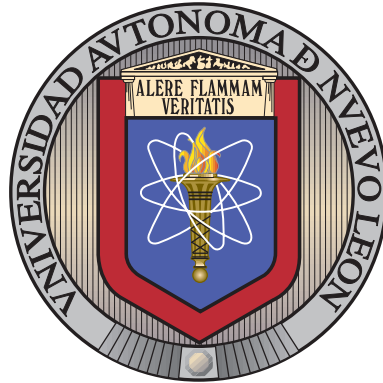


UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

SUBDIRECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO



METODOLOGÍA MULTI OBJETIVO PARA LA
PLANIFICACIÓN SOSTENIBLE DE LA EXPANSIÓN
DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DEL SECTOR
ELÉCTRICO.

POR

EDUARDO VALDÉS GARCÍA

COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL GRADO DE

DOCTORADO EN INGENIERÍA

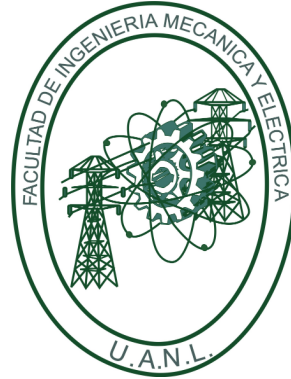
CON ESPECIALIDAD EN INGENIERÍA DE SISTEMAS

AGOSTO 2019

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

SUBDIRECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO



METODOLOGÍA MULTIOBJETIVO PARA LA
PLANIFICACIÓN SOSTENIBLE DE LA EXPANSIÓN
DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DEL SECTOR
ELÉCTRICO.

POR

EDUARDO VALDÉS GARCÍA

COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL GRADO DE

DOCTORADO EN INGENIERÍA

CON ESPECIALIDAD EN INGENIERÍA DE SISTEMAS

AGOSTO 2019

Universidad Autónoma de Nuevo León
Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica
Subdirector de Estudios de Posgrado

Los miembros del Comité de Tesis recomendamos que la Tesis «Metodología multiobjetivo para la planificación sostenible de la expansión de generación y transmisión del sector eléctrico.», realizada por el alumno Eduardo Valdés García, con número de matrícula 1707087, sea aceptada para su defensa como requisito parcial para obtener el grado de Doctorado en Ingeniería con especialidad en Ingeniería de Sistemas.

El Comité de Tesis



Dra. Ada Álvarez Socarrás

Asesor



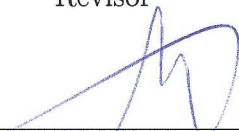
Dr. Rodrigo Palacios Saldaña

Revisor



Dra. Irma Delia García Calvillo

Revisor



Dr. Fernando López Irraragorri

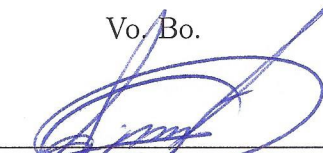
Revisor



Dra. Iris Abril Martínez Salazar

Revisor

Vo. Bo.



Dr. Simon Martínez Martínez

Subdirector de Estudios de Posgrado



San Nicolás de los Garza, Nuevo León, agosto 2019

A mis sobrinos.

*Por contagiarme de su alegría
y recordarme que es lo verdaderamente importante.*

ÍNDICE GENERAL

Resumen	xv
1. Introducción	1
1.1. Hipótesis	3
1.2. Justificación	3
1.3. Antecedentes	4
1.4. Objetivos	5
1.5. Estructura de la tesis	5
2. Marco teórico	7
2.1. El sistema eléctrico	7
2.1.1. Plantas generadoras	8
2.2. Estimación de la demanda	10
2.3. Planificación de la expansión de generación	11
2.4. Planificación de la expansión de transmisión	13
2.5. Planificación de la expansión de generación y transmisión	14

2.6. Optimización multiobjetivo	15
3. Descripción del problema	19
3.1. Modelo matemático	20
3.1.1. Notación	20
3.1.2. Funciones objetivo	22
3.1.3. Restricciones	24
3.1.4. Breve análisis de la complejidad	26
3.1.5. Dimensiones	27
4. El Sistema Eléctrico Mexicano	28
4.1. Infraestructura actual	28
4.2. Capacidad de generación de energía eléctrica	30
4.3. Generación de energía eléctrica	32
4.4. Tecnologías de generación	33
4.4.1. Tecnologías convencionales	33
4.4.2. Tecnologías limpias	38
4.5. Capacidad de transmisión	43
4.6. Demanda de energía eléctrica	44
4.6.1. Pronóstico de demanda	45
4.7. Combustibles	48
4.8. Costos	54

4.8.1. Costos de la planeación del PRODESEN	55
4.9. Gases de efecto invernadero	55
4.9.1. Emisiones de GEI de la planeación del PRODESEN	57
4.10. Uso de agua	57
4.11. Precio medio de energía eléctrica	59
4.12. Expansión de la capacidad	59
4.13. Panorama actual del SEN y expectativas futuras	62
5. Metodología	64
5.1. Algoritmo Genético	65
5.1.1. Representación de un individuo	67
5.1.2. Cruzamiento	69
5.1.3. Mutación	71
6. Resultados	72
6.1. Implementación	72
6.2. Dimensiones del modelo matemático	73
6.3. Análisis de la evolución de la población	73
6.3.1. Evolución de los objetivos	73
6.3.2. Métricas de calidad	76
6.3.3. Evolución de las variables	77
6.3.4. Sobre la convergencia	79

6.4. Comparación con PRODESEN	80
6.5. Análisis multiobjetivo	83
6.5.1. Compromiso entre los objetivos	83
6.5.2. Análisis del frente de Pareto	85
6.6. Análisis de las mejores soluciones para cada objetivo	88
6.6.1. Solución de menor costo	91
6.6.2. Solución de menos emisiones de GEI	92
6.6.3. Solución de menor uso de agua	94
6.6.4. Solución de menor precio de energía	95
6.7. Planificación propuesta	96
7. Conclusiones	101
7.1. Trabajo futuro	102
Glosario	104
Siglas	107
A. Información del SEN	109
A.1. Capacidad de generación instalada	109
A.2. Generación de electricidad	112
A.3. Transmisión	114
A.4. Margen de reserva	117

A.5. Demanda	118
A.6. Temperatura	121
A.7. Precio medio de la electricidad	122
B. Galería de imágenes de la solución propuesta	126
B.1. Distribución regional de la capacidad de generación instalada a 2032 por tecnología	126

ÍNDICE DE FIGURAS

2.1. Ilustración de un frente de Pareto.	18
4.1. Red del Sistema Eléctrico Nacional	29
4.2. Porcentaje de capacidad instalada por tipo de tecnología en 2017 . . .	31
4.3. Capacidad instalada por región de transmisión	32
4.4. Participación de las tecnologías en la generación de electricidad en 2017	34
4.5. Capacidad de corredores de transmisión del SEN	43
4.6. Pronóstico de la demanda del SEN	47
4.7. Demanda de energía eléctrica por región de transmisión	49
4.8. Pronóstico del precio de los combustibles	52
4.9. Costos totales anuales de la planificación de PRODESEN	55
4.10. Porcentaje de participación de las energías limpias en la generación eléctrica para cumplir las metas de la LTE	56
4.11. Precio medio de la electricidad por región de transmisión en 2017 . . .	60
4.12. Expansión de la capacidad de acuerdo al PRODESEN	61

4.13. Porcentajes de capacidad instalada y generación de la planificación propuesta en PRODESEN	62
5.1. Procedimiento del NSGA-II	66
6.1. Evolución de la diversidad del frente de Pareto	74
6.2. Evolución del incumbente de cada función objetivo	75
6.3. Evolución de las variables principales del GTEP	79
6.4. Comparación de las soluciones obtenidas con la planificación del PRODESEN	82
6.5. Relación entre los valores objetivos del frente de Pareto	84
6.6. Análisis gráfico del frente de Pareto	86
6.7. Comparación entre las mejores soluciones monobjetivo, solución propuesta y solución del PRODESEN. Parte 1	89
6.8. Comparación entre las mejores soluciones monobjetivo, solución propuesta y solución del PRODESEN. Parte 2	90
6.9. Participación de las energías limpias en la generación para la solución de menor emisión de GEI	93
6.10. Participación de las energías limpias en la generación para la solución de menor uso de agua	95
6.11. Comparación de los valores objetivo de la solución propuesta	98
6.12. Comparación de los valores objetivo de la solución propuesta	100
B.1. Capacidad de generación total instalada a 2032	127

B.2. Capacidad de generación instalada a 2032 de plantas de bioenergía . .	128
B.3. Capacidad de generación instalada a 2032 de plantas carboeléctricas .	129
B.4. Capacidad de generación instalada a 2032 de plantas de ciclo combinado	130
B.5. Capacidad de generación instalada a 2032 de plantas de cogeneración	131
B.6. Capacidad de generación instalada a 2032 de plantas de combustión interna	132
B.7. Capacidad de generación instalada a 2032 de plantas eólicas	133
B.8. Capacidad de generación instalada a 2032 de plantas geotérmicas . .	134
B.9. Capacidad de generación instalada a 2032 de plantas hidroeléctricas .	135
B.10. Capacidad de generación instalada a 2032 de plantas de lecho fluidizado	136
B.11. Capacidad de generación instalada a 2032 de plantas nucleares	137
B.12. Capacidad de generación instalada a 2032 de plantas fotovoltaicas . .	138
B.13. Capacidad de generación instalada a 2032 de plantas termoeléctricas .	139
B.14. Capacidad de generación instalada a 2032 de plantas termosolares . .	140
B.15. Capacidad de generación instalada a 2032 de plantas de turbogás . .	141

