto, es fundamental conocer los diversos costos involucrados que debe cubrir cada tecnología, para posteriormente evaluar el costo aproximado que tendría abastecer la demanda utilizando los diversos portafolios propuestos de plantas generadoras. A continuación, se muestra la Ec.(5), utilizada para calcular el costo total de la generación de energía eléctrica para abastecer la demanda.

$$C_{TOT} = C_{INV} + C_{O\&M} + C_{COM} + C_{UL} \quad (5)$$

Donde C_{TOT} es el costo total (USD) para abastecer la demanda en la planeación evaluada, C_{INV} es el costo total de inversión (USD), $C_{O\&M}$ es el costo total fijo y variable de operación y mantenimiento (USD), C_{COM} es el costo total por concepto de combustible (USD) y C_{UL} es el costo total por concepto de energía no servida (USD).

3.1.1. Costo total de inversión

El costo de inversión se deriva de la construcción de la planta, tomando en cuenta la tasa de interés y el valor presente neto al inicio de operación. Las principales actividades incluidas en el costo de inversión son la preparación del sitio, ingeniería de diseño, construcción, adquisición de materiales y equipo mecánico, licenciamiento, puesta en marcha, financiamiento, costos indirectos, instalación y suministro de controles e instrumentación eléctrica, material estructural e instalación, entre otros más tal como el costo por desmantelamiento de la infraestructura (para el caso de plantas nucleares).

Para evaluar el costo total por concepto de inversión (C_{INV}) durante el periodo de estudio se utiliza la Ec.(6):

$$C_{INV} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I \frac{IC_i \cdot NPV_i}{(1+y)^t} \cdot TA_{i,t} \quad (6)$$

Donde I es el número de tecnologías, T es el número de años del periodo, IC_i es el costo de inversión unitario (USD/kW) de la tecnología i , NPV_i es el valor presente neto (fracción) al inicio de operación, $TA_{i,t}$ es la capacidad adicionada (kW) de la tecnología i en año t e y es la tasa anual de descuento.

3.1.2. Costo total de operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento (O&M) se dividen en costos anuales fijos y costos variables, dentro de cada uno se contemplan gastos de distintos componentes o recursos que se tienen en la central para que ésta funcione de manera correcta.

Los costos fijos son aquellos que no tienen una variabilidad con respecto a la generación de energía, entre los que se incluyen salarios y bonos mensuales de los empleados en la planta, el equipo de soporte de plantas, que consiste en el alquiler de equipos y mano de obra temporal, los gastos generales y administrativos relacionados con la planta como el teléfono, el mantenimiento preventivo de rutina realizado durante la operación, el mantenimiento de las estructuras y terrenos. También se contemplan mantenimiento de equipos como circuitos eléctricos, bombas, tuberías y sistemas de desmineralización. Son costos que se pagan anualmente, se puede hacer un cálculo prorrateando a la energía producida en el año.

En cuanto a los costos variables, éstos se relacionan con la generación eléctrica y podemos encontrar algunos como los gastos de eliminación de residuos y aguas residuales, productos químicos, catalizadores, lubricantes, materiales consumibles, entre otros.

Para el cálculo del costo de O&M total del periodo ($C_{O\&M}$) se utiliza la Ec.(7).

$$C_{O\&M} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I \frac{FO\&M_i \cdot F_{i,t} + VO\&M_i \cdot EG_{i,t}}{(1+y)^t} \quad (7)$$

Donde $FO\&M_i$ es el costo anual de O&M fijo (USD/MW) de la tecnología i , $VO\&M_i$ es el costo variable de O&M (USD/MWh) de la tecnología i y $EG_{i,t}$ es la energía eléctrica producida por la tecnología i en el año t (MWh).

3.1.3. Costo total por concepto de combustible

Este costo es en su totalidad derivado del consumo de combustible multiplicado por el precio del combustible que utilice cada tipo de tecnología. Este aspecto es uno de los que, en gran parte, marca diferencia entre las tecnologías de generación eléctrica.

Existe una relevante diferencia entre las tecnologías, ya que algunas pueden llegar a tener un costo de combustible igual o cercano a cero, tal es el caso de la hidroeléctrica, solar o eólica. Por otra parte, están las tecnologías con base en fuentes de combustible fósil, cuyo costo total de generación de la central es proporcional al costo de combustible consumido en la operación.

Por último, tenemos a la tecnología nucleoelectrica, que no muestra un aumento considerable en el costo total de generación si se tiene un aumento en el precio del combustible como sí sucede con algunas de las tecnologías mencionadas anteriormente. Además, el combustible nuclear tiene la virtud de tener una mayor densidad energética y energía específica, lo que le permite generar altas cantidades de energía durante largos periodos de tiempo sin la necesidad de tener un continuo suministro de combustible.

Para obtener el costo total por concepto de combustible (C_{COM}) se utiliza la Ec.(8).

$$C_{COM} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I \frac{HR_i \cdot FP_{i,t} \cdot EG_{i,t}}{(1+y)^t} \quad (8)$$

Donde HR_i es el régimen térmico (GJ/MWh) de la tecnología i y $FP_{i,t}$ es el precio pronosticado (USD/GJ) del combustible para cada tecnología i en el año t . $EG_{i,t}$ es la energía eléctrica producida por la tecnología i en el año t (MWh).

3.1.4. Costo total por concepto de energía no servida

Si bien la planeación se desarrolla con el objetivo principal de abastecer la demanda futura del sistema eléctrico, es posible que existan circunstancias que provoquen una interrupción en el suministro, o que las tecnologías que se propongan en los programas indicativos no se desempeñen de la forma esperada. Por lo tanto, se requiere considerar el costo de no entregar la energía solicitada por el sistema eléctrico (C_{UL}). Para incluir este elemento se utiliza la Ec.(9):

$$C_{UL} = \sum_{t=1}^T \frac{CF_t \cdot UL_t}{(1+y)^t} \quad (9)$$

Donde CF_t es el costo promedio por cada unidad de energía (USD/MWh) de demanda no abastecida y UL_t es la cantidad de demanda no servida (MWh) en el año t .

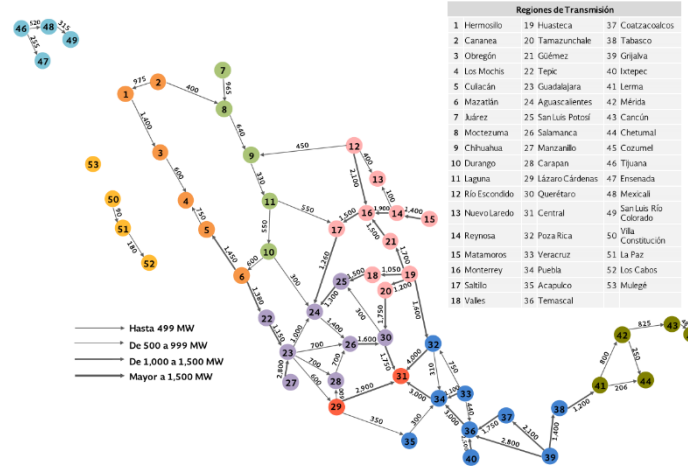
3.2. Generación, consumo, importación, exportación y autoabastecimiento de electricidad entre regiones del sistema eléctrico mexicano

El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) divide el país en 10 regiones de control [21]. Estas regiones ayudan a monitorear las centrales eléctricas asociadas a cada una de ellas y los flujos de energía importados o exportados a otras regiones. En el Mapa 2, se muestran las regiones de control y su distribución superficial sobre el país. Además, la SENER utiliza 53 nodos de transmisión para simplificar el sistema eléctrico mexicano y los enlaces que existen entre cada región de control. En el Mapa 3 se observa que el sistema eléctrico tiene 3 regiones de control aisladas y 7 regiones interconectadas y las capacidades de transmisión de los enlaces en los 53 nodos.

Si bien tener un sistema eléctrico interconectado ayuda a la seguridad energética del país, sin embargo, también no asegura que la distribución de plantas generadoras no sea la más adecuada desde el enfoque de la sostenibilidad global. Normalmente las centrales que utilizan combustibles fósiles se instalan lo más cerca posible de las fuentes de extracción del recurso primario o donde el transporte de éste sea el menor. Por otro lado, la distribución poblacional o industrial no siempre está a la par con los sitios de generación eléctrica, creando así un desbalance entre la oferta y el consumo de electricidad de cada región, tal como se observa en el Mapa 4. La entidad federativa más deficitaria en generación de electricidad es Aguascalientes y la más superavitaria es Guerrero.



Mapa 2. Regiones de control del sistema eléctrico mexicano utilizadas por el CENACE.
Fuente: PRODESEN 2018-2032, SENER. [21]



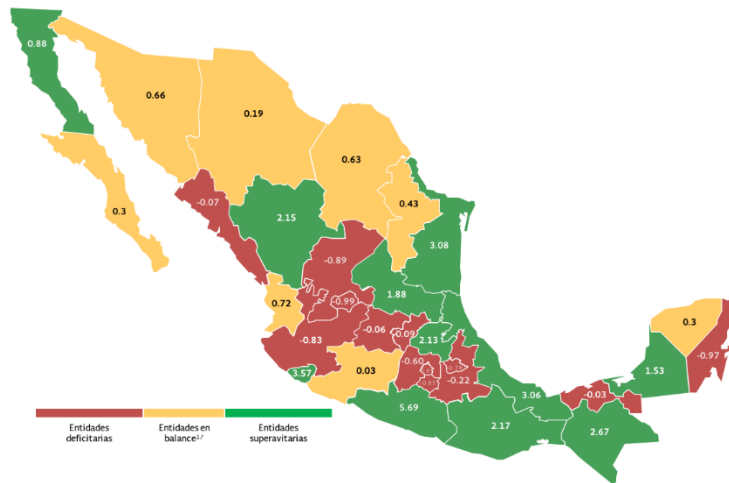
Mapa 3: Regiones y capacidad de enlaces de transmisión del sistema eléctrico mexicano propuestos por la SENER en 2017.
Fuente: PRODESEN 2018-2032, SENER. [21]

Para tener una mayor equidad energética en el país en cuanto al sistema eléctrico mexicano, se desea que las regiones de control tengan un mayor balance entre su generación y consumo. Esto permitiría que las regiones con déficit de generación tuvieran un desarrollo industrial mayor, se evitara la alta dependencia de la red de transmisión y se aprovecharan los recursos naturales de cada región. Por lo tanto, se desarrolló un indicador que evalúe el balance regional de generación y consumo en el sistema eléctrico mexicano. La formulación de este indicador se muestra en la Ec.(10):

$$CGGI = \frac{1}{T \cdot R} \sum_{t=1}^T \sum_{r=1}^R \left| 1 - \frac{EG_{r,t}}{D_{r,t}} \right| \quad (10)$$

Donde $CGGI$ es el indicador de balance regional de consumo y generación, R es el número de regiones consideradas, $EG_{r,t}$ es la electricidad producida (MWh) en la región r en el año t , y $D_{r,t}$ es el consumo (MWh) en la región r en el año t .

Es importante destacar que cuanto mayor sea el resultado de $CGGI$, mayor será el desbalance en las regiones del sistema eléctrico durante el periodo considerado.



Mapa 4. Balance de energía eléctrica por entidad federativa 2017.

Fuente. PRODESEN 2018-2032, SENER. [21]

4. DIMENSIÓN SOSTENIBILIDAD MEDIOAMBIENTAL DE LOS SISTEMAS ENERGÉTICOS

Para este capítulo se recopila información acerca de las metas nacionales y compromisos internacionales en México en materia de reducción de emisión de GEI. Sin embargo, aquí solamente se analizan aquellas que tienen contemplado al sector eléctrico y se enfoca en cumplir dichas metas para los años que se plantean en ellas. También se incluyen aspectos relacionados con las emisiones netas de gases de efecto invernadero y la generación de energía anual.

4.1. Metas y compromisos medioambientales de México

En el caso de México, el sector eléctrico fue responsable de aproximadamente el 24% de las emisiones anuales en 2015, siendo superado ligeramente por el sector transporte de acuerdo con el Inventario Nacional de Emisiones 2015 [22], tal como se muestra en la Figura 8. Esta cifra demuestra que el sector eléctrico es relevante en las metas y compromisos medio ambientales y que quizá sea necesario realizar una amplia transformación del parque de generación a nivel nacional si se desea cumplir con este criterio.

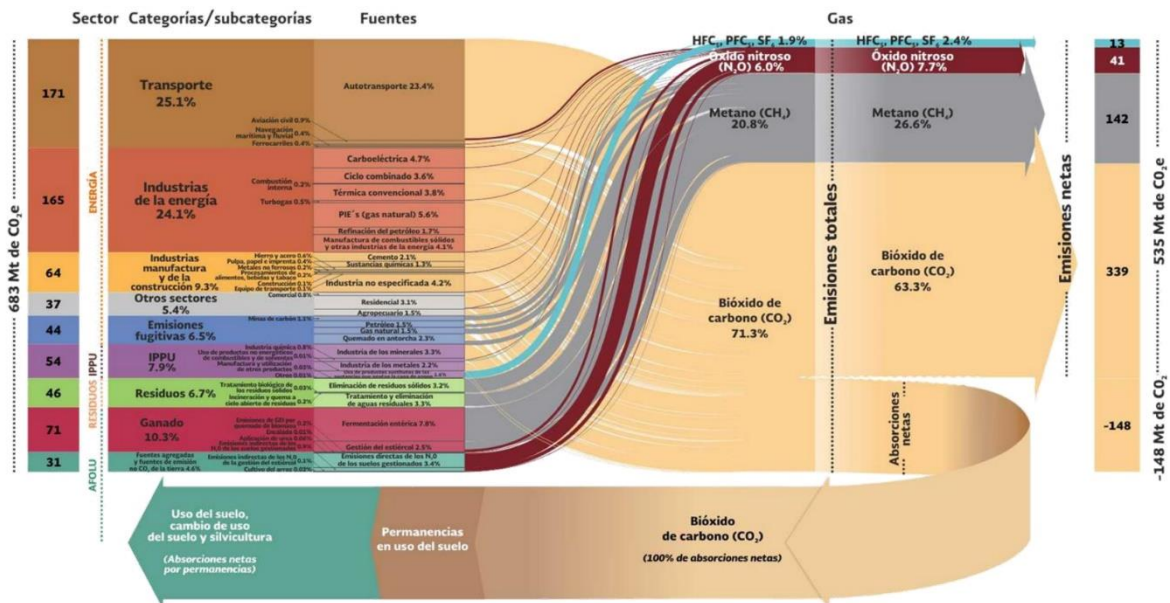


Figura 8. Inventario nacional de emisiones de gases de efecto invernadero 2015.

Fuente: Instituto nacional de ecología y cambio climático, 2017. [22]

México tiene muchos retos en materia de reducción de GEI debido al crecimiento poblacional e industrial. Estos hechos generan un escenario para el futuro en el cual las emisiones de GEI aumentarán si no se lleva a cabo una transición a un sistema eléctrico con mayor participación de tecnologías limpias. De acuerdo con el escenario *business as usual* (BAU) desarrollado por el *World Resources Institute* (WRI) [23], las emisiones de GEI podrían incrementar en cerca de un 85% para 2050 tal como se observa en la Figura 9.

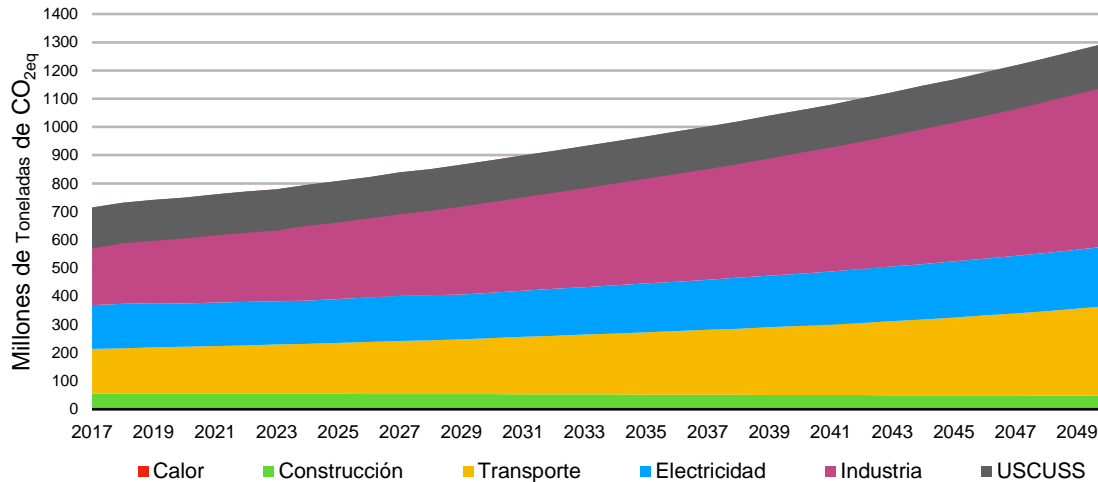


Figura 9. Escenario “Business as Usual” de emisiones de CO2eq por sector en México.

Fuente: Elaboración propia con información del “Energy Policy Simulator Mexico”, WRI 2018. [23]

Con el fin de sumarse a los esfuerzos mundiales en materia de reducción de GEI, México ha establecido metas ambiciosas con este fin para el corto, mediano y largo plazo; estas metas son las siguientes:

- **Corto plazo**

La ley de Transición Energética establece una meta de generación de electricidad anual de 25%, 30% y 35% proveniente de fuentes de energía limpia para 2018, 2021 y 2024 respectivamente.

- **Mediano plazo**

De acuerdo al Acuerdo de París en 2015, México estableció sus Contribuciones Previstas y Determinadas a Nivel Nacional (INDC) a 2030 [24] donde se establecen dos tipos de estrategias. La primera llamada “No Condicionada” y la segunda llamada “Condicionada” establecen que:

“México se compromete a reducir incondicionalmente 25% de sus emisiones de Gases de Efecto Invernadero y de Contaminantes Climáticos de Vida Corta respecto al escenario de referencia para el año 2030. Esta estrategia implica una reducción de 22% de GEI y de 51% de Carbono Negro”.

“El compromiso de CCVC y de los GEI se podrá incrementar de manera condicionada en caso de adoptarse un acuerdo global que incluya, por ejemplo, un precio al carbono internacional, ajustes a aranceles por contenido de carbono, cooperación técnica, acceso a recursos financieros de bajo costo y a la transferencia de tecnología, todo ello a una escala equivalente con el reto del cambio climático global. Bajo estas condiciones, las reducciones nacionales de carbono negro podrán incrementarse a 70% y las de GEI alcanzar un 36% al 2030”.

- **Largo plazo**

De acuerdo con la Ley General de Cambio Climático (LGCC) publicada en 2013 [25], establece en el Artículo Dos de los Artículos Transitorios que:

“La nación adopta el objetivo indicativo o meta aspiracional de reducir sus emisiones en 30% para el año 2020 respecto al escenario base, así como un 50% de reducción en las emisiones para 2050 respecto a las emisiones del año 2000”.

El WRI ha desarrollado tres escenarios de largo plazo, de los cuales, uno es el escenario BAU, mientras los otros dos permiten tomar una referencia del camino que se puede seguir a fin de alcanzar las metas de mediano plazo (INDC), pero sin cumplir las de largo plazo (Figura 10).

- **Business As Usual (BAU)**

En este escenario supone que México no tiene metas de energía limpia, no cumple con las INDC ni con la meta de aspiraciones de reducción de emisiones para 2050. En este escenario las emisiones para 2030 y 2050 serían de cerca de 882 y 1298 millones de toneladas métricas de CO₂eq respectivamente.

- **Contribuciones Nacionalmente Determinadas (INDC) no condicionadas**

Este escenario supone que México logra el compromiso de reducir sus emisiones de GEI totales en 22% y 51% para carbono negro con respecto al escenario BAU para 2030. Las emisiones previstas para 2030 y 2050 serían de cerca de 725 y 850 millones de toneladas métricas de CO₂eq respectivamente.

- **Contribuciones Nacionalmente Determinadas (INDC) condicionadas**

Este escenario supone que México logra el compromiso de reducir sus emisiones de GEI totales en 36% y 70% para carbono negro con respecto al escenario BAU en 2030. Las emisiones previstas para 2030 y 2050 serían de cerca de 626 y 771 millones de toneladas métricas de CO₂eq respectivamente.

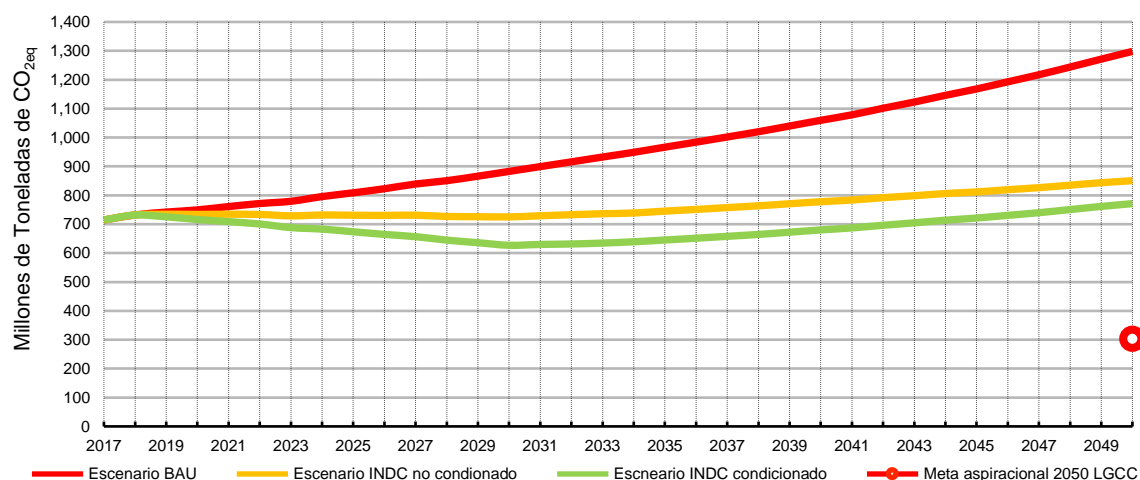


Figura 10. Escenarios de largo plazo de emisiones de GEI con base en las metas para México.

Fuente: Elaboración propia con información del “Energy Policy Simulator Mexico”, WRI 2018. [23]

Para desagregar las metas INDC no condicionadas de México por sector. Las Tablas 2 y 3 muestran la cantidad de emisiones en el año base utilizado (2013), las emisiones del escenario BAU y las metas de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y carbono negro, respectivamente.

Tabla 2. Emisiones nacionales de GEI en el escenario base y las metas INDC de mitigación no condicionadas (millones de toneladas de CO₂eq) 2020-2030. [24]

Sector	2013	2020	2025	2030	2030 NC
Transporte	174	214	237	266	218
Generación eléctrica	127	143	181	202	139
Residencial y comercial	26	27	27	28	23
Petróleo y gas	80	123	132	137	118
Industria	115	125	144	165	157
Agricultura and ganadería	80	88	90	93	86
Residuos	31	40	45	49	35
USCUSS	32	32	32	32	-14
Emisiones totales	665	792	888	973	762

Tabla 3. Emisiones nacionales de carbono negro en el escenario base y las metas INDC de mitigación no condicionadas (miles de toneladas métricas) 2020-2030. [24]

Sector	2013	2020	2025	2030	2030 NC
Transporte	47	47	52	58	10
Generación eléctrica	8	4	4	3	2
Residencial y comercial	19	16	15	15	6
Petróleo y gas	2	3	3	3	<3
Industria	35	43	49	56	41
Agricultura and ganadería	9	11	12	13	10
Residuos	<1	<1	<1	<1	<1
USCUSS	4	4	4	4	4
Emisiones totales	125	127	138	152	75

Este marco de mitigación muestra un plan ambicioso para la reducción de GEI por lo que es muy importante desarrollar estrategias que permitan lograr estas metas. Sobre esta misma línea, las energías renovables y la energía nuclear son una opción para ayudar en la profunda descarbonización del sector eléctrico.