ÍNDICE DE TABLAS

4.1. Capacidad promedio de instalación de nuevas plantas de generación. . .	33
4.2. Características de las líneas de transmisión representativas del SEN. . .	44
4.3. Detalles de producción anual y consumo de combustibles	51
4.4. Consumo de combustible por tecnología de generación	53
4.5. Desglose de costos del SEN por tecnología de generación.	54
4.6. Emisiones de GEI por MWh producido por las diferentes tecnologías de generación eléctrica.	57
4.7. Consumo y extracción de agua de las tecnologías de generación. . . .	58
A.1. Capacidad de generación instalada por región de transmisión por tec- nología (MW).	111
A.2. Capacidad de instalación por región de control por tecnología por año (MW).	112
A.3. Capacidad de generación por región de control por tecnología (%). . .	114
A.4. Capacidad y longitud de los corredores de transmisión (MW).	116
A.5. Detalles del margen de reserva por región de transmisión.	117

A.6. Pronóstico 2018-2032 de la demanda de electricidad por región de transmisión.	120
A.7. Temperatura promedio mensual de cada región de transmisión.	122
A.8. Pronóstico 2018-2032 del precio medio de la energía eléctrica por región de transmisión.	125

RESUMEN

Eduardo Valdés García.

Candidato para obtener el grado de Doctorado en Ingeniería con especialidad en Ingeniería de Sistemas.

Universidad Autónoma de Nuevo León.

Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica.

Título del estudio: METODOLOGÍA MULTI OBJETIVO PARA LA PLANIFICACIÓN SOSTENIBLE DE LA EXPANSIÓN DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO..

Número de páginas: 160.

OBJETIVOS Y MÉTODO DE ESTUDIO: El objetivo principal de esta investigación es desarrollar una metodología de optimización multiobjetivo que apoye a la toma de decisiones en la planificación a largo plazo de la expansión de generación y transmisión del sistema eléctrico. Este enfoque plantea la obtención de soluciones al problema que representen un adecuado compromiso entre objetivos económicos, ambientales y sociales que den respuesta al denominado trilema energético.

Para alcanzar esta meta, se plantean los siguientes objetivos específicos:

1. Revisar el estado del arte del problema de planificación de la expansión de la generación, del problema de planificación de la expansión de la transmisión y

del problema de planificación de la expansión de la generación y transmisión: funciones objetivo, metodologías de solución y consideraciones.

2. Desarrollar una formulación matemática al problema.
3. Recopilar información del sistema eléctrico mexicano como caso de estudio.
4. Diseñar operadores adecuados al problema que permitan la implementación de un algoritmo genético.
5. Desarrollar una estructura para el análisis de las soluciones compromiso obtenidas.

CONTRIBUCIONES Y CONCLUSIONES: Este trabajo aborda el estudio del problema de planificación de la expansión de la capacidad de generación y transmisión de la red de suministro eléctrico, bajo un enfoque multiobjetivo que considera simultáneamente la minimización de los costos del sistema, la minimización de las emisiones de gases de efecto invernadero y del uso de agua debido a la generación eléctrica y, la minimización del precio de la energía a los consumidores finales.

Se propone una formulación no lineal entera mixta que representa los tres vértices del trilema energético: la seguridad energética con la consideración de márgenes de reserva y la obligación del completo suministro eléctrico; la equidad energética con la minimización del precio final al consumidor y; la sostenibilidad ambiental con la minimización de los gases de efecto invernadero y la reducción del uso de agua en las plantas generadoras. Se consideran pérdidas de electricidad debidas a la transmisión y uso e importación de combustibles.

Se desarrolla una metodología de optimización multiobjetivo que utiliza un algoritmo genético NSGA-II para obtener una aproximación al frente de Pareto. Esta investigación representa el primer estudio del Problema de Expansión de Generación y Transmisión con las características mencionadas cuyo objetivo es la determinación de soluciones al problema que manifiesten un buen compromiso entre las funciones

objetivo. El algoritmo genético no es contrastado contra otros algoritmos multiobjetivo para evaluar su calidad; sin embargo, sí se presenta un análisis de la convergencia del algoritmo midiendo diferentes métricas de calidad multiobjetivo, la variación de los valores objetivo, la evolución de los incumbentes de cada objetivo y, la variación de las variables de decisión.

El enfoque multiobjetivo permite la obtención de múltiples y diversas soluciones para el caso de estudio, algunas de las cuales son competitivas con la planificación 2018-2032 de la Secretaría de Energía. Se presenta un análisis holístico de las soluciones que permite visualizar el impacto de las preferencias que se tengan por los objetivos. Por la naturaleza de la investigación, no se cuenta con el apoyo de personal calificado que pueda fungir como tomador de decisiones; por lo tanto, este trabajo carece de una metodología formal de apoyo a la toma de decisiones. Una línea de continuación sería conducir a un tomador de decisiones a la selección de una solución no dominada de acuerdo a sus preferencia. Como ejercicio de selección de una solución, se introduce un criterio ajeno a la formulación del problema: los Acuerdos de París fijan una tendencia en la generación de gases de efecto invernadero para coadyuvar en la mitigación de los efectos del calentamiento global, la solución propuesta es aquella de menor costo que cumple los Acuerdos de París.

Las contribuciones de esta tesis son: el estudio de características no estudiadas en conjunto para el problema de la planificación de la expansión de generación y transmisión; el enfoque multiobjetivo que considera aspectos económicos, ambientales y sociales del sector eléctrico y el desarrollo de una metodología multiobjetivo como alternativa robusta al análisis de escenarios.

Como resultado del trabajo desarrollado durante los estudios doctorales se tienen:

PUBLICACIONES:

- R. Palacios, E. Valdes, and R. Batres. A multi-step multi-objective generation expansion planning model-A case study in Mexico. *International Journal of Smart Grid and Clean Energy*, 7(2):90–97, 2018
- E. Valdés, R. Palacios, J. D. Mosquera-Artamonov, and J. Pacheco. *Un enfoque multidisciplinar de la optimización*. Universidad de Burgos, 2018. ISBN 978-84-16283-56-9
- R. Palacios Saldaña, J. D. Mosquera Artamonov, and E. Valdés. New models of power distribution systems: smart grids and distributed generation. In *III Jornadas de Doctorandos de la Universidad de Burgos*, pages 193–201. Servicio de Publicaciones e Imagen Institucional, 2016

ARTÍCULOS ACEPTADOS

- E. Valdés, J. D. Mosquera-Artamonov, C. Cruz-Gonzalez, and J. J. Taha-Tijerina. Multiobjective optimization on adhesive bonding of aluminum-carbon fiber laminate. Enviado a *Journal of Computational Intelligence*, 2019

ARTÍCULOS EN REVISIÓN

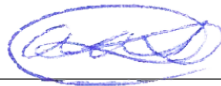
- J. D. Mosquera-Artamonov, E. Valdés, and J. F. Vasco-Leal. Multiobjective forecasting for lumpy series of oilseed production. Enviado a *Annals of Operations Research*, 2019

PARTICIPACIÓN EN COMITÉ SINODAL

- E. De Hoyos-Argueta. Herramientas matemáticas para la recolección de residuos sólidos urbanos. Maestría en Logística y Cadena de Suministro, Universidad Autónoma de Nuevo León, 2019

- F. Sánchez Ruiz. Big data como estrategia competitiva aplicado en la logística y el transporte de pymes. Maestría en Logística y Cadena de Suministro, Universidad Autónoma de Nuevo León, 2019
- A. A. Román Acosta. Diseño de territorios de cobertura para las patrullas de policías. Maestría en Logística y Cadena de Suministro, Universidad Autónoma de Nuevo León, 2019
- G. Rosel Palacios. Estudios de optimización de parámetros de uniones soldadas robotizadas en estructuras de acero inoxidable. Maestría en Ciencias de la Ingeniería, Instituto Tecnológico de Tlalnepantla. Tecnológico Nacional de México, 2019

Firma del asesor: _____



Dra. Ada Álvarez Socarrás

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

Uno de los desafíos más importantes al que se enfrenta la humanidad es revertir el calentamiento global. Conforme al Acuerdo de París, la capacidad del sistema terrestre para absorber las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) está agotada y este ritmo de generación de emisiones debe detenerse para 2040. A menos que se produzcan avances tecnológicos en la captura de carbono, la transición energética debe conducir hacia la eliminación de combustibles fósiles, transición conocida como descarbonización del sistema energético. En el caso del sector eléctrico, las tecnologías disponibles para esta transición son la generación con combustibles nuclear y las fuentes de energía renovables: eólica, hidráulica, solar y geotérmica.