Debido a lo mencionado anteriormente, se desarrolló un indicador que cuantifique el cumplimiento de las metas de México. Este indicador considera el cumplimiento de las metas INDC no condicionadas y las emisiones de gases de efecto invernadero. La Ec.(11) se utiliza para evaluar el cumplimiento de INDCs.

$$NDCM = \left[1 - \frac{\sum_{i=1}^I EF_i \cdot EG_{i,2030}}{GHGE_{2030}} \right] \cdot 100 \quad (11)$$

Donde $NDCM$ es el indicador de cumplimiento (%) de las INDC no condicionadas de México en cuanto al sector eléctrico, $EG_{i,2030}$ es la electricidad producida (MWh) por la tecnología i en el año 2030, EF_i es el factor de emisión (kgCO_{2eq}/MWh) de la tecnología i , y $GHGE_{2030}$ es la meta en el año 2030 de emisiones (139,000 millones de kgCO_{2eq}) para el sector eléctrico en las INDC no condicionadas de México.

4.2. Factor de emisión promedio vs emisiones del SEN para el periodo 2018-2032

De acuerdo con la Comisión Reguladora de Energía (CRE), el factor de emisión pasó de 0.582 toneladas de CO_{2eq}/MWh en 2017 [26] a 0.494 toneladas de CO_{2eq}/MWh en 2020 [27], es decir, se han reducido las emisiones en cerca de 15% por cada Mwh generado en tan solo tres años, sin embargo, durante los últimos años, las emisiones de gases de efecto invernadero provenientes del sector eléctrico han ido en aumento, debido al incremento en la generación eléctrica y a que la fuente primaria de energía de la cual ha provenido esa electricidad siendo mayoritariamente de combustibles fósiles. Disminuir este factor es de vital importancia al evaluar el desempeño en cuanto a emisiones de un sistema eléctrico, ya que, nos otorga un parámetro para el cálculo de las emisiones indirectas de gases de efecto invernadero por el consumo de electricidad correspondiente. Al utilizar este parámetro se puede identificar más fácilmente si la electricidad producida proviene mayormente de tecnologías bajas emisiones de GEI.

Para llevar a cabo un análisis objetivo de este aspecto se compararon los factores de emisión de CO₂ de ciclo de vida calculados por el *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC) en su reporte "*Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change*" [28], por la SENER en el documento "PRODESEN 2018-2032" y por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en el documento "Costos y parámetros de referencia 2020" [29] a fin de tener un valor que sea representativo para cada tecnología. Se observa que los factores de emisión de algunas tecnologías son bastante diferentes de acuerdo con el documento citado. En la Tabla 4 se muestran los factores de emisión publicados en el PRODESEN, el COPAR y el IPCC.

Tabla 4. Factores de emisión (kgCO_{2eq}/MWh) para diversas tecnologías de generación eléctrica.

Tecnología	PRODESEN	COPAR-CFE	IPCC
Termoeléctrica	680	822	-
Ciclo combinado	346	524	480
Carboeléctrica	773	1083	820
Turbogás	509	-	-
Combustión interna	660	-	-
Lecho fluidizado	-	-	-
Hidroeléctrica	-	15	24
Eólica	-	21	11
Geotérmica	-	-	38
Solar Fotovoltaica	-	106	48
Bioenergía	-	1404	740
Cogeneración eficiente	-	-	-
Nucleoeléctrica	65	65	12

Para evaluar el desempeño del sistema eléctrico mexicano en la producción de emisiones durante un periodo considerable de tiempo, se desarrolló el siguiente indicador:

La Ec. (12) es utilizada para determinar el factor de emisión anual del SEN, tal como se muestra a continuación:

$$SEF = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I \frac{EF_i \cdot EG_{i,t}}{EG_t} \quad (12)$$

Donde *SEF* es el indicador del factor de emisión promedio (kgCO_{2eq}/MWh) del sistema eléctrico mexicano durante el periodo de estudio, *EF_i* es el factor de emisión (kgCO_{2eq}/MWh) de la tecnología *i*, *EG_{i,t}* es la electricidad producida (MWh) por la tecnología *i* en el año *t*, y *EG_t* es la cantidad de energía eléctrica producida (MWh) en el sistema eléctrico en el año *t*.

5. METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA SOSTENIBILIDAD DE ESCENARIOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO MEXICANO

Este capítulo describe la metodología propuesta para la evaluación de la sostenibilidad de escenarios de mediano y largo plazo del sistema eléctrico mexicano. Esta metodología consiste en los siguientes puntos:

1. Selección de dimensiones que incluye la sostenibilidad
2. Selección de indicadores asociados a cada dimensión
3. Recopilación de datos para alimentar las variables de los indicadores
4. Desarrollo o uso de modelos para la obtención de la información faltante
5. Cálculo de los indicadores
6. Selección de un método de análisis de decisión multicriterio
7. En caso de que el análisis de decisión contemple el uso de pesos para cada indicador, asignar el peso de importancia de cada indicador
8. Cálculo de variables del análisis de decisión multicriterio
9. Análisis de resultados

A continuación, se detallan más profundamente cada punto de esta metodología proponiendo el uso de dimensiones, indicadores, modelos y métodos de análisis multicriterio.

5.1. Selección de dimensiones

Como primer paso tenemos la selección de dimensiones, las cuales deben representar aspectos fundamentales de la sostenibilidad. Por ejemplo, tal como vimos al principio de esta tesis, el WEC desarrolla sus estudios utilizando cuatro dimensiones. Estas dimensiones no analizan los mismos aspectos y buscan incorporar al resultado final tantos detalles como el analista requiere para emitir una conclusión adecuada de los resultados. Por otro lado, es importante entender que las dimensiones propuestas tienen que ser congruentes con la información disponible para evaluar cada una de éstas.

Para la evaluación de la sostenibilidad de prospectivas del sistema eléctrico mexicano se propone el uso de tres dimensiones:

- Seguridad energética,

- Equidad energética, y
- Sostenibilidad medioambiental de los sistemas energéticos.

Estas dimensiones abarcan una gran cantidad de aspectos de la sostenibilidad y a su vez existe información pública para poder evaluar cada una de estas adecuadamente.

5.2. Selección de indicadores

En segundo lugar, tenemos la selección de indicadores. Para esto, se debe considerar la definición de cada dimensión a fin de proponer, desarrollar o asignar indicadores que tengan relación con esa definición. Además, se debe poner especial énfasis en conocer la información de entrada que requiere cada indicador para ser calculado, ya que, si la información de entrada se utiliza para más de un indicador, entonces los resultados finales se podrían ver distorsionados. Por ejemplo, si la generación de emisiones se utilizará para alimentar dos indicadores, entonces se crearían un efecto de multiplicación en los resultados finales, mejorando o empeorando el análisis de decisión significativamente.

A continuación, se muestra en la Tabla 5 los indicadores propuestos y desarrollados para cada dimensión junto a su unidad de medida y el objetivo del mismo, es decir, la preferencia sobre tener valores máximos o mínimos.

Tabla 5. Indicadores cuantitativos para evaluar la sostenibilidad del sistema eléctrico mexicano.

Dimensión	Nombre del indicador	Unidad de medida	Objetivo
Seguridad energética	Diversificación promedio de la capacidad (H')	Fracción	Max
	Importación de gas natural (NGII)	Millones de metros cúbicos	Min
	Instalación de nuevas plantas limpias (NCPPI)	%	Max
Equidad energética	Costo total (CTOT)	USD	Min
	Balance regional de generación-consumo (CGGI)	Fracción	Min
Sostenibilidad medioambiental de sistemas energéticos	Factor de emisión promedio del sistema (SEF)	kgCO ₂ eq/MWh	Min
	Cumplimiento de metas INDC (NDCM)	%	Max

5.3. Recopilación de datos

Este paso es uno de los más complicados debido a la gran cantidad de información que puede ser obtenida de distintas fuentes y a su vez, las inconsistencias que podría tener dicha información. Por ejemplo, la *Energy Information Administration* de EE.UU., reporta las exportaciones mensuales de todo tipo de combustibles hacia México, sin embargo, esa información no siempre corresponde a la encontrada en los reportes de importaciones por parte de Petróleos Mexicanos (PEMEX). A

continuación, se da una lista de documentos que contienen información acerca del sector eléctrico mexicano y valores de la mayoría de las variables utilizadas en los indicadores de la sección anterior:

- Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (SENER)
- Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución (SENER-CENACE)
- Prospectiva del Sector Eléctrico (SENER)
- Prospectiva de Gas Natural (SENER)
- Prospectiva de Energías Renovables (SENER)
- Costos y Parámetros de Referencia - Generación (CFE)
- Costos y Parámetros de Referencia - Transmisión (CFE)
- *AR6 Climate Change 2021: The Physical Science Basis* (IPCC)
- *AR6 Climate Change 2022: Impacts, Adaptation and Vulnerability* (IPCC)
- *AR6 Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change* (IPCC)
- *Electric Power Annual* (EIA)
- *World Energy Outlook* (IEA)

5.4. Desarrollo o uso de modelos

A pesar de la gran cantidad de información que encontramos en los documentos mencionados anteriormente, hay datos que quizá no sea de carácter público o que no se reporte de la forma en que se requiere para realizar el cálculo de los indicadores, por ejemplo, el indicador “Balance Regional de generación-consumo” requiere conocer la generación anual por tipo de tecnología y por región. Este dato no existe en ninguno de los documentos mostrados anteriormente, debido a, entre otras cosas, que la cantidad de datos es muy grande y por lo tanto es complicado reportarlos e incluso obtenerlos.

Para superar el obstáculo que representa lo mencionado anteriormente, como parte de la metodología propuesta encontramos el desarrollo o uso de modelos, los cuales nos ayuden a determinar la información faltante en el cálculo de los indicadores. Para este caso, se utilizó el modelo “Optimizador MC” [30], el cual es un software de optimización desarrollado por académicos de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) como parte del apoyo a las actividades de la Unidad de Planeación Energética (UPE) en la creación y análisis de escenarios de expansión para el sector eléctrico, así como de despacho y transmisión. Este optimizador está basado en programación lineal y fue desarrollado bajo la plataforma de MATLAB que busca satisfacer la demanda en años futuros a un costo mínimo sujeto a restricciones de cumplimiento de demandas regionales de energía, despacho de energía en función de perfiles de disponibilidad, límites de adición de capacidad de generación, límites de capacidad de transmisión de los enlaces entre regiones, y metas de energía limpia. A continuación, se muestra la función objetivo del Optimizador MC, sus restricciones y descripción de variables.

$$\text{Min } Z = \sum_{t=1}^T \sum_{r=1}^R \sum_{i=1}^I c_{i,r,t} \cdot x_{i,r,t} \quad (13)$$

Donde Z es el costo de despacho del sistema eléctrico mexicano en el periodo de estudio, y $x_{i,r,t}$ es la variable de decisión que puede ser energía despachada o transmitida por la tecnología i en la región r en el paso temporal t . $c_{i,r,t}$ es el costo de energía despachada o transmitida por la tecnología i en la región r en el paso temporal t .

Sujeto a las siguientes restricciones:

- Cumplimiento de la demanda horaria por región:

$$\sum_{t=1}^T \sum_{r=1}^R \sum_{i=1}^I x_{i,r,t} = \sum_{t=1}^T \sum_{r=1}^R D_{r,t} \quad \forall i \in I \quad (14)$$

- Máxima generación anual por tecnología por región y paso temporal:

$$x_{i,r,t} \leq fd_{i,r,t} \cdot F_{i,r,t} \quad (15)$$

- Máxima capacidad anual adicionada permitida:

$$x_{i,r,t} \leq fd_{i,r,t} \cdot MAPP_{i,r,t} \quad (16)$$

- Límites de potencia de los enlaces de transmisión:

$$\sum_{t=1}^T \sum_{r=1}^R \sum_{i=1}^I x_{i,r,t} = MATCA \quad (17)$$

- Porcentaje mínimo de generación eléctrica anual de tecnologías limpias:

$$\sum_{t=1}^T \sum_{r=1}^R x_{r,t} \geq CEGF \sum_{t=1}^T \sum_{r=1}^R x_{r,t} \quad (18)$$

- No negatividad:

$$x_{r,t} \geq 0 \quad \forall i \in I \quad (19)$$

Donde $D_{r,t}$ es la demanda de energía en la región r en el paso temporal t , $x_{i,r,t}$ es la variable de decisión que puede ser energía despachada o transmitida por la tecnología i en la región r en el paso temporal t , $fd_{i,r,t}$ es el factor de disponibilidad de la tecnología i en la región r en el paso temporal t , $F_{i,r,t}$ es la capacidad (MW) de la tecnología i en la región r en el año t , $MAPPA_{i,r,t}$ es la máxima capacidad adicional de la tecnología i en la región r en el año t , $MATCA$ es la capacidad de transmisión de energía máxima entre regiones, y $CEGF$ es la fracción de generación limpia.

Simulando el despacho óptimo de los planes de expansión eléctrica propuestos en los documentos PRODESEN, con el optimizador MC fue posible encontrar las variables $EG_{r,t}$ y UL_t que proporcionan el menor costo sujeto a las restricciones aplicadas.

5.5. Selección de método de análisis multicriterio

Para comparar la sostenibilidad de dos o más escenarios de expansión de la capacidad del sistema eléctrico mexicano es necesario utilizar un método de análisis multicriterio.

En esta investigación se aplicó el método llamado Vector de Posición de Mínimo Arrepentimiento PVMR [31], ya que tiene algunas ventajas relevantes, por ejemplo, permite clasificar las alternativas con base en la determinación de una calificación global, realizar comparaciones entre alternativas utilizando todo el conjunto de criterios en un único paso y considera las calificaciones obtenidas por los indicadores como un grado de arrepentimiento por elegir una determinada alternativa. A continuación, se describe el método PVMR en seis pasos, los cuales fueron modificados de la versión original de este método debido a que éste está enfocado a realizar comparaciones entre más de dos alternativas y en nuestro caso sólo comparamos dos, lo que generaba calificaciones extremas que no reflejaban adecuadamente la diferencia relativa entre dos alternativas con puntajes similares.

1. Un peso (W_j) se debe atribuir a cada indicador (j), siendo el mismo peso en cada alternativa (k) y satisfaciendo la Ec.(20) para 7 indicadores:

$$\sum_{j=1}^7 W_j = 1 \quad (20)$$

2. Una normalización lineal es llevada a cabo dividiendo cada valor c_{kj} por el valor mayor cuando el objetivo es maximizar, la Ec.(21) se aplica. Cuando el objetivo es minimizar, cada valor c_{kj} se divide por el menor y la Ec.(22) se utiliza. Para los casos con valores negativos de c_{kj} , la Ec.(23) es usada.

$$u_{kj} = \left| \frac{c_{kj}}{\max_j(c_{kj})} - 1 \right| \quad (21)$$

$$u_{kj} = \left| \frac{c_{kj}}{\min_j(c_{kj})} - 1 \right| \quad (22)$$

$$u_{kj} = \left| \frac{c_{kj} - \min_j(c_{kj})}{\max_j(c_{kj}) - \min_j(c_{kj})} - 1 \right| \quad (23)$$

3. Un valor igual a 0 (cero) se asigna al valor c_{kj} de ambas alternativas k .
4. A través del paso 2, los valores normalizados (u_{kj}) de ambas alternativas son obtenidos para cada indicador j , y la alternativa ideal se localizará en las coordenadas (0,0,0,0,0,0,0) del espacio de solución, ya que se está utilizando 7 indicadores.
5. Las siete componentes (p_{kj}) del vector (p_k) que representa la posición de la alternativa k en el espacio de siete dimensiones se calcula utilizando la Ec.(24).

$$p_{kj} = u_{kj} \cdot W_j \quad (24)$$

6. Para ambas alternativas k , el módulo del vector de posición se encontrará mediante la Ec.(25) y (26). Este módulo indica el menor *arrepentimiento* de haber seleccionado la alternativa k , es decir, es la distancia que hay de cada alternativa a una opción ideal que pudiera reunir las mejores cualidades en todos y cada uno de los indicadores.

$$|p_1| = \sqrt{p_{11}^2 + p_{12}^2 + p_{13}^2 + p_{14}^2 + p_{15}^2 + p_{16}^2 + p_{17}^2} \quad (25)$$

$$|p_2| = \sqrt{p_{21}^2 + p_{22}^2 + p_{23}^2 + p_{24}^2 + p_{25}^2 + p_{26}^2 + p_{27}^2} \quad (26)$$

La Tabla 6 contiene los parámetros utilizados de la Ec.(20) a la Ec.(24) para el caso de dos alternativas en comparación.

Tabla 6. Indicadores, alternativas y valores normalizados del PVMR.

Nombre del indicador (j)	Alternativa 1 ($k=1$)	Alternativa 2 ($k=2$)
1. Diversificación promedio de la capacidad ($j=1$)	u_{11}	u_{21}
2. Importación de gas natural ($j=2$)	u_{12}	u_{22}
3. Instalación de nuevas plantas limpias ($j=4$)	u_{13}	u_{23}

4. Costo total ($j=4$)	u_{14}	u_{24}
5. Balance regional de generación-consumo ($j=5$)	u_{15}	u_{25}
6. Factor de emisión promedio ($j=6$)	u_{16}	u_{26}
7. Cumplimiento de metas INDC ($j=7$)	u_{17}	u_{27}

Por otro lado, la tabla 7 contiene los conjuntos utilizados en los indicadores y el método PVMR.

Tabla 7. Conjuntos utilizados en los indicadores y el método de Posición de Mínimo Arrepentimiento.

Índice	Descripción
$g \in G$	Índice para las tecnologías generadoras que utilizan gas natural como combustible ($G \subseteq I$)
$i \in I$	Índice para las tecnologías generadoras (limpias y no limpias)
$j \in J$	Índice para los indicadores en la metodología del método de Vector de Posición de Mínimo Arrepentimiento
$k \in K$	Índice para las alternativas en la metodología del método de Vector de Posición de Mínimo Arrepentimiento
$n \in N$	Índice para las tecnologías generadoras limpias
$r \in R$	Índice para las regiones de generación-consumo del sistema eléctrico mexicano
$t \in T$	Índice para el año estudiado

6. EVALUACIÓN DE LA SOSTENIBILIDAD DE LOS ESCENARIOS PRODESEN 2018-2032 Y 2019-2033

En este capítulo se utiliza la metodología descrita previamente para la evaluación de la sostenibilidad de los escenarios de expansión de capacidad del PRODESEN 2018-2032 y 2019-2033 [32]. Estos escenarios tienen la particularidad de haber sido propuestos por dos administraciones gubernamentales distintas. Sin embargo, debido a que las metas de reducción de gases de efecto invernadero se encuentran vigentes, ambos escenarios deberían de buscar cumplir con dichos objetivos y preferentemente también buscar la mejora de la sostenibilidad del sistema eléctrico en el corto y mediano plazo.

En nuestro estudio se hicieron las siguientes consideraciones en la simulación del despacho óptimo con el MC:

- El periodo de estudio comprende los años 2019 al 2030.
- Instalación de centrales eléctricas del año 2019 al 2030.
- Retiro de centrales eléctricas del año 2019 al 2030.
- El sistema eléctrico mexicano se dividió en 9 regiones, central, oriental, occidental, noroeste, norte, noreste, peninsular, baja california y baja california sur.
- La región de baja california sur incluye la demanda y capacidad de la región Mulegé.
- Se utilizan 13 tecnologías, termoeléctrica, ciclo combinado, carboeléctrica, turbogás, combustión interna, lecho fluidizado, hidroeléctrica, eólica, geotérmica, solar, bioenergía, cogeneración y nucleoelectrica.
- Las tecnologías categorizadas como limpias son: hidroeléctrica, eólica, geotérmica, solar, bioenergía, cogeneración eficiente y nucleoelectrica.
- Todo el gas utilizado por las diferentes tecnologías se considera que proviene de importación.
- Las tecnologías categorizadas como no limpias son: termoeléctrica, ciclo combinado, carboeléctrica, turbogás, combustión interna y lecho fluidizado.
- Los costos de inversión, operación y mantenimiento fijo y variable, de combustible y de energía no servida se encuentran en dólares estadounidenses de 2017 (USD₂₀₁₇).
- Las horas del año fueron representadas por 260 horas previamente seleccionadas para representar la demanda horaria.
- Los factores de disponibilidad horaria de las tecnologías se consideran constantes para todas las plantas con excepción de las tecnologías solar, eólica e hidroeléctrica.
- No se consideran metas de energía limpia.
- La demanda considerada en ambas planeaciones corresponde al escenario medio de demanda proyectada con 3% de tasa media de crecimiento anual.
- Los factores de emisión por tecnología se consideran constantes durante el intervalo de tiempo considerado.
- El número de enlaces de transmisión del sistema eléctrico mexicano es de 10.
- No se consideran enlaces de transmisión internacionales.
- Las regiones de Baja California y Baja California Sur se consideran regiones aisladas durante el periodo de tiempo considerado.
- La capacidad de transmisión tiene un incremento de 25% en el año 2024 respecto a la capacidad del año 2019.
- La capacidad de las líneas de transmisión occidental-oriental y norte-occidental tienen un incremento de 20% en el año 2029 respecto a la capacidad del año 2024.
- La capacidad de la línea de transmisión noroeste-occidental tiene un incremento de capacidad del 50% en el año 2029 respecto a la capacidad del año 2024.
- El factor de disponibilidad de la tecnología hidroeléctrica incrementa en las horas pico durante los últimos dos años del periodo de estudio.

En la Tabla 8 se muestran los datos correspondientes a las variables de las tecnologías utilizados para ambos escenarios. En la Tabla 9 se presentan los escenarios de precios de combustible en unidades de USD por energía térmica. Para el caso de la tecnología de bioenergía no se encontraron precios de combustibles y se decidió utilizar el costo variable de O&M directamente para obtener su costo de despacho en el Optimizador MC.

Tabla 8. Datos de parámetros de las tecnologías utilizadas en la evaluación.

Tecnología	FD	IC	NPV	FO&M	VO&M	HR	EF
	Fracción	USD ₂₀₁₇ /kW	Fracción	USD ₂₀₁₇ /MW	USD ₂₀₁₇ /MWh	GJ/MWh	kgCO _{2eq} /MWh
Termoeléctrica	0.80	2045	1.1281	35.83	3.0	9.353	680
Ciclo combinado	0.85	1013	1.1130	18.95	3.3	7.032	346
Carboeléctrica	0.90	1425	1.1664	33.78	2.4	9.486	773
Turbogás	0.75	813	1.0428	5.08	4.8	9.635	509
Combustión interna	0.85	2877	1.1226	46.41	5.2	8.518	660
Lecho fluidizado	0.90	1456	1.1664	35.00	2.5	9.486	509
Hidroeléctrica	Perfil	1931	1.1499	24.39	0.0	0.000	15
Eólica	Perfil	1423	1.0748	38.11	0.0	0.000	21
Geotérmica	0.95	1889	1.0907	105.06	0.1	20.556	38
Solar	perfil	1120	1.0674	10.67	0.0	0.000	48
Bioenergía	0.80	2588	1.1664	35.00	2.5	9.486	740
Cogeneración	0.80	882	1.1130	7.10	3.2	11.496	346
Nuclear	0.80	3988	1.2821	101.08	2.4	11.229	65

Una selección más adecuada de los factores de emisión de CO_{2eq} para las plantas generadoras del SEN podría ser un futuro tema de estudio. Sin embargo, para el alcance de este trabajo, en el que este factor es uno de los parámetros que interviene en la evaluación, se asumieron los factores que se mostraron en la tabla 8. En caso de encontrar una actualización de factores se podría realizar nuevos cálculos.

Tabla 9. Pronóstico de precios de combustibles utilizado (USD₂₀₁₇/GJ).