La Asamblea General de las Naciones Unidas del 2012 reconoce a la energía como elemento de centralidad para el progreso, desarrollo y crecimiento de las sociedades cuya transición como sistema debe responder a tres necesidades importantes: la eficiencia energética, la participación de las energías renovables y, el acceso universal a la energía. El Consejo Mundial de Energía (WEC)¹, establece el **trilema energético** para evaluar el desempeño del sistema utilizando tres dimensiones: **seguridad** energética, **equidad** energética y **sostenibilidad** ambiental. La seguridad energética consiste en garantizar que el sistema energético sea altamente confiable desde el suministro de los energéticos primarios hasta la entrega de la energía fi-

¹<https://www.worldenergy.org/>

nal al usuario. La equidad energética se refiere a garantizar que toda la población tenga acceso a los energéticos, asegurando costos que permitan precios accesibles. La sostenibilidad ambiental se refiere a minimizar las emisiones de GEI y de gases que causen contaminación local. Estos tres aspectos deben ser balanceados, pues al mejorar uno, puede empeorar otro.

En esta vía de acción, la planificación a largo plazo de la expansión y operación del sistema de distribución de electricidad también debe responder al trilema energético. El continuo crecimiento de la demanda de electricidad hace necesaria la expansión de la red de distribución, tanto en su sistema de generación de energía como en sus sistema de distribución. En la literatura, se consideran por separado el Problema de Planeación de la Expansión de Generación (GEP) y el Problema de Planeación de la Expansión de Transmisión (TEP); la conjunción de ambos enfoques se conoce como Problema de Planeación de la Expansión de la Generación y Transmisión (GTEP) del sistema eléctrico. Existen un gran número de tecnologías de generación posibles y de entre éstas características físicas, económicas, ambientales, técnicas, geográficas y temporales que deben ser consideradas para decidir instalar una nueva planta de generación; aspectos similares deben considerarse para expandir la red de distribución. El amplio espectro de posibilidades en la expansión del sistema de distribución hace que encontrar una solución adecuada al GTEP, para tan sólo uno de los vértices del trilema, ya de por sí sea complicado, más aún determinar una planificación que atienda el balance de los tres aspectos.

En esta investigación se plantea una metodología basada en optimización multi-objetivo que permite realizar un análisis holístico y proponer una planificación como solución al problema GTEP considerando los tres vértices del trilema energético. La seguridad energética es asegurada mediante el cumplimiento obligatorio de la demanda pronosticada y márgenes de reserva de electricidad. La equidad energética es considerada con la búsqueda de una solución al GTEP que minimice el precio que el consumidor final paga por la electricidad. La sostenibilidad ambiental se considera mediante la búsqueda de una solución al problema que minimice la cantidad de ge-

neraciones de GEI producto de la generación de electricidad; además, se considera la minimización del agua extraída y consumida para la generación eléctrica. Aunado a la consideración de los tres vértices del trilema energético, se busca también la minimización de los costos a que se incurre en la planificación: inversión, operación, mantenimiento y consumo de combustibles.

1.1 HIPÓTESIS

La metodología multiobjetivo propuesta en este trabajo permitirá realizar un análisis holístico de escenarios y conducir a la proposición de una planificación sostenible para la expansión de generación y transmisión del sistema eléctrico.

1.2 JUSTIFICACIÓN

Con poca frecuencia, se realizan investigaciones que consideren la planificación conjunta de la expansión de la generación y la expansión de la transmisión. Esta investigación es el primer enfoque que considera la optimización simultánea de aspectos económicos, ambientales y sociales del problema. Este es el primer trabajo que considera además la reducción del consumo de agua como objetivo del problema.

Destaca la modelación de las pérdidas eléctricas por transmisión de forma no lineal considerando resistencia del material conductor y el efecto de la temperatura. El consumo de combustible importado es uno de los aspectos que se modela como parte del objetivo económico. Se analizan aspectos técnicos, tecnológicos, geográficos y temporales, tanto de las unidades de generación eléctrica como de las unidades de transmisión, para cada uno de los objetivos estudiados.

La metodología propuesta se presenta como una alternativa más robusta al análisis de escenarios, común para este problema, con el soporte matemático de la

teoría multiobjetivo y un enfoque práctico dirigido a los tomadores de decisiones.

El estudio conjunto de los dos grandes problemas de la planificación del sector eléctrico, aunado al enfoque multiobjetivo ofrecen la posibilidad de un análisis más completo y objetivo del problema. La toma de decisiones a largo plazo sobre un sector de alta importancia para un país, debe responder a todos los agentes involucrados. La reducción de emisiones de gases de efecto invernadero responde a la actuación responsable para mitigar los efectos del cambio climático; sin embargo, la utilización del agua debe considerarse como un factor igual de importante pues la falta del vital líquido será uno de los problemas que tendremos a mediano plazo. Este trabajo constituye la primer investigación realizada sobre el GTEP que considera un análisis multiobjetivo de los tres vértices del trilema energético.

1.3 ANTECEDENTES

La investigación sobre los problemas de expansión del sistema eléctrico se ha mantenido activa desde la década de los cincuenta cuando el problema fue formulado linealmente por Masse y Gibrat [76]. En general, existe un mayor estudio del problema de la expansión de la generación que de expansión de la transmisión; el monto de la inversión puede explicar el porqué del sesgo: la inversión en plantas generadoras representa la mayor parte del costo de una ampliación de la red. En 1966, Galloway y otros [46] abordaron ambos problemas por primera vez y cuatro años más tarde Garver y otros [47] realizaron el primer estudio sobre expansión de la transmisión. Desde entonces, el problema ha sido resuelto utilizando numerosas herramientas incluyendo métodos de optimización exactos y heurísticos, y enfoques deterministas, estocásticos, no lineales, multiobjetivo, dinámicos, por mencionar algunos.

1.4 OBJETIVOS

El objetivo principal de esta investigación es desarrollar una metodología de optimización multiobjetivo que apoye en la planificación a largo plazo de la expansión de generación y transmisión del sistema eléctrico. Este enfoque plantea la obtención de soluciones al problema que representen un adecuado compromiso entre objetivos económicos, ambientales y sociales que den respuesta al denominado trilema energético.

Para alcanzar esta meta, se plantean los siguientes objetivos específicos:

1. Revisar el estado del arte del GEP, TEP y GTEP: funciones objetivo, metodologías de solución y consideraciones.
2. Desarrollar una formulación matemática al problema.
3. Recopilar información del sistema eléctrico mexicano como caso de estudio.
4. Diseñar operadores adecuados al problema que permitan la implementación de un algoritmo genético.
5. Desarrollar una estructura para el análisis de las soluciones compromiso obtenidas.

1.5 ESTRUCTURA DE LA TESIS

Este documento se estructura de la manera siguiente:

En el capítulo uno se presenta una introducción y justificación al problema de estudio.

El capítulo dos, incluye la descripción del GTEP y los dos problemas que lo componen, esto es, el GEP y el TEP. Además, se incluye la revisión bibliográfica de

los problemas mencionados, haciendo énfasis en metodologías de solución, enfoques de múltiples objetivo y aplicaciones.

En el capítulo tres, se presenta la descripción del problema y la formulación matemática.

El capítulo cuatro contiene la descripción del caso de estudio, el sistema eléctrico mexicano. Se incluye la descripción de la infraestructura disponible, los pronósticos de consumo de electricidad para el período 2018 a 2032 y las características económicas, técnicas y ambientales de las plantas generadoras, las líneas de transmisión y los combustibles. Además, se describe la planificación elaborada por la Secretaría de Energía, la cual servirá como punto de comparación para la metodología de este trabajo.

En el capítulo cinco se presenta la metodología multiobjetivo para resolver el GTEP. Se presenta la descripción del algoritmo NSGA-II para la obtención de una aproximación del frente de Pareto.

En el capítulo seis se muestran los resultados obtenidos para el sistema eléctrico mexicano. Se realiza un análisis del desempeño del algoritmo de solución, un análisis de las múltiples soluciones obtenidas y, se propone una planificación que representa un adecuado compromiso entre los objetivos desde una perspectiva sostenible que satisface los Acuerdos de París.

El capítulo siete presenta las conclusiones y algunas vías futuras para el trabajo.

Se incluye un glosario de términos técnicos y una lista de siglas en relación al problema como apoyo al entendimiento multidisciplinar.

El apéndice A incluye los parámetros utilizados con el caso de estudio abordado.

El apéndice B presenta una galería de imágenes de apoyo visual para la planificación que se propone con esta metodología.

Finalmente, se presenta la lista de referencias bibliográficas.

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

En este capítulo, se presenta una descripción introductoria de los conceptos utilizados en este documento: el sistema eléctrico, los problemas de planificación de la expansión del sistema eléctrico y optimización multiobjetivo. Además, se incluye la revisión bibliográfica del estado del arte y referencias de ayuda para profundizar en temas específicos. El autor agradece al Dr. Rodrigo Palacios por las múltiples charlas que permitieron el entendimiento de muchos de los conceptos aquí presentados. Se deja como referencia de apoyo los libros «Power system analysis» [116], «Power system economics» [129], «Power plant engineering» [87] y «Investment in electricity generation and transmission» [28].

2.1 EL SISTEMA ELÉCTRICO

La red de suministro eléctrico es la infraestructura que conduce la energía eléctrica desde las plantas generadoras hasta los consumidores. Se pueden identificar tres operaciones principales en la red [4]:

- **Generación de electricidad.** Las plantas generadoras transforman la energía mecánica, térmica, solar, etc., en energía eléctrica. Son grandes instalaciones localizadas cerca de un suministro de combustible o de un recurso natural

como ríos, entre otros. La energía eléctrica generada es enviada a estaciones elevadoras donde se incrementa la tensión para transportarse por la red de transmisión.

- **Transmisión de la electricidad.** La red de transmisión emplea voltajes del orden de 220 Kilovoltio (kV) hasta los 400 o 500 kV para disminuir las pérdidas de energía, de acuerdo al efecto Joule. Una línea de transmisión está constituida por el elemento conductor, usualmente cables de acero, cobre o aluminio y las torres de soporte. La longitud de estas líneas puede ser de cientos de kilómetros. La red de transmisión transporta la electricidad desde las plantas generadoras hasta zonas próximas a los consumidores, donde será disminuido su voltaje para reducir los riesgos a las poblaciones.
- **Distribución de la electricidad.** La energía eléctrica llega a subestaciones de transformación que bajan la tensión a voltajes entre 3 y 30 kV. La red de distribución lleva la electricidad a centros de transformación que bajan aún más el voltaje (110 o 220 V), finalmente, los consumidores finales se conectan a estos centros de transformación.

La red eléctrica puede representarse como un multigrafo $G = (N, A)$, con N como el conjunto de nodos y A el conjunto de arcos. Un nodo es una región geográfica que tiene asociado un conjunto de plantas de generación eléctrica instaladas, recursos disponibles para nuevas instalaciones, demanda de electricidad, precio de la energía, entre otros aspectos. Un arco es un conjunto de líneas de transmisión de energía (llamado corredor de transmisión), cada una con características específicas de capacidad, eficiencia, costos, temperatura, etc.

2.1.1 PLANTAS GENERADORAS

Una planta generadora es una unidad con la capacidad de transformar energía química, cinética, térmica, lumínica, nuclear, solar, entre otras, en energía eléctrica.

Las tecnologías de generación deben su nombre generalmente a la fuente de energía que transforman, al combustible que queman o a los procesos involucrados. Ejemplos de tecnologías de generación son termoeléctrica, carboeléctrica, nuclear, solar, eólica, entre muchas otras [87].

Cada tecnología de generación posee características técnicas, costos, efectos ambientales y restricciones propias. Aunado a estas características, se le suma la evolución tecnológica y adecuaciones que hacen de cada planta generadora o unidad de generación una entidad única en el sistema. Además, dependiendo del sitio de instalación, las condiciones orográficas, hidrográficas y climatológicas, todas las características antes mencionadas se ven afectadas de una u otra forma.

2.1.1.1 CAPACIDAD DE GENERACIÓN

La potencia eléctrica máxima que puede producir el generador en condiciones ideales durante una hora se conoce como capacidad de generación de electricidad, medida en megawatts (Megawatt (MW)). En la práctica, esta cantidad se ve reducida siempre por las condiciones geográficas, climatológicas, paros por mantenimiento programado, fallas, etc [3]. El porcentaje promedio que produce una planta respecto a su capacidad, se conoce como factor de planta, es una estimación histórica de la utilización de la planta .

2.1.1.2 GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

La generación de electricidad es la potencia eléctrica que el generador produce durante una hora, medida en (Megawatt-hora (MWh)) [3]. En algunas tecnologías de generación, es posible controlar el nivel de generación, generalmente mediante el control en la quema de combustible. En otros casos, como las plantas nucleares, el nivel de generación es, para casos prácticos, constante. En el caso de las plantas que

transforman energía de fenómenos naturales (como son las plantas solares eólicas), su nivel de generación es impredecible pues depende de muchos factores externos.

2.2 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA

La estimación adecuada de la demanda de energía eléctrica es una de las tareas más complejas y con mayor incertidumbre en el sistema eléctrico. Pueden diferenciarse dos niveles de estimación [119]:

- **Operativo:** Se refiere a la estimación de la demanda de electricidad para las próximas 24 horas. A este nivel, la demanda de energía se ve afectada por factores climáticos, día de la semana, festividades o eventos extraordinarios.
- **Estratégico:** Se refiere a la estimación de la demanda de electricidad a largo plazo por sectores residencial, comercial, industrial, entre otros. Este enfoque, tiene como finalidad estimar las tendencias de crecimiento de la demanda para la planificación del sistema eléctrico. El desarrollo de los proyectos de expansión del sistema requieren de una adecuada estimación con precisión a nivel geográfico y temporal [143].

La estimación de la demanda permite determinar las necesidades de energía primaria, los consumos propios de los sectores energéticos, así como las pérdidas derivadas de la transformación, distribución y transporte de la energía eléctrica [138]. Una estimación adecuada es imprescindible para lograr los objetivos de calidad y confiabilidad del servicio, contribuyendo a asegurar el suministro eléctrico.

En caso de una sub-estimación de la demanda de electricidad, se pueden originar cuellos de botella en la red de transporte evitando el suministro a todos los consumidores, ocasionando pérdidas potencialmente mayores que las ocasionadas por penalizaciones de energía no suministrada. Una sobre-estimación de la demanda se traduce en la utilización de recursos e inversiones innecesarias durante largos

períodos de tiempo.

En el caso de la estimación estratégica de la demanda, debe considerarse la variabilidad posible respecto al estimado para un periodo de tiempo y una región geográfica específicos. Se define como margen de reserva a la diferencia existente entre la demanda máxima que puede alcanzarse y la capacidad de generación que tiene el parque generador en dicha región geográfica. El margen de variación obedece a dos factores principalmente, los picos en la demanda producto de la variación diaria y la fluctuación provocada por el nivel de generación eléctrica proveniente de energías renovables.

2.3 PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE GENERACIÓN

El GEP es uno de los problemas importantes del sector eléctrico [28], consiste en planificar la instalación de plantas generadoras de electricidad para cubrir la demanda de energía en un horizonte, generalmente, de largo plazo. Una solución al problema responde, a nivel estratégico, **dónde** instalar las nuevas plantas, **cuáles** plantas van a ser instaladas y **cuándo** entrarán en operación. A nivel operativo, se debe decidir **cómo** operan las plantas de generación para mantener en equilibrio la oferta y la demanda de electricidad. Se considera que se dispone de infraestructura de transmisión eléctrica instalada para enviar electricidad entre los nodos.

Instalar una planta de generación es un proyecto a largo plazo, de alta inversión económica, alto impacto ambiental y con un plazo de retorno de la inversión largo. Además, la capacidad instalable de las plantas se ve limitada por la disponibilidad de los recursos naturales o combustibles necesarios para su operación. Típicamente, se desea que la planificación responda al menor costo posible, producto de la instalación, operación y mantenimiento de las plantas.

Las primeras versiones del GEP se abordaron con programación lineal, representando la satisfacción de la demanda y minimizando el costo de operación [10, 19, 89]. Versiones más recientes del problema se modelan con programación entera mixta, representando las decisión de instalación de una planta de generación mediante variables binarias. Algunos métodos exactos de solución aplicados son: descomposición de Bender [18, 22, 136], descomposición de Dantig-Wolfe [124], programación dinámica [62, 82, 131], árbol de decisión [40, 41], programación lineal entera mixta utilizando un solver comercial [5, 7, 11, 16, 23–25, 48, 54, 63, 64, 68, 69, 71, 81, 89, 95, 97, 98, 107, 111, 132, 141], teoría de juegos [26, 67] y generación de columnas [43].

Sin embargo; la representación realista del problema requiere de modelaciones adecuadas, generalmente no lineales, que consideren los procesos físicos involucrados en la generación y la transmisión, la capacidad de generación, la confiabilidad del suministro eléctrico, la disponibilidad de recursos, aspectos económicos, ambientales y sociales, entre otros.

Dentro de los algoritmos de solución utilizados destacan: algoritmos genéticos [59, 75, 92], evolución diferencial [21, 108, 109, 109, 110], búsqueda tabú [90], enjambres de partículas [52, 117], algoritmos híbridos [31, 125, 126], entre otros [60, 61].

Pocos estudios abordan el GEP considerando múltiples objetivos, además del objetivo económico, Climaco et al [27] consideran maximizar la confiabilidad del suministro eléctrico; Kim y Ahu [68] buscan minimizar las emisiones de GEI y el riesgo debido a la generación nuclear; Aghaei et al [5] representan la minimización simultánea de la emisiones de GEI, la exposición a la volatilidad del precio de combustibles y maximizar la confiabilidad del suministro de energía; Promjiraprawat y Limmeechokchai [103] representan las emisiones de GEI y el costo debido a externalidades. Las emisiones se han considerado en los trabajos como funciones objetivo [6, 98, 107], restricciones [25, 90, 108, 109, 109, 110, 125, 126] y penalizaciones mediante costos [24, 52, 69, 81, 132].

Algunas revisiones extensas de la literatura del GEP se presentan en [12, 13, 91]. Algunos de los trabajos publicados han tomado como caso de estudio sistemas eléctricos de Alemania [64], Brasil [74], Canadá [81], Chile [43, 48], China [24, 25, 65, 122], Corea [67, 68], Costa Rica [42], Egipto [58], España [111], Grecia [16, 69], India [63, 147], Irán [107], Libano [62], México [57], Polonia [141], Portugal [98], [103, 125, 126], Turquía [92] y Vietnam [99].