Año	Termoeléctrica	Ciclo combinado	Carboeléctrica	Turbogás	Combustión interna	Lecho fluidizado	Hidroeléctrica	Eólica	Geotérmica	Solar	Bioenergía	Cogeneración	Nuclear
2019	6.99	4.14	2.54	4.14	12.76	2.54	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.14	0.53
2020	7.24	4.28	2.56	4.28	13.08	2.56	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.28	0.55

2021	7.50	4.42	2.58	4.42	13.40	2.58	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.42	0.56
2022	7.77	4.57	5.60	4.57	13.74	5.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.57	0.58
2023	8.05	4.73	2.62	4.73	14.08	2.62	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.73	0.59
2024	8.34	4.89	2.64	4.89	14.43	2.64	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.89	0.60
2025	8.64	5.06	2.66	5.06	14.79	2.66	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.06	0.62
2026	8.95	5.23	2.69	5.23	15.16	2.69	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.23	0.64
2027	9.27	5.41	2.71	5.41	15.54	2.71	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.41	0.65
2028	9.61	5.59	2.73	5.59	15.93	2.73	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.59	0.67
2029	9.95	5.78	2.75	5.78	16.33	2.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.78	0.68
2030	10.31	5.98	2.77	5.98	16.74	2.77	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.98	0.70

Fuente: Costos y parámetros de referencia 2018, CFE.

6.1. Escenario 2018-2032

El escenario 2018-2032 inicia con una capacidad instalada en el año base 2019 de 79,488 MW, una adición de capacidad hasta el año 2030 de 53,149 MW y la capacidad retirada durante el mismo periodo es de 10,690 MW. En la Figura 11, se muestra la capacidad adicionada y retirada por tipo de tecnología en el periodo 2019-2030 del escenario PRODESEN 2018-2032.

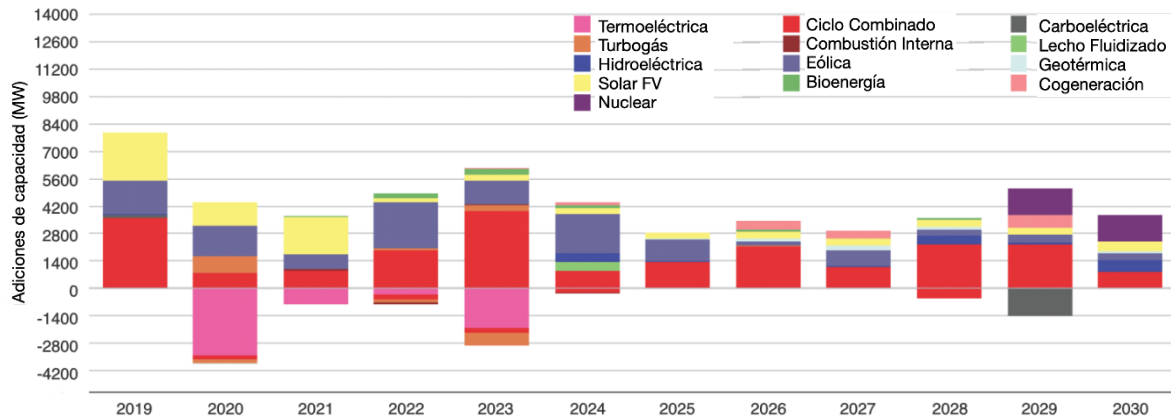


Figura 11. Capacidad adicionada y retirada en el periodo 2019-2030 propuesta por el PRODESEN 2018-2032.

Fuente: Elaboración propia con información del PRODESEN 2018-2032, SENER.

Tal como se observa en la figura anterior, este escenario se caracteriza principalmente por la transición paulatina de la matriz eléctrica hacia tecnologías más limpias e incluso proponiendo la instalación de algunas plantas nucleares al final del periodo. También se observa que se busca mantener la matriz con base en el uso de la tecnología de ciclo combinado, siendo ésta la tecnología con mayor capacidad instalada total durante el periodo entero.

Otro elemento fundamental en los datos de este escenario es el pronóstico de demanda regional a abastecer durante el periodo. La Tabla 10, muestra la demanda anual utilizada para el escenario PRODESEN 2018-2032.

Tabla 10. Demanda regional del escenario PRODESEN 2018-2032 (TWh).

Año	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	Baja California	Baja California Sur
2019	63.408	51.272	71.724	26.415	27.913	58.538	13.820	14.954	3.049
2020	64.737	52.617	74.096	27.502	28.835	60.848	14.439	15.473	3.164
2021	66.092	54.114	76.741	28.474	29.797	63.021	15.048	15.955	3.279
2022	67.736	55.672	79.357	29.490	30.853	65.207	15.681	16.456	3.407
2023	69.417	57.269	82.018	30.463	31.910	67.213	16.210	16.969	3.540
2024	71.148	58.848	84.903	31.439	32.991	69.432	16.765	17.485	3.663
2025	72.956	60.495	87.562	32.445	33.938	71.724	17.349	18.015	3.780
2026	74.834	62.170	90.246	33.490	34.905	74.021	17.960	18.563	3.911
2027	76.831	63.929	93.000	34.529	35.939	76.418	18.621	19.147	4.048
2028	78.981	65.738	95.876	35.567	37.021	78.906	19.335	19.731	4.197
2029	81.224	67.605	98.869	36.661	38.075	81.445	20.077	20.358	4.345
2030	83.594	69.553	101.959	37.860	39.149	84.149	20.845	21.010	4.501

6.2. Escenario 2019-2033

En cuanto al escenario 2019-2033 inicia con una capacidad instalada en el año base 2019 de 79,272 MW, una adición de capacidad hasta el año 2030 de 55,292 MW y la capacidad retirada durante el mismo periodo es de 10,690 MW. En la Figura 12, se muestra la capacidad adicionada y retirada por tipo de tecnología en el periodo 2019-2030 del escenario PRODESEN 2019-2033.

Este escenario se caracteriza principalmente por incluir una gran cantidad de centrales solares, eólicas y de ciclo combinado al principio del periodo, siendo la adición de capacidad muy pequeña en otros años. Además, este escenario no incluye la participación de tecnología nucleoelectrica. La estrategia de este escenario se basa en realizar la mayor parte de los cambios del sistema eléctrico desde el principio del periodo. Si embargo, en caso de no llevar a cabo las instalaciones propuestas en tiempo y forma podría tener un resultado engañoso en cuanto al resultado de la evaluación de los indicadores. La Tabla 11 muestra la demanda anual utilizada para este escenario.

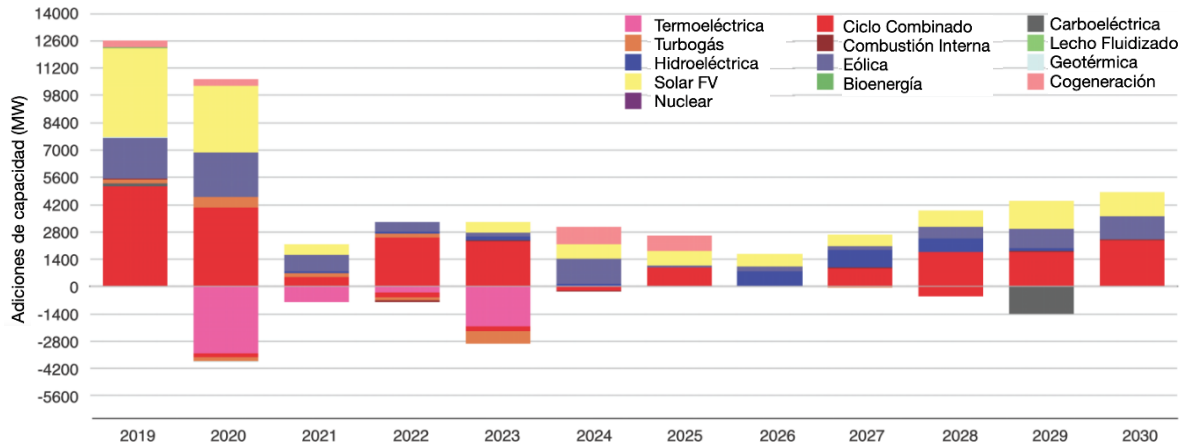


Figura 12. Capacidad adicionada y retirada en el periodo 2019-2030 propuesta por el PRODESEN 2019-2033.

Fuente: Elaboración propia con información del PRODESEN 2019-2033, SENER.

Tabla 11. Demanda regional del escenario PRODESEN 2019-2033 (TWh).

Año	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	Baja California	Baja California Sur
2019	63.587	51.550	71.383	26.205	27.809	58.062	13.680	14.841	3.011
2020	65.113	53.200	73.596	27.070	28.699	59.746	14.118	15.272	3.103
2021	66.676	54.902	75.878	27.963	29.618	61.479	14.570	15.715	3.197
2022	68.276	56.659	78.230	28.886	30.565	63.262	15.036	16.170	3.295
2023	69.915	58.472	80.655	29.839	31.543	65.096	15.517	16.639	3.395
2024	71.593	60.344	83.155	30.824	32.553	66.984	16.014	17.122	3.498
2025	73.311	62.275	85.733	31.841	33.595	68.927	16.526	17.618	3.605
2026	75.071	64.267	88.391	32.892	34.670	70.925	17.055	18.129	3.715
2027	76.872	66.324	91.131	33.977	35.779	72.982	17.601	18.655	3.828
2028	78.717	68.446	93.956	35.099	36.924	75.099	18.164	19.196	3.945
2029	80.607	70.637	96.869	36.257	38.105	77.277	18.745	19.753	4.065
2030	82.541	72.897	99.872	37.453	39.325	79.518	19.345	20.325	4.189

6.3. Análisis de resultados

Utilizando los datos de las secciones anteriores se calcularon los siete indicadores en cada escenario obteniendo los resultados mostrados a continuación:

6.3.1. Diversificación promedio de la capacidad

Tal como se muestra en la Figura 13, la diversificación de ambos escenarios se reduce significativamente desde el año 2023, principalmente debido al hecho de que la capacidad adicionada está mayormente compuesta de tres tecnologías: ciclo combinado, solar y viento, lo que causa que las otras diez tecnologías reduzcan su contribución a la matriz de capacidad durante el periodo estudiado. El escenario PRODESEN 2018-2032 es más diversificado que el PRODESEN 2019-2033 a lo largo de los años con excepción del 2023. Además, hacia el año 2029 y 2030 el primer escenario contempla la adición de capacidad nuclear lo que aumenta la diversificación, especialmente en el último año. Los retiros de capacidad posiblemente jugaron un rol en la obtención de estos resultados debido a que tecnologías como termoeléctrica participan con más del 50% de los retiros durante los primeros años del periodo, provocando una mayor disminución del valor anual de diversificación.

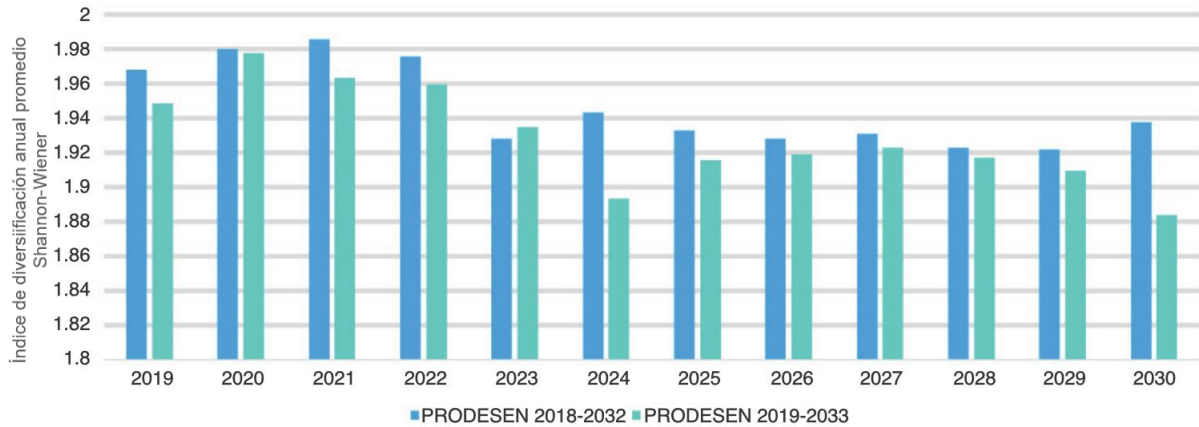


Figura 13. Resultados del indicador de diversificación promedio anual Shannon-Wiener para los escenarios PRODESEN 2018-2032 y PRODESEN 2019-2033.

6.3.2. Importación de gas natural

En la Figura 14 se muestran resultados ya esperados debido a lo mostrado en los escenarios de expansión utilizados, en los cuales la tecnología de ciclo combinado pasa a jugar un papel principal en cuanto a la instalación de capacidad. Además, debido a los bajos precios pronosticados para el gas natural se inventiva aún más el uso de dicha tecnología.