2.4 PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

El TEP consiste en la planificación de la instalación de líneas de transmisión para incrementar la capacidad de los corredores y hacer posible el flujo de electricidad entre los nodos. Análogamente al GEP, la respuesta a este problema es **dónde** (entre qué nodos) instalar una nueva línea, **cuándo** debe entrar en operación, **cuál** tipo de línea debe ser instalada y **cómo** debe operar o transmitir electricidad. De igual forma, el objetivo más tratado es la minimización de costos [28].

El TEP se representa con modelos de programación lineal entera mixta. Se han utilizado como métodos de solución, descomposición de Bender [72, 104, 148], generación de columnas [14, 149], solvers comerciales [34–36, 73, 80, 137, 150–152], algoritmos genéticos y evolutivos [29, 56, 105, 106, 112], entre otros [30, 33, 38, 83, 85, 100, 101, 145].

Representaciones más realistas del TEP incluyen la modelación de las pérdidas de electricidad durante la transmisión. Además del voltaje, las pérdidas dependen de la resistencia del material conductor, la distancia y la temperatura a que se encuentra la línea de transmisión, entre otros factores [30, 35, 36, 56, 72, 101].

Enfoques multiobjetivo abordan, además de la minimización de los costos debidos a inversiones, minimizar el costo por congestión de la red [83] y maximizar el

monto de inversión en plantas eólicas [56].

2.5 PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

Tanto el GEP como el TEP son problemas de optimización no lineal entera mixta. La función objetivo más común es minimizar los costos de instalación de nuevas plantas generadoras o líneas y, el costo de operación y mantenimiento del sistema eléctrico. Las restricciones como asegurar el suministro eléctrico, respetar las capacidades de generación de las plantas y de transmisión de los corredores, considerar la disponibilidad de recursos para la transformación de energía, entre otras, son restricciones mandatorias del problema. Ambos problemas están fuertemente interrelacionados.

Las decisiones tomadas en el GEP se resumen en la instalación de nuevas plantas y un esquema de generación para asegurar el suministro eléctrico; sin embargo, la capacidad de transmisión es fija, provocando una tendencia a instalar plantas en regiones con alta conectividad o capacidad de transmisión y generando largos recorridos de la energía para llegar a donde se necesita.

Por otra parte, las decisiones tomadas en el TEP se resumen en la instalación de nuevas líneas de transmisión para asegurar la capacidad necesaria para el adecuado flujo de electricidad desde la fuente hasta los consumidores; puesto que la generación y demanda eléctrica están fijos, se tiende a resolver los cuellos de botella de la infraestructura actual sin considerar sus ampliaciones.

Determinar una solución para ambos problemas en conjunto podría considerarse más difícil que abordarlos por separado debido a que las decisiones tomadas desde la perspectiva de alguno de los problemas por separado (GEP y TEP), afectan a las decisiones del otro y viceversa. La sección 3.1.4 contiene más detalles al

respecto. Desde una perspectiva del tomador de decisiones, la respuesta al GTEP es una solución robusta que considera como un todo a la red de suministro eléctrico para planificar su expansión. Una solución al GTEP disminuye los largos caminos de transmisión, instalando plantas cercanas al lugar donde se requiere la electricidad, e instalando las líneas necesarias para hacerlo posible [28].

. Los métodos de solución al GTEP que se encuentran en la literatura utilizan un solver comercial [8, 15, 17, 50, 55, 77, 88, 113, 118, 123], métodos de generación de columnas [70, 84], descomposición de Bender [49, 66, 133], teoría de juegos [121, 146] y algoritmos bioinspirados [51, 75].

Meza et al [79] presentan un enfoque multiobjetivo minimizando el costo de inversión, minimizando las emisiones de GEI, minimizando la importación de los combustibles, y minimizando la exposición del precio de la energía a la volatilidad de los precios del combustible. Presenta un análisis de algunas soluciones del frente de Pareto obtenidas mediante escalarizaciones, utilizando un solver comercial para su solución. Palacios et al [93] presentan un algoritmo NSGA-II para resolver el GTEP multiobjetivo, minimizando los costos del sistema, minimizando las emisiones de GEI y maximizando los empleos generados por la industria eléctrica.

Los trabajos presentan como caso de estudio a Brasil [49], Chile [102], China [70], Colombia [133], México [79, 93] y Rumania [123]

2.6 OPTIMIZACIÓN MULTI OBJETIVO

Gran parte de los problemas de la vida real implican la optimización de múltiples objetivos simultáneos que por lo general contrastan entre ellos; es decir, la mejora de uno implica el deterioro de otro. Estos problemas son tan comunes que están presentes en gran parte de las actividades que realizamos diariamente, en los problemas industriales actuales y en la investigación de operaciones contemporánea. En el año de 1906 Vilfredo Pareto introdujo, en el contexto de economía, el concepto

de soluciones no inferiores, conocidas actualmente como soluciones no dominadas [96]. Fue un un poco mas de un lustro después que muchas áreas de la ingeniería comenzaron a adoptar sus ideas y a aplicarlas.

Formalmente, en un problema de optimización multiobjetivo se desean optimizar simultáneamente p funciones objetivo sujetas a ciertas restricciones, todas funciones de n variables; matemáticamente, el problema puede ser expresado de la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
 \text{“optimizar”} \quad & f(\mathbf{x}) = (f_1, f_2, \dots, f_p)(\mathbf{x}) \\
 \text{s.a:} \quad & g(\mathbf{x}) = (g_1, g_2, \dots, g_m)(\mathbf{x}) \geq 0 \\
 & h(\mathbf{x}) = (h_1, h_2, \dots, h_k)(\mathbf{x}) = 0
 \end{aligned} \tag{2.1}$$

donde $\mathbf{x} \in \mathbb{R}^n$ representa el vector decisión. Optimizar, dependiendo del problema puede significar maximizar ó minimizar para cada objetivo [37].

El conjunto $\mathcal{X} = \{\mathbf{x} \in \mathbb{R}^n \mid g(\mathbf{x}) \geq 0 \wedge h(\mathbf{x}) = 0\}$, es conocido como conjunto factible y el espacio \mathbb{R}^n que lo contiene se le llama espacio de las decisiones. De igual forma \mathbb{R}^p es llamado espacio de los objetivos y $\mathcal{Y} = f(\mathcal{X}) := \{\mathbf{y} \in \mathbb{R}^p \mid \mathbf{y} = f(\mathbf{x}) \text{ para algún } \mathbf{x} \in \mathcal{X}\}$ es conocido como imagen del conjunto factible o conjunto factible en el espacio de los objetivos.

Los problemas con un solo objetivo tienen la bondad de que la imagen de su función objetivo es un subconjunto de \mathbb{R} , un conjunto completamente ordenado. Gracias a esto podemos determinar exactamente cuál es el óptimo de un problema, al poder comparar las evaluaciones de los puntos del dominio de la función a optimizar y determinar cual de todas es la mejor. Por el contrario, en un problema de optimización de objetivos múltiples, las evaluaciones de los puntos del dominio de todos los objetivos, ya no son elementos de \mathbb{R} , sino de \mathbb{R}^p ; el cual, para $p \geq 2$, no es un conjunto ordenado. Es decir no hay una relación de orden total definida para este conjunto.

Aunque se han establecido algunos ordenes, como el de comparar coordenada a coordenada, el comparar el elemento máximo o el orden del alfabeto, todos son ordenes parciales pues sólo pueden comparar a un subconjunto de \mathbb{R}^p . Por ejemplo, si se desea conocer que puntos son “mayores o menores” al origen de coordenadas del plano, sólo puede decirse que los puntos pertenecientes al primer cuadrante, exceptuando la intersección con los ejes, son mayores y que por el contrario los del tercer cuadrante, sin los ejes, son menores pero, ¿qué pasa con los puntos que se encuentran sobre el segundo y cuarto cuadrante y sobre los ejes? Como se aprecia, no es posible comparar estos elementos del plano (con esta relación de orden) con el origen. Note que la situación anterior es completamente distinta de lo que pasa al comparar un elemento de la recta real.

En el contexto de optimización multiobjetivo se utiliza una relación de orden denominada *dominancia*, denotada por \preceq , para comparar los elementos del espacio de los objetivos. Decimos que $u \preceq v$ (u domina v) sí y solo sí $u_k \leq v_k$, $k = 1 : p$ y $u \neq v$.

Así, el problema de optimización multiobjetivo consiste en hallar el vector \mathbf{x} tal que se obtenga el “mejor valor” posible de $f(\mathbf{x})$. En general, no existe un único “mejor valor”, sino un conjunto de opciones para \mathbf{x} . Entre éstas, ninguna puede considerarse mejor a las demás si se tienen en cuenta todos los objetivos al mismo tiempo. Este hecho deriva de que puede existir, y generalmente existe, conflicto entre los diferentes objetivos que componen el problema. Por ende, al tratar con problemas de optimización multiobjetivo se precisa de una nueva definición de “optimalidad”, pues no existe óptimo único, sino un conjunto: el conjunto de las *soluciones eficientes*.