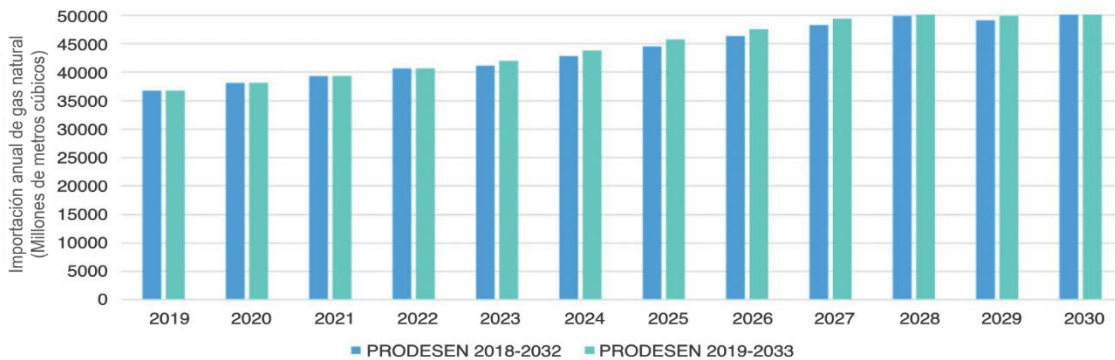


Figura 14. Resultados del indicador de importación de gas natural para los escenarios PRODESEN 2018-2032 y 2019-2033.

6.3.3. Instalación de nuevas plantas limpias

La Figura 15 ilustra la diferencia en las inversiones de instalaciones de tecnologías limpias para ambos escenarios. Se puede notar que el escenario PRODESEN 2018-2032 tiene una mejor distribución de las adiciones propuestas, ya que es importante mencionar que la instalación de tecnologías renovables intermitentes debe estar acompañadas de plantas de respaldo que permitan mantener la confiabilidad y continuidad del suministro en la red eléctrica. A pesar de los altos porcentajes de inversiones mostradas en algunos años del escenario PRODESEN 2019-2033, los resultados no lo favorecen completamente, ya que el resultado final del indicador el escenario PRODESEN 2018-2032 y 2019-2033 es de 60.70% y 59.55% respectivamente.

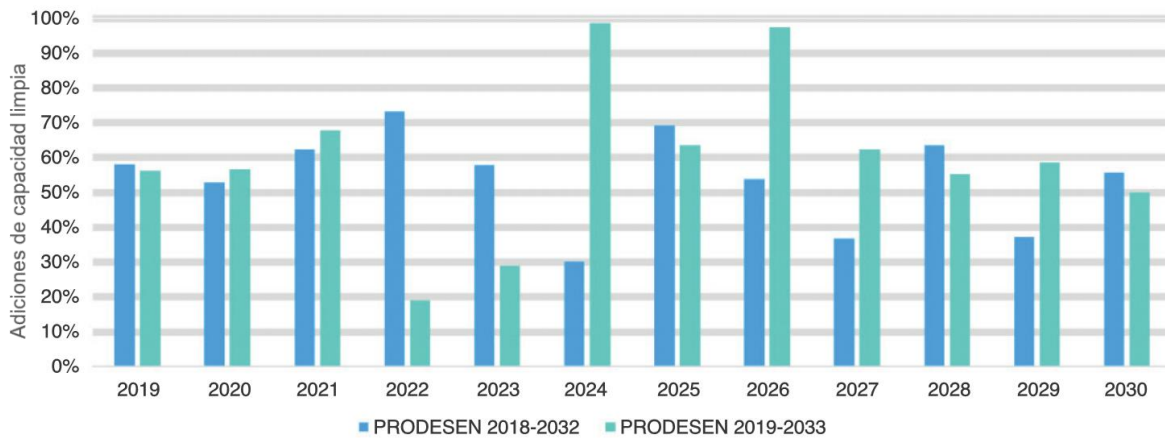


Figura 15. Resultados del indicador instalación de nuevas plantas limpias para los escenarios PRODESEN 2018-2032 y PRODESEN 2019-2033.

6.3.4. Costo total

El costo total está representado por cada componente de costo, es decir, inversión, O&M fijo, O&M variable y combustible. Esto es lo que se observa en las Figuras 16 y 17 para cada escenario. Hay un patrón descendiente del costo total anual, debido a la reducción gradual de las inversiones consideradas. Sin embargo, el escenario PRODESEN 2019-2033 tiene una distribución muy diferente del costo de sus plantas, debido a que durante los primeros dos años del escenario se considera una muy amplia instalación de las mismas, mientras que en el resto de los años la inversión es muy baja. Por el contrario, el escenario PRODESEN 2018-2032 mantiene una distribución más uniforme de la inversión de centrales a través de todo el periodo. Esto último se podría considerar como una situación más realista, ya que no toda la capacidad necesaria puede ser instalada al mismo tiempo y los posibles retrasos en el inicio de operación de las plantas se deben considerar.

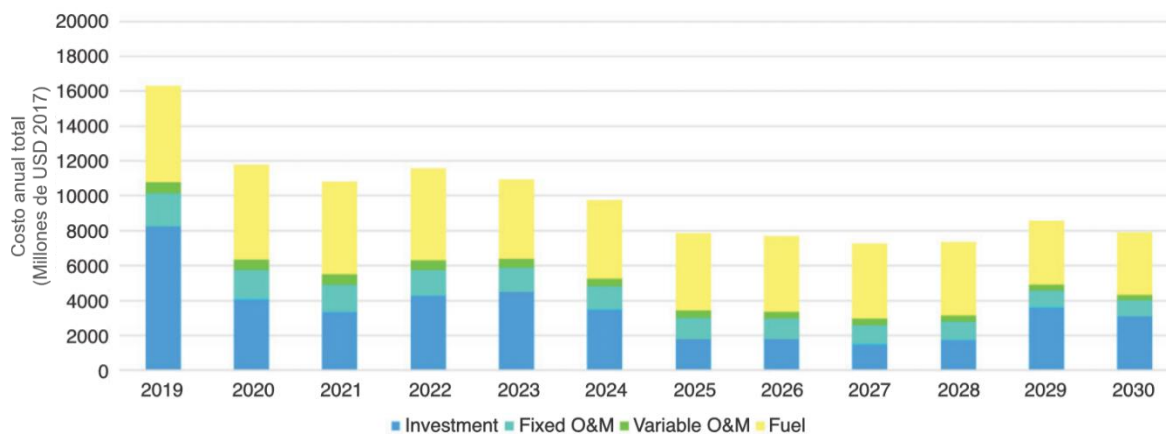


Figura 16. Resultados del indicador costo total para el escenario PRODESEN 2018-2032.

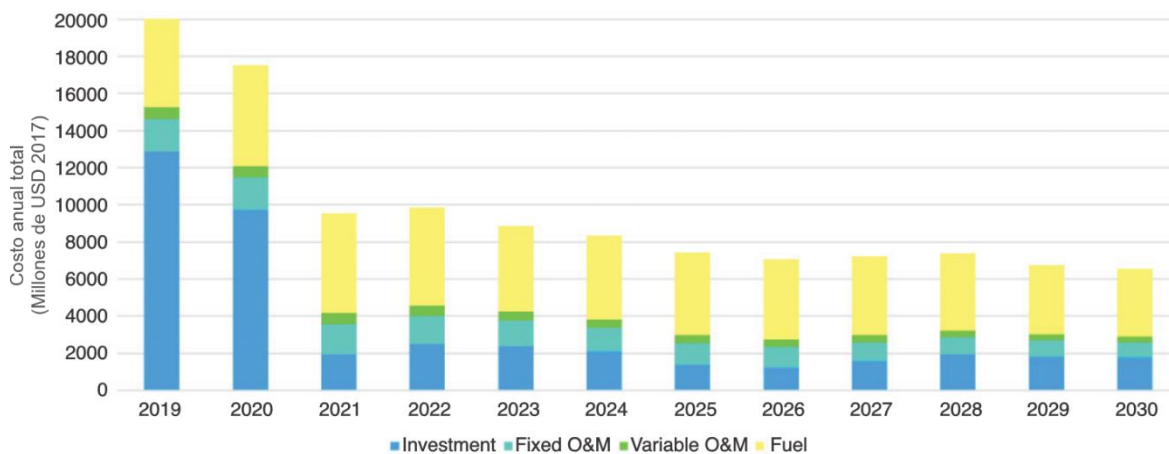


Figura 17. Resultados del indicador costo total para el escenario PRODESEN 2019-2033.

6.3.5. Balance regional de generación-consumo

Al observar las Figuras 18 y 19 es posible detectar una reducción en la suma anual del indicador regional de generación-consumo en el año 2023. Esto se podría deber al hecho de tener mayor capacidad de transmisión y por lo tanto mayor diversificación de importación de energía desde aquellas regiones con déficit de generación. Además, el incremento de capacidad en los enlaces de transmisión ayuda a evitar una gran parte de la congestión en los mismos.

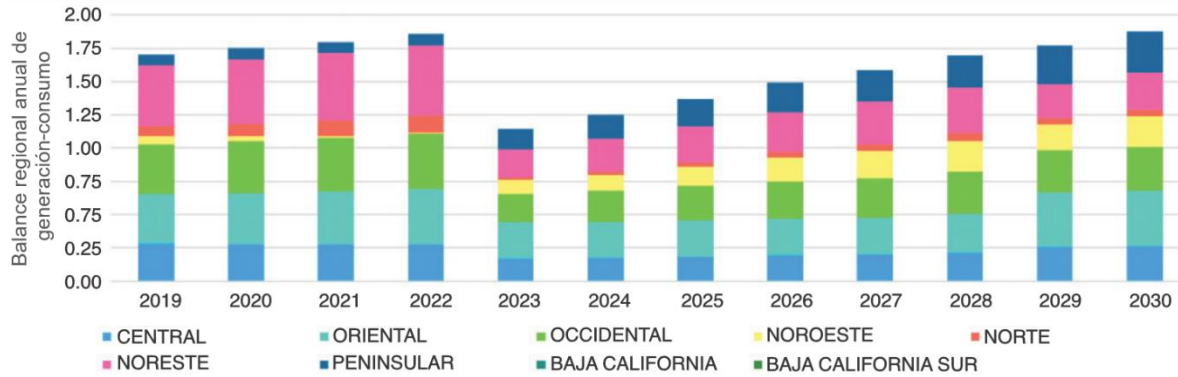


Figura 18. Resultados del indicador balance regional de generación-consumo para el escenario PRODESEN 2018-2032.

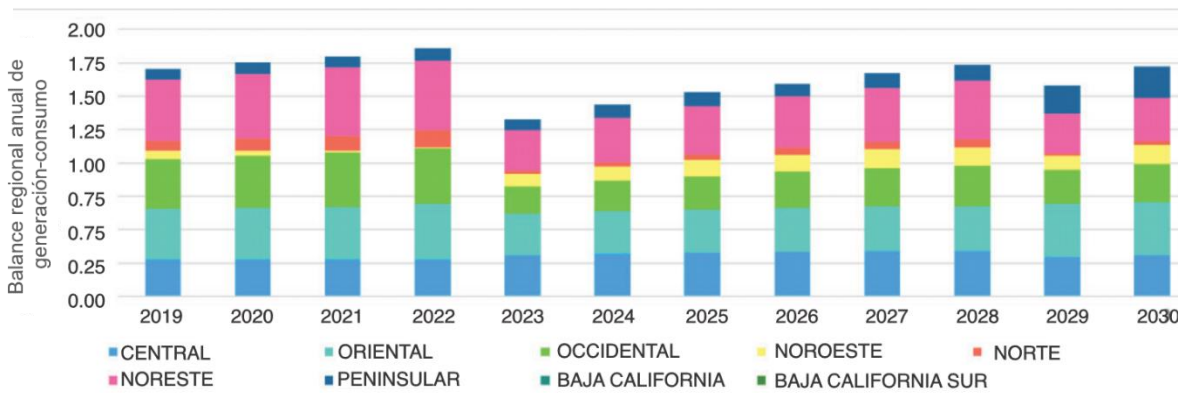


Figura 19. Resultados del indicador balance regional de generación-consumo para el escenario PRODESEN 2019-2033.

6.3.6. Factor de emisión promedio

La Figura 20 contiene la información de los resultados del factor de emisión promedio anual. El patrón ilustrado muestra ascensos en el intervalo de años 2019-2022, 2023-2028 y 2029-2030, teniendo descensos importantes en el año 2023 y 2029, los cuales podrían ser debido al incremento en la capacidad de transmisión de los enlaces, ya que al existir una mayor capacidad de exportación-importación de energía regional se da paso a un mayor uso de tecnologías más baratas y limpias.

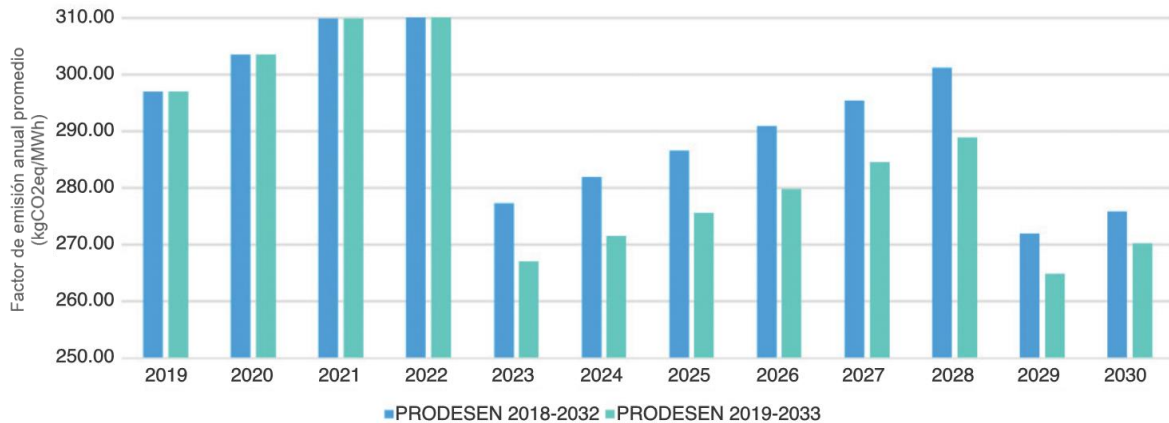


Figura 20. Resultados del indicador factor de emisión promedio para los escenarios PRODESEN 2018-2032 y PRODESEN 2019-2033.

Adicionalmente, el incremento del factor de disponibilidad de las plantas hidroeléctricas durante las horas pico en los últimos dos años del periodo permite contribuir a la reducción de las emisiones.

6.3.7. Cumplimiento de metas INDC

El último indicador se enfoca a la determinación del escenario que podría tener un mejor desempeño en el cumplimiento de las metas INDC hacia el año 2030 correspondiente al sector eléctrico. La Figura 21 muestra la diferencia que la cantidad de emisiones entre ambos escenarios se debe principalmente al uso de la tecnología de bioenergía, la cual comúnmente genera electricidad a través de la quema directa de la biomasa y por lo tanto produce una alta cantidad de emisiones. Sin embargo, se debe hacer hincapié en que ambos escenarios cumplen las metas INDC, siendo las emisiones del escenario PRODESEN 2018-2032 y 2019-2033 un total de 128,401 y 126,155 millones de kgCO_{2eq} respectivamente.

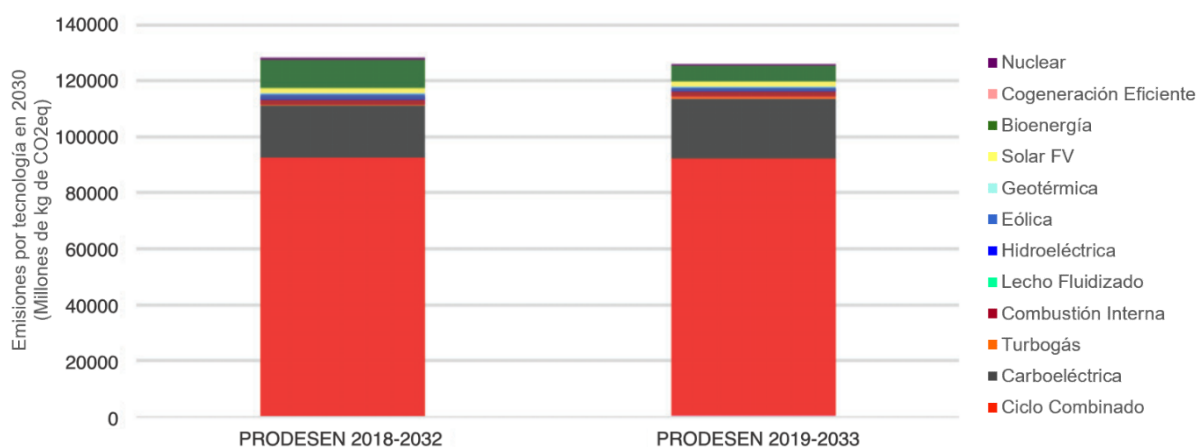


Figura 21. Resultados del indicador cumplimiento de metas INDC para los escenarios PRODESEN 2018-2032 y PRODESEN 2019-2033.

La Tabla 12 muestra el desempeño total de cada indicador para cada escenario:

Tabla 12. Tabla de desempeño de los indicadores para cada escenario.

Indicador (<i>j</i>)	Unidad	Objetivo	PRODESEN 2018-2032 (<i>c_{1j}</i>)	PRODESEN 2019-2033 (<i>c_{2j}</i>)
Diversificación promedio de la capacidad (<i>j=1</i>)	Fracción	Max	1.94	1.92
Importación de gas natural (<i>j=2</i>)	Millones de metros cúbicos	Min	528,205.99	536,025.98
Instalación de nuevas plantas limpias (<i>j=4</i>)	%	Max	60.79	59.55

Costo total ($j=4$)	USD	Min	117,980.06	117,250.02
Balance regional de generación-consumo ($j=5$)	Fracción	Min	23.48	25.07
Factor de emisión promedio ($j=6$)	kgCO _{2eq} /MWh	Min	292.35	285.79
Cumplimiento de metas INDC ($j=7$)	%	Max	7.63	9.24

Para este estudio, se le otorgó la misma importancia a cada dimensión de la sostenibilidad. Se utilizaron tres indicadores clave para evaluar la dimensión de seguridad energética, los cuales tienen el mismo peso. Sin embargo, para las dimensiones de equidad energética y sostenibilidad medioambiental, se utilizaron dos indicadores con exactamente la misma importancia para la dimensión analizada. Este hecho resulta en una variación de pesos entre los indicadores de la primera dimensión y aquellos de la segunda y tercera. La Tabla 13 contiene el objetivo a alcanzar de cada indicador, los pesos utilizados en cada indicador y los valores normalizados.

Tabla 13. Valores normalizados para cada indicador.

Indicador (j)	Objetivo	PRODESEN 2018-2032 (u_{1j})	PRODESEN 2019-2033 (u_{2j})	Peso (W_j)
Diversificación promedio de la capacidad ($j=1$)	Max	0	0.008977	1/9
Importación de gas natural ($j=2$)	Min	0	0.014804	1/9
Instalación de nuevas plantas limpias ($j=4$)	Max	0	0.020475	1/9
Costo total ($j=4$)	Min	0.006260	0	1/6
Balance regional de generación-consumo ($j=5$)	Min	0	0.067530	1/6
Factor de emisión promedio ($j=6$)	Min	0.022951	0	1/6
Cumplimiento de metas INDC ($j=7$)	Max	0.0174810	0	1/6

Como análisis de sensibilidad, un segundo conjunto de pesos fue aplicado para comparar los resultados. En este segundo caso, exactamente el mismo peso fue asignado a cada indicador independientemente de su dimensión. Por lo que, aplicando la Ec.(24), el componente del vector de

posición de mínimo arrepentimiento fue calculado y mediante la Ec.(25) los resultados obtenidos para el escenario PRODESEN 2018-2032 fueron 0.029403 y 0.025203 para el primer y segundo conjunto de pesos. De igual forma, la Ec.(25) se aplicó para calcular la magnitud del arrepentimiento para el escenario PRODESEN 2019-2033 obteniendo como resultado 0.011642 y 0.010379 para el primer y segundo conjunto de pesos respectivamente. En ambos casos el segundo escenario resulto el más sostenible.

7. CONCLUSIONES

Los objetivos de esta investigación fueron identificar y desarrollar indicadores de sostenibilidad basados en el Trilema Energético, proponer una metodología para evaluar la sostenibilidad de perspectivas del sistema eléctrico mexicano al año 2030 y evaluar y comparar la sostenibilidad de los escenarios del PRODESEN 2018-2032 y 2019-2033. Esta tesis adopta el Trilema energético como base para la identificación, desarrollo y evaluación de indicadores de sostenibilidad aplicados a la planeación del sistema eléctrico mexicano. Aplica el análisis PVMR para la decisión que engloba todos los indicadores seleccionados. Se utilizó un software de optimización para determinar el despacho óptimo de energía por tecnología de forma regional, y los resultados mostraron que el escenario PRODESEN 2019-2033 es más sostenible que el escenario PRODESEN 2018-2032. El primero de estos se desempeñó de mejor manera en tres indicadores: costo total, factor de emisión y cumplimiento de metas INDC, mientras que el segundo obtuvo mejores resultados en cuatro de los indicadores: diversificación promedio de la capacidad, importación de gas natural, instalación de nuevas plantas limpias y balance regional de generación-consumo. Sin embargo, la diferencia entre los resultados en el último indicador “cumplimiento de las metas INDC” hizo la diferencia en los resultados finales. Esta situación puede ser debatida, ya que ambos escenarios alcanzan e incluso superaron las metas deseadas. En cualquier caso, se recomienda llevar a cabo un análisis de sensibilidad en estos detalles para tomar una decisión más justa.

La relevancia del software de optimización tuvo una clara aportación en la determinación de los resultados, por ejemplo, el incremento de la capacidad de transmisión en los enlaces mejora el indicador de balance regional de generación-consumo, y los cambios en el factor de disponibilidad de las plantas hidroeléctricas provocaron un mayor impacto en el resultado de los indicadores, especialmente en las emisiones y consecuentemente, en la sostenibilidad del sistema eléctrico en general.

Los resultados presentados en esta investigación están sujetos a muchas incertidumbres provocadas por la información de entrada utilizada, así como por el limitado acceso a información pública en documentos oficiales, por lo que los resultados podrían cambiar si se utiliza otra información de entrada o se hacen otras consideraciones y supuestos. En este sentido, es importante mencionar que si la planeación del gobierno actual no se apega a lo propuesto en el PRODESEN 2019-2033 la reducción de emisiones, cumplimiento de INDC, así como todas aquellas mejoras en la sostenibilidad descritas en los resultados mostrados en esta investigación se perderían y como

consecuencia se tendría que elaborar una planeación con estrategias más rigurosas que permitan alcanzar los objetivos ya contemplados.

Con la investigación llevada a cabo en esta tesis se publicó un artículo con el nombre “A development of indicators for the sustainability assessment of the Mexican power system planing” en la revista “International Journal of Sustainable Energy Planning and Management” con DOI <https://doi.org/10.5278/ijsepm.6572> [33].