DEFINICIÓN 2.1 (SOLUCIÓN EFICIENTE) *Una solución factible $\hat{\mathbf{x}}$ es llamada eficiente o Pareto óptima, si no existe $\mathbf{x} \in \mathcal{X}$ tal que $f(\mathbf{x}) \preceq f(\hat{\mathbf{x}})$. Si $\hat{\mathbf{x}}$ es eficiente, $f(\hat{\mathbf{x}})$ es llamado punto no dominado. El conjunto de todas las soluciones eficientes $\hat{\mathbf{x}} \in \mathcal{X}$ se denota por \mathcal{X}_E y es llamado conjunto eficiente o Pareto-optimal. El conjunto de los puntos no dominados $\hat{\mathbf{y}} = f(\hat{\mathbf{x}}) \in \mathcal{Y}$, donde $\hat{\mathbf{x}} \in \mathcal{X}_E$, se denota*

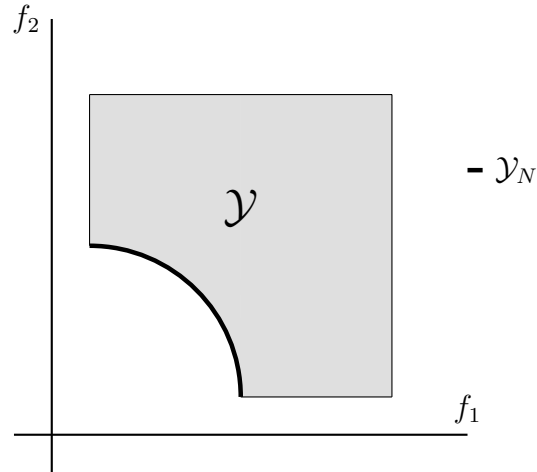


Figura 2.1: Ilustración de un frente de Pareto.

por \mathcal{Y}_N y es conocido como el conjunto no dominado o frente Pareto; definido como $\mathcal{Y}_N := \{\mathbf{y} \in \mathcal{Y} \mid \nexists \mathbf{y}' \in \mathcal{Y} : \mathbf{y}' \preceq \mathbf{y}\}$. En particular $\mathcal{Y}_N \subset \mathcal{Y}$.

En la Figura 2.1 aparece ilustrado el conjunto de puntos que no son dominados por cualquier otro dentro del conjunto factible en el espacio de los objetivos. Note que ningún par de puntos dentro de este conjunto puede compararse entre si, pues la mejora en uno de los objetivos implica el deterioro de otro; esta es la esencia de la optimización multiobjetivo.

Cada uno de los elementos de este conjunto cumple la idea filosófica del óptimo de programación monoobjetivo: dado $\hat{\mathbf{x}} \in \mathcal{X}_E$, no existe solución factible $\mathbf{x} \in \mathcal{X}$ que sea mejor (domine) a su evaluación ($\nexists \mathbf{x} \in \mathcal{X} : f(\mathbf{x}) \preceq f(\hat{\mathbf{x}})$); en otras palabras, dentro de las soluciones con las que puede compararse, $\hat{\mathbf{x}}$ es el que tiene la mejor evaluación.

CAPÍTULO 3

DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

De acuerdo al Consejo Mundial de Energía [144], la transición a sistemas de energía sostenible requiere de análisis y evaluaciones holísticas del GTEP. El WEC¹, establece el **trilema energético** para evaluar el desempeño del sistema utilizando tres dimensiones: **seguridad** energética, **equidad** energética y **sostenibilidad** ambiental. La seguridad energética incluye la gestión eficaz de los recursos, asegurando el suministro de la demanda actual y futura. La equidad energética se refiere la accesibilidad del suministro de energía. La sostenibilidad ambiental incluye la eficiencia del sistema y la integración de recursos renovables. El desarrollo de un sistema energético sostenible, eficiente y económicamente competitivo requiere un compromiso entre objetivos económicos, sociales y ambientales.

En este marco, el presente trabajo aborda el GTEP minimizando simultáneamente cuatro funciones objetivo que acogen la visión del trilema energético: los costos totales (operación, mantenimiento e instalación), las emisiones de GEI debidas a la generación eléctrica, el uso de agua (consumo y extracción) debidas a la generación y, el precio final al consumidor.

¹<https://www.worldenergy.org/>

3.1 MODELO MATEMÁTICO

En esta sección se describe un modelo multiobjetivo para el GTEP. El modelo considera simultáneamente cuatro funciones objetivo, todas minimizándose: el costo total, las emisiones de GEI, el uso de agua y el precio medio total. Aunado a la representación clásica de los problemas, el modelo representa pérdidas de energía por transmisión, consumo e importación de combustibles, preferencias de generación y diferentes periodos de tiempo para la planificación, como años, meses, días, etc.

3.1.1 NOTACIÓN

CONJUNTOS E ÍNDICES

N Conjunto de regiones.

A Conjunto de corredores de transmisión.

T Conjunto de tipos de tecnologías de generación.

L Conjunto de tipos de líneas de transmisión.

F Conjunto de tipos de combustibles.

Y Conjunto de periodos de planificación.

i, j Subíndices para las regiones.

t Subíndices para las tecnologías de generación.

l Subíndices para los tipos de líneas de transmisión.

f Subíndices para los tipos de combustibles.

y Subíndices para los periodos de planificación.

VARIABLES DE DECISIÓN

$Gen_{i,t,y}$	Generación eléctrica (MWh).
$NewCap_{i,t,y}$	Capacidad a instalarse (MW).
$Cap_{i,t,y}$	Capacidad instalada. (MW).
$Flo_{i,j,l,y}$	Transmisión de electricidad flow (MWh).
$Los_{i,j,l,y}$	Pérdidas por transmisión eléctrica (MWh).
$NewLin_{i,j,l,y}$	Capacidad de transmisión a instalarse (MW).
$Lin_{i,j,l,y}$	Capacidad de transmisión instalada (MW).
$FueImp_{f,y}$	Combustible importado (Millón Btu (MMBtu)).
$TemFac_{i,j}$	Factor de corrección de temperatura (porcentaje).

PARÁMETROS

h_y	Horas por cada período de planificación (Hora (h)).
$Dem_{i,y}$	Demanda de electricidad (MW).
$PlaRes_{i,y}$	Margen de reserva para la planificación (porcentaje).
$RenFor_{i,y}$	Margen de reserva para cubrir la fluctuación de las energías renovables (porcentaje).
$DemFor_{i,y}$	Margen de reserva para cubrir los picos en la demanda de electricidad (porcentaje).
$EnePri_{i,y}$	Precio de la energía eléctrica al consumidor (United State Dollar (USD)/MWh).
$CapAva_{i,t}$	Disponibilidad de incremento de la capacidad de generación (MW).

$\text{GenAva}_{i,t,y}$: Máximo nivel de generación horario (porcentaje).

$\text{ExiCap}_{i,t}$: Capacidad de generación instalada al inicio de la planificación (MW).

$\text{UniCap}_{i,t,y}$: Retiro programado de la capacidad de generación (MW).

$\text{ExiLin}_{i,j,l}$: Capacidad de transmisión instalada al inicio de la planificación (MW).

EffLinBas_l : Eficiencia base de las líneas de transmisión a 20°C (porcentaje).

$T_{i,j,y}$: Temperatura promedio de las líneas de transmisión ($^\circ\text{C}$).

μ : Constante de resistencia del material conductor.

$\text{FueNat}_{f,y}$: Producción nacional de combustibles (MMBtu).

$\text{FueCon}_{t,f}$: Consumo de combustible por megawatt-hora generado (MMBtu/MWh).

$\text{FueImpCos}_{f,y}$: Costos de importación de combustibles (USD/MMBtu).

$\text{NewCapCos}_{i,t,y}$: Costos de inversión por expansión de la capacidad (USD/MW).

$\text{ManCos}_{i,t,y}$: Costos de mantenimiento de las plantas de generación (USD/MW).

$\text{OpeCos}_{i,t,y}$: Costos de operación de las plantas de generación (USD/MWh).

GHGEmi_t : Emisiones de GEI por megawatt-hora generado (Tonelada (ton)/MWh).

WatCon_t : Consumo de agua por megawatt-hora generado (m^3/MWh).

WatWit_t : Extracción de agua por megawatt-hora generado (m^3/MWh).

3.1.2 FUNCIONES OBJETIVO

El aspecto económico del problema se considera al minimizar el costo total. El costo global (ecuación 3.1) se describe como la suma de los costos unitarios de

inversión, los costos fijos de operación y mantenimiento y costos variables de operación y mantenimiento. Aunque el costo variable de operación y mantenimiento de una planta considera los combustibles utilizados, se consideran los costos debidos a la importación del combustible como una característica además del objetivo. Es fácil descomponer el costo total y segregar la importación de los combustibles; sin embargo, bajo un enfoque de optimización multiobjetivo, el considerarlo permite presentar planificaciones que consideran importante este rubro.

El impacto ambiental del problema se considera desde dos perspectivas que *a priori*, no se supone que sean equivalentes: las emisiones de GEI (ecuación 3.2) y el uso de agua (ecuación 3.3) debidas a la generación de energía eléctrica. El uso de agua se considera como la suma del consumo y la extracción del líquido.

El aspecto social del problema se considera con la minimización del precio medio global de la electricidad. Esto es, el precio que pagan todos los usuarios del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) durante el horizonte de planeación (ecuación 3.4).

Matemáticamente, los cuatro objetivos se describen como:

$$\min \sum_{\substack{i \in N \\ t \in T \\ y \in Y}} \left(\text{NewCapCos}_{ity} \cdot \text{NewCap}_{ity} + \text{ManCos}_{ity} \cdot \text{Cap}_{i,t,y} + \right. \quad (3.1) \\ \left. \text{OpeCos}_{ity} \cdot \text{Gen}_{itys} \right) + \sum_{\substack{f \in F \\ y \in Y}} \text{FueImpCos}_{fy} \cdot \text{FueImp}_{f,y}$$

$$\min \sum_{\substack{i \in N \\ t \in T \\ y \in Y}} \text{GenEmi}_t \cdot \text{Gen}_{ity} \quad (3.2)$$

$$\min \sum_{\substack{i \in N \\ t \in T \\ y \in Y}} \left(\text{WatCon}_t \cdot \text{Gen}_{ity} + \text{WatWit}_t \cdot \text{Gen}_{ity} \right) \quad (3.3)$$

$$\min \sum_{\substack{i \in N \\ t \in T \\ y \in Y}} \text{EnePri}_{i,t,y} \cdot \text{Gen}_{i,t,y} \quad (3.4)$$

3.1.3 RESTRICCIONES

El siguiente conjunto de restricciones define la factibilidad de las soluciones del problema:

$$\begin{aligned} \sum_{\substack{(j,i) \in A \\ l \in L}} \text{Flo}_{j,i,l,y} - \sum_{\substack{(j,i) \in A \\ l \in L}} \text{Los}_{j,i,l,y} - \sum_{\substack{(i,j) \in A \\ l \in L}} \text{Flo}_{i,j,l,y} + \sum_{t \in T} \text{Gen}_{i,t,y} \quad (3.5) \\ = \left(\text{Dem}_{i,y}(1 + \text{PlaRes}_{i,y}) \right) \cdot h; \quad \forall i \in N, y \in Y \end{aligned}$$

$$\text{Cap}_{i,t,y} = \text{Cap}_{i,t,y-1} + \text{NewCap}_{i,t,y-1} - \text{UniCap}_{i,t,y}; \quad \forall i \in N, t \in T, y \in Y \quad (3.6)$$

$$\text{Cap}_{i,t,0} = \text{ExiCap}_{i,t}; \quad \forall i \in N, t \in T \quad (3.7)$$

$$\text{Lin}_{i,j,l,y} = \text{Lin}_{i,j,l,y-1} + \text{NewLin}_{i,j,l,y-1}; \quad \forall (i,j) \in A, l \in L, y \in Y \quad (3.8)$$

$$\text{Lin}_{i,j,l,0} = \text{ExiLin}_{i,j,l} \quad \forall (i,j) \in A, l \in L \quad (3.9)$$

$$\text{Cap}_{i,t,y} + \text{NewCap}_{i,t,y} \leq \text{CapAva}_{i,t}; \quad \forall i \in N, t \in T, y \in Y \quad (3.10)$$

$$\text{Gen}_{i,t,y} \leq \text{GenAva}_{i,t} \cdot \text{Cap}_{i,t,y} \cdot h; \quad \forall i \in N, t \in T, y \in Y \quad (3.11)$$

$$\text{Flo}_{i,j,l,y} \leq \text{Lin}_{i,j,l,y} \cdot h; \quad \forall (i,j) \in A, l \in L, y \in Y \quad (3.12)$$

Las restricciones (3.5) aseguran el balance de energía en las regiones de transmisión. Dependiendo de su capacidad de generación y demanda, una región puede tener un exceso o un déficit de electricidad. Note que se considera que la energía necesaria para satisfacer el consumo en un nodo es la demanda y el margen de reserva. Las variables $\text{Flo}_{i,j,l,y}$ representan el flujo de energía entrante y saliente de los nodos para balancear el consumo de los nodos. Las variables $\text{Los}_{j,i,l,y}$ registran las pérdidas de energía por transmisión. La restricción puede entenderse como la energía eléctrica total en un nodo (considerando generación, exportación o importación) debe ser igual al consumo de energía (considerando demanda y margen de reserva). Note que por la restricción de cumplimiento de la demanda, una solución factible no puede dejar energía sin suministrar, por lo que el total de energía no suministrada (ENS) es cero.

Las restricciones (3.6) representan la acumulación de la capacidad de generación instalada a lo largo del horizonte de planeación. Comienza considerando la capacidad instalada antes de la planeación (ecuación 3.7) y año tras año, la capacidad se va actualizando con las nuevas instalaciones (variables $\text{NewCap}_{i,t,y-1}$). La acumulación de la capacidad de transmisión es análoga y se representa mediante las ecuaciones (3.8) y (3.9).

La instalación de nuevas plantas debe hacerse considerando los recursos disponibles para la generación eléctrica; por ejemplo, una planta solar debe colocarse en aquellas regiones con buen nivel de soleamiento y condiciones topográficas adecuadas. Más aún, el monto de uso de combustibles está determinado por un máximo anual, lo que condiciona también la instalación de plantas. Las restricciones (3.10) condicionan la instalación a la disponibilidad de recurso. Note que se considera que la capacidad acumulada (capacidad instalada más plantas recién instaladas) no exceda esta disponibilidad de recursos.

Las condiciones técnicas de las plantas, su eficiencia y los mantenimientos programados, condicionan a la planta a que no alcance su nivel de producción máxima durante el año. Por ejemplo, una planta nuclear con capacidad de 1608 MW genera en todo el año 12,677 GWh equivalente al 90% de su capacidad (14,086 GWh). Este concepto, llamado en este documento disponibilidad de generación, no debe confundirse con el factor de planta. La disponibilidad de generación se refiere al porcentaje de generación máximo que puede tener una planta, sin considerar el paro programado para dejar de producir electricidad en vías de ajustarse a la curva de carga. Las restricciones (3.11) limitan la generación máxima de las plantas con la disponibilidad de generación. Este factor de disponibilidad tiene dependencia geográfica por lo que es establecido para cada tecnología y cada región.

Finalmente, las restricciones (3.12), limitan el flujo de energía a través de un corredor por su capacidad de transmisión.

Las siguientes restricciones son adicionales y son útiles para el cálculo de los

valores de las variables en el modelo:

$$\text{PlaRes}_{i,y} = \text{RenFor}_{i,y} + \text{DemFor}_{i,y}; \quad \forall i \in N, y \in Y \quad (3.13)$$

$$\sum_{\substack{i \in N \\ t \in T}} \text{FueCon}_t \cdot \text{Gen}_{ity} \leq \text{FueImp}_{fy} + \text{FueNat}_{fy}; \quad \forall f \in F, y \in Y. \quad (3.14)$$

$$\text{Los}_{i,j,l,y} = \text{Flo}_{i,j,l,y} \cdot (1 - \text{EffLinBas}_l \cdot \text{TemFac}_{i,j,y}); \quad (3.15)$$

$$\forall (i, j) \in A, l \in L, y \in Y$$

$$\text{TemFac}_{i,j,y} = (1 + \mu \cdot (T_{i,j,y} - 20)); \quad \forall (i, j) \in A, y \in Y \quad (3.16)$$

Las restricciones (3.13) representan el margen de reserva como la suma del margen debido al error del pronóstico y el margen debido a la consideración de las energías renovables.

Ecuación (3.14) ayuda al calculo del monto anual de combustible importado (FueImp_{fy}). Dicho monto se define como el combustible faltante para cubrir el consumo debido a la generación eléctrica utilizando las reservas nacionales.

Las restricciones (3.15) calculan las pérdidas de electricidad durante la transmisión. Las perdidas se definen como la cantidad de flujo que no llega al final de la línea debido a la resistencia física propia de cada línea (EffLinBas_l) y al factor de corrección de temperatura (ecuación 3.16).

3.1.4 BREVE ANÁLISIS DE LA COMPLEJIDAD

El GTEP puede analizarse a *grosso modo* como un problema en donde la mayoría de las decisiones pueden categorizarse en tres clases íntimamente relacionadas: dónde incrementar la capacidad de generación, dónde incrementar la capacidad de transmisión y, cómo distribuir esa energía en la red. La primer y segunda categorías de decisiones podrían entenderse en su mayoría como las decisiones tomadas en el

GEP y TEP, respectivamente, con la salvedad de que la capacidad de transmisión o generación no es fija, respectivamente. Tanto el GEP como el TEP son considerados en la literatura como problemas *difíciles* de resolver, por lo que se han utilizado algoritmos heurísticos como metodología de solución. La tercer categoría de decisiones podría entenderse como un problema de flujo de costo mínimo: si consideramos que las primeras dos categorías de decisiones ya fueron tomadas, el problema se reduce a enviar de forma efectiva la electricidad, reduciendo los costos de transporte. Puesto que la transmisión eléctrica incluye pérdidas, el subproblema en cuestión puede entenderse como un problema de flujo de costo mínimo sobre una red generalizada [9], para el cuál no existe un algoritmo de tiempo polinomial que lo resuelva.