LISTA DE ACRONIMOS

BAU	BUSINESS AS USUAL
CENACE	CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA
CFE	COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
COP21	21va CONFERENCIA DE LAS PARTES
CRE	COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA
DOF	DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACIÓN
EIA	ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (ADMINISTRACIÓN DE INFORMACIÓN DE ENERGÍA)
GEI	GASES DE EFECTO INVERNADERO
INDC	INTENDED NATIONALLY DETERMINED CONTRIBUTIONS (CONTRIBUCIONES PREVISTAS Y DETERMINADAS A NIVEL NACIONAL)
IPCC	INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (PANEL INTERGUBERNAMENTAL SOBRE CAMBIO CLIMÁTICO)
LGCC	LEY GENERAL DE CAMBIO CLIMÁTICO
O&M	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
PEMEX	PETROLEOS MEXICANOS
PIIRCE	PROGRAMA INDICATIVO DE INSTALACIÓN Y RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS
PRODESEN	PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
SEN	SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
SENER	SECRETARÍA DE ENERGÍA
T&D	TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN
UNAM	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
UPE	UNIDAD DE PLANEACIÓN ENERGÉTICA
WEC	WORLD ENERGY COUNCIL (CONSEJO MUNDIAL DE ENERGÍA)
WRI	WORLD RESOURCES INSTITUTE (INSTITUTO MUNDIAL DE RECURSOS)

TABLA DE VARIABLES

Nombre de la variable	Unidad	Descripción
$C_{i,r,t}$	USD/MWh	Costo de energía despachada o transmitida por la tecnología i en la región r en el paso temporal t
C_{COM}	USD	Costo total por concepto de combustible
$CEGF$	Fracción	Fracción de generación limpia
CF_t	USD/MWh	Costo promedio por cada unidad de energía de demanda no abastecida
$CGGI$	Fracción	Indicador de balance regional de consumo-generación
C_{INV}	USD	Costo total de inversión
$C_{O\&M}$	USD	Costo total fijo y variable de operación y mantenimiento
$CPPC_{n,t}$	MW	Capacidad de tecnologías limpias n en el año t
C_{TOT}	USD	Costo total para abastecer la demanda en la planeación evaluada
C_{UL}	USD	Costo total por concepto de energía no servida
$D_{r,t}$	MWh	Consumo en la región r en el año t
EF_i	kgCO _{2eq} /MWh	Factor de emisión de la tecnología i
$EG_{g,t}$	MWh	Electricidad producida por la tecnología g que usa gas en el año t
$EG_{i,t}$	MWh	Electricidad producida por la tecnología i en el año t
$EG_{r,t}$	MWh	Electricidad producida en la región r en el año t
$EG_{i,2030}$	MWh	Electricidad producida por la tecnología i en el año 2030
EG_t	MWh	Electricidad producida en el sistema eléctrico en el año t
$f_{i,t}$	Fracción	Fracción de la tecnología i de la capacidad total en el año t
$F_{i,t}$	MW	Capacidad de la tecnología i en el año t
F_t	MW	Suma de toda la capacidad instalada en el año t
$F_{i,r,t}$	MW	Capacidad de la tecnología i en la región r en el paso temporal t
$fd_{i,r,t}$	Fracción	Factor de disponibilidad de la tecnología i en la región r en el año t
$FP_{i,t}$	USD/GJ	Precio pronosticado del combustible para cada tecnología i en el año t
$FO\&M_i$	USD/MW	Costo anual de O&M fijo de la tecnología i

$GHGE_{2030}$	kgCO _{2eq}	Meta en el año 2030 de emisiones para el sector eléctrico en las INDC no condicionadas de México
H'	Fracción	Índice de diversificación Shannon-Wiener
HR_g	GJ/MWh	Régimen térmico de la tecnología g que utiliza gas como combustible
HR_i	GJ/MWh	Régimen térmico de la tecnología i
IC_i	USD/kW	Costo de inversión unitario de la tecnología i
$MAPP_{i,r,t}$	MW	Máxima capacidad adicional de la tecnología i en la región r en el año t
$MATCA$	MW	Capacidad de transmisión de energía máxima entre regiones
$NCPPI$	Porcentaje	Indicador de capacidad adicional correspondiente a tecnologías limpias
$NDCM$	Porcentaje	Indicador de cumplimiento de las INDC no condicionadas de México en cuanto al sector eléctrico
$NGAHV$	kJ/m ³	Poder calorífico promedio del gas natural considerado
$NGII$	Millones de metros cúbicos	Indicador de gas natural importado
NPV	Fracción	Valor presente neto al inicio de operación
SEF	kgCO _{2eq} /MWh	Factor de emisión promedio del sistema eléctrico mexicano durante el periodo
$TA_{i,t}$	kW	Capacidad adicionada de la tecnología i en el año t
UL_t	MWh	Demanda no servida en el año t
$VO\&M_i$	USD/MWh	Costo variable de O&M de la tecnología i
y	Fracción	Tasa de descuento

REFERENCIAS

- [1] Paris Agreement (Dec. 13, 2015), in UNFCCC, COP Report No. 21, Addendum, at 21, U.N. Doc. FCCC/CP/2015/10/Add, 1 (Jan. 29, 2016) [hereinafter Paris Agreement].
- [2] Gütschow, Johannes; Jeffery, Louise; Gieseke, Robert; Günther, Annika (2019): The PRIMAP-hist national historical emissions time series (1850-2017). V. 2.1. GFZ Data Services. <https://doi.org/10.5880/PIK.2019.018>
- [3] CAIT Climate Data Explorer, Historical Emissions (2021), <http://cait.wri.org/historical/Country%20GHG%20Emissions>
- [4] Grande-Acosta, G., & Islas-Samperio, J. Towards a low-carbon electric power system in Mexico. *Energy Sustain Dev* 2017;37, 99–109. <http://dx.doi.org/10.1016/j.esd.2017.02.001>.
- [5] Elizondo, A., Pérez-Cirera, V., Strapasson, A., Fernández, J. C., & Cruz-Cano, D. Mexico's low carbon futures: An integrated assessment for energy planning and climate change mitigation by 2050. *Futures* 2017;93, 14–26. <http://dx.doi.org/10.1016/j.futures.2017.08.003>.
- [6] Veysey, J., Octaviano, C., Calvin, K., Martinez, S. H., Kitous, A., McFarland, J., & van der Zwaan, B. Pathways to Mexico's climate change mitigation targets: A multi-model analysis. *Energy Econ* 2016;56, 587–599. <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2015.04.011>.
- [7] Diario Oficial de la Federación (DOF). Decreto por el que se expide la Ley de la Industria Eléctrica. México: HCU; 2014 [Disponible en: http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIElec_090321.pdf [Accedido en junio, 2020]].
- [8] Santoyo-Castelazo, E., & Azapagic, A. Sustainability assessment of energy systems: integrating environmental, economic and social aspects. *J. Clean. Prod* 2014;80, 119–138. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.05.061>.
- [9] Banacloche, S., Cadarso, M. A., Monsalve, F., & Lechon, Y. Assessment of the sustainability of Mexico green investments in the road to Paris. *Energy Policy* 2020;141, 111458. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111458>.
- [10] Rodríguez-Serrano, I., Caldés, N., Rúa, C. de la, & Lechón, Y. Assessing the three sustainability pillars through the Framework for Integrated Sustainability Assessment (FISA): Case study of a Solar Thermal Electricity project in Mexico. *J. Clean. Prod* 2017;149, 1127–1143. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.02.179>

- [11] Roldan, Ma., Martínez, M., & Peña, R. Scenarios for a hierarchical assessment of the global sustainability of electric power plants in Mexico. *Renew. Sust. Energ. Rev.* 2014;33, 154–160. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.02.007>
- [12] World Energy Council (WEC) World Energy Trilemma Index 2019. WEC; 2019 [Disponible en: <https://trilemma.worldenergy.org/reports/main/2019/2019%20Energy%20Trilemma%20Index.pdf> [Accedido en mayo, 2020]].
- [13] Secretaría de Energía (SENER) Prospectiva del sector eléctrico 2018-2032. México: SENER; 2019 [Disponible en: http://base.energia.gob.mx/Prospectivas18-32/PSE_18_32_F.pdf [Accedido en junio, 2020]].
- [14] U. S. Natural Gas Pipeline Exports to Mexico, U.S. Energy Information Administration, 2021 [Disponible en: <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n9132mx2m.htm> [Accedido en octubre , 2021]]
- [15] U. S. Price of U.S. Natural Gas Pipeline Exports, U.S. Energy Information Administration, 2021 [Disponible en: <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n9132us3m.htm> [Accedido en octubre , 2021]]
- [16] Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), Reservas de Hidrocarburos, 2021. [[Disponible en : <https://reservas.hidrocarburos.gob.mx/> [Accedido en Julio, 2021]]
- [17] Secretaría de Energía (SENER) Prospectiva de gas natural 2018-2032. México: SENER; 2019 [Disponible en: http://base.energia.gob.mx/Prospectivas18-32/PGN_18_32_F.pdf [Accedido en junio, 2020]].
- [18] Secretaría de Energía (SENER), Estatus de la infraestructura de gas natural, 2019. [[Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/497827/Estatus_de_gasoductos_octubre_2019.pdf [Accedido en agosto, 2021]]
- [19] Spellerberg IANF, Fedor PJ. Tribute To Claude Shannon (1916-2001). *Glob Ecol Biogeogr* 2003:177–9. <https://doi.org/10.1046/j.1466-822X.2003.00015.x>
- [20] Diario Oficial de la Federación (DOF). Decreto por el que se expide la Ley de Transición Energética. México: HCU; 2015 [Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5421295&fecha=24/12/2015 [Accedido en junio, 2020]].
- [21] Secretaría de Energía (SENER) Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032 (PRODESEN 2018-2032). México: SENER; 2018 [Disponible en: <https://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2018/PRODESEN18.pdf> [Accedido en junio, 2020]].

- [22] Instituto Nacional de Cambio Climático (INECC). Inventario de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 2013. México: INECC; 2015 [Disponible en: <https://www.gob.mx/inecc/acciones-y-programas/inventario-nacional-de-emisiones-de-gases-y-compuestos-de-efecto-invernadero> [Accedido en mayo, 2020]].
- [23] World Resources Institute (WRI), Energy Policy Simulator Mexico, 2018 [[Disponible en: <https://us.energypolicy.solutions/scenarios/home> [Accedido en julio, 2021]]
- [24] Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) Compromisos de Mitigación y Adaptación ante el Cambio Climático para el periodo 2020-2030. México: SEMARNAT; 2015 [Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/162974/2015_indc_esp.pdf [Accedido en julio, 2020]].
- [25] Diario Oficial de la Federación (DOF). Decreto por el que se expide la Ley General de Cambio Climático. México: HCU; 2012 [Disponible en: https://www.profepa.gob.mx/innovaportal/file/6583/1/ley_general_de_cambio_climatico.pdf [Accedido en junio, 2020]].
- [26] Comisión Reguladora de Energía (CRE), Factor de Emisión del Sistema Eléctrico Nacional [[Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/304573/Factor_de_Emisi_n_d_el_Sector_El_ctrico_Nacional_1.pdf [Accedido en mayo, 2021]]
- [27] Comisión Reguladora de Energía (CRE), Factor de Emisión del Sistema Eléctrico [[Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/630693/Aviso_FEE_2020.pdf [Accedido en mayo, 2021]]
- [28] IPCC, 2014: Climate Change 2014: Impacts, Adaptation, and Vulnerability. Part A: Global and Sectoral Aspects. Contribution of Working Group II to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Field, C.B., V.R. Barros, D.J. Dokken, K.J. Mach, M.D. Mastrandrea, T.E. Bilir, M. Chatterjee, K.L. Ebi, Y.O. Estrada, R.C. Genova, B. Girma, E.S. Kissel, A.N. Levy, S. MacCracken, P.R. Mastrandrea, and L.L. White (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 1132 pp. [Disponible en: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/WGIIAR5-PartA_FINAL.pdf [Accedido en junio, 2020]].].
- [29] Comisión Federal de Electricidad (CFE) Costos y Parámetros de Referencia 2018 (COPAR 2018). México: CFE; 2018
- [30] Matinez-Quintana, M., Martin-del-Campo, C., & Cruz-Mendoza, G. A power optimization model for the long-term planning scenarios: Case study of Mexico's

power system decarbonization. *Can. J. Chem. Eng.* 2020. <https://doi.org/10.1002/cjce.23986>.

- [31] Martin-del-Campo, C., Francois, J.L., & Estrada, G.J. Minimal global regret analysis for electricity generation expansion. *Energy Sources, Part B Econ Plan Policy* 2016;11:363–70. <https://doi.org/10.1080/15567249.2011.632808>.
- [32] Secretaría de Energía (SENER) Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2019-2033 (PRODESEN 2019-2033). México: SENER; 2019 [Disponible en: <https://www.gob.mx/sener/articulos/prodesen-2019-2033-221654> [Accedido en junio, 2020]].
- [33] Hernandez-Hurtado, U., & Martin-del-Campo, C. (2021). A development of indicators for the sustainability assessment of the Mexican power system planning. *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, 32, 95–110. <https://doi.org/10.5278/ijsepm.6572>