Considerar simultáneamente estas tres categorías de decisiones, convierte al GTEP un problema *difícil* de resolver. De acuerdo a la revisión literaria realizada en esta investigación, la complejidad teórica del problema no ha sido demostrada; sin embargo, estudios realizados sobre casos prácticos de grandes dimensiones, avalan la utilización de algoritmos heurísticos para la solución del GTEP.

3.1.5 DIMENSIONES

En resumen, el modelo matemático propuesto es un modelo multiobjetivo no lineal entero mixto con las siguientes características:

- $(3 \cdot |N| \cdot |T| + 4 \cdot |A| \cdot |L| + |F| + |A| + |N|) |Y|$ variables de decisión,
- $(4 \cdot |N| + |A| + 2 \cdot |F| + 4 \cdot |N| \cdot |T| + 2) |Y| + 2 \cdot |N| \cdot |T| + |A| \cdot |L| + |L| + |T| \cdot |F| + 3 \cdot |T| + 1$ parámetros,
- 4 funciones objetivo y,
- $(2 \cdot |N| + 3 \cdot |N| \cdot |T| + 3 \cdot |A| \cdot |L| + |F| + |A|) |Y| + |N| \cdot |T| + |A| \cdot |L|$ restricciones.

CAPÍTULO 4

EL SISTEMA ELÉCTRICO MEXICANO

4.1 INFRAESTRUCTURA ACTUAL

El SEN, se compone por cuatro sistemas eléctricos aislados: el Sistema Interconectado Nacional (SIN), el Sistema Eléctrico Baja California (BC), el Sistema Eléctrico Baja California Sur (BCS) y el Sistema Eléctrico Mulegé (SEM).

El SEN está integrado por 53 regiones de control y 68 corredores de transmisión de energía eléctrica. La figura 4.1 muestra la conectividad actual del SEN. Las regiones de control pueden entenderse como una zona geográfica que tiene una demanda eléctrica y una capacidad de generación específica, la capacidad de generación depende de los tipos de plantas generadoras instaladas y de su volumen. Además, las características geográficas de cada región de control, las hacen disponer de ciertos recursos para generar electricidad lo que hace atractiva la instalación y operación de un grupo específico de tecnologías de generación. Los corredores de transmisión son un conjunto de líneas de transmisión que conectan un par de regiones de control. Cada corredor tiene una capacidad de transmisión (resultado de la suma de la capacidad de todas las líneas que la constituyen) y características propias como distancia, resistencia eléctrica, entre otras.

El SIN constituye la mayor parte de la red eléctrica nacional con 45 regiones de

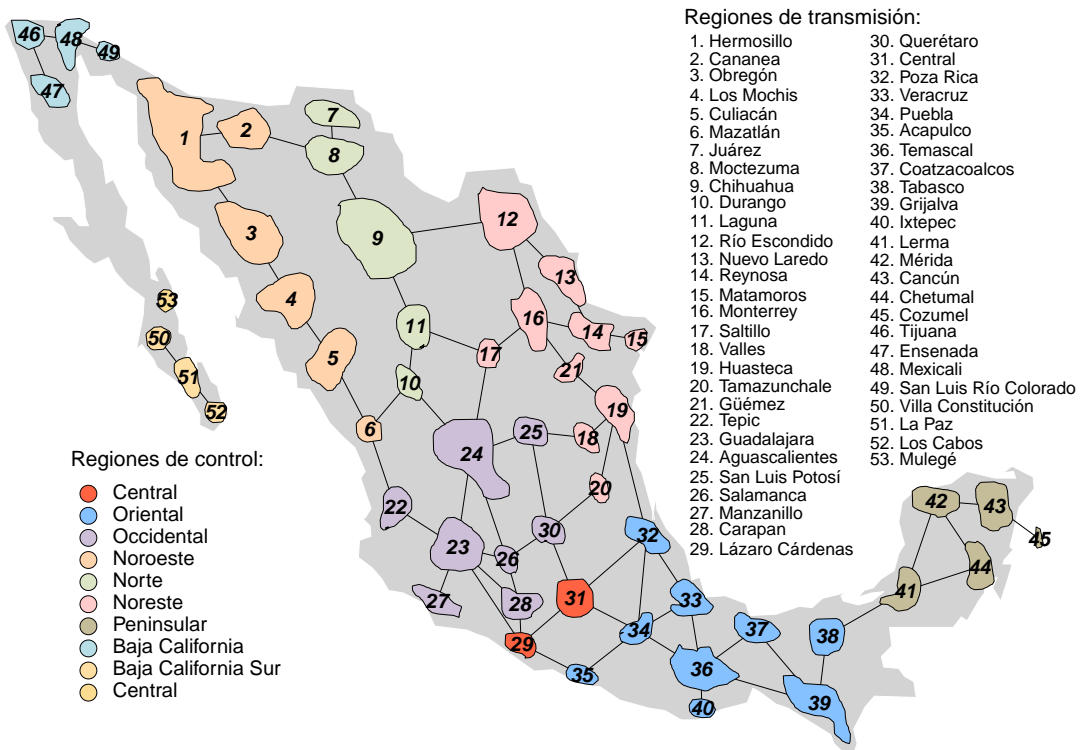


Figura 4.1: Red del Sistema Eléctrico Nacional. Elaboración propia

transmisión (regiones de la 1 a la 45) y 63 corredores de transmisión. Los proyectos de interconexión con los sistemas BC (regiones 46 a la 49), BCS (regiones 50, 51 y 52) y SEM (región 53) fueron cancelados en 2019 por la administración federal.

La información del SEN presentada en este documento, a excepción de que se especifique lo contrario, es obtenida del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032 (PRODESEN), elaborado por la Secretaría de Energía (SENER) [119].

4.2 CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La capacidad de generación de electricidad instalada del SEN en 2017 es de 75,685 MW. De acuerdo con la Ley de Transición Energética [1] en el SEN hay 14 tipos de tecnologías de generación divididas en tres grupos: plantas convencionales, limpias y renovables. Las plantas de energías convencionales son: carboeléctrica, ciclo combinado, combustión interna, lecho fluidizado, termoeléctrica y turbogás. Las plantas de energías renovables son: eólica, geotérmica, hidroeléctrica, solar y termosolar. Las plantas de energías limpias son las plantas de energías renovables y las plantas: nuclear, bioenergía y cogeneración eficiente.

Las energías convencionales representan el 70.5 % (53,358 MW) de la capacidad instalada y las energías limpias representan el 29.5 % (22,327 MW). El porcentaje de energías limpias es el 24 % (18,164 MW), equivalente al 81 % de las energías limpias. La figura 4.2 muestra los porcentajes de capacidad instalada por tecnología en el SEN en el año 2017, el símbolo * representa las plantas hidroeléctricas con un 0.28 % de capacidad.

El SIN tiene un total de 69,713 MW de capacidad instalada, correspondiente al 92.7 % de la capacidad del SEN. Los sistemas BC, BCS y SEM tienen una capacidad

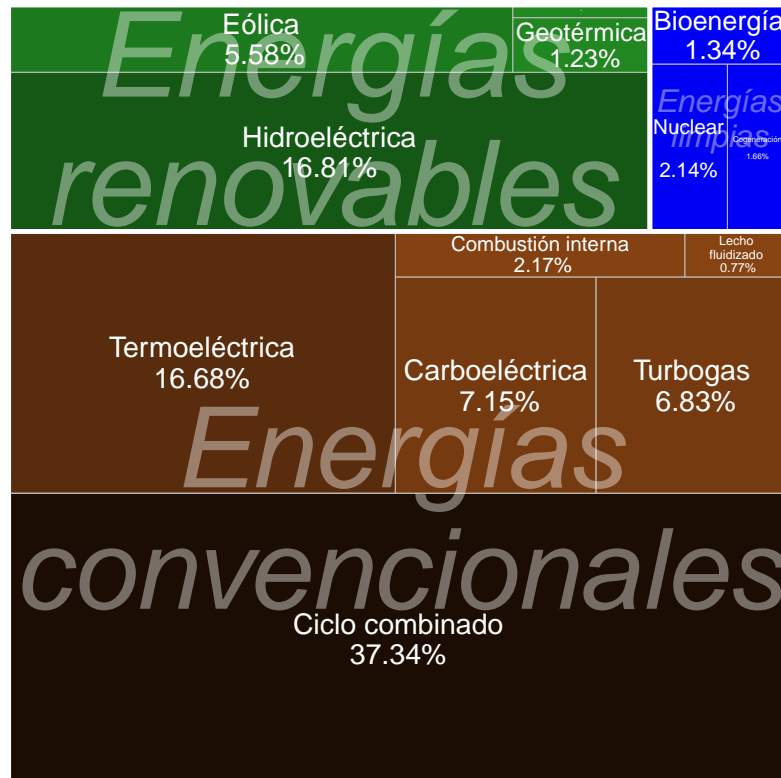


Figura 4.2: Porcentaje de capacidad instalada por tipo de tecnología en 2017. Elaboración propia

instalada de 4,528 MW, 852 MW y 113 MW, respectivamente. La figura 4.3 muestra la distribución de la capacidad para cada región de transmisión. Destacan las regiones Central, Poza Rica y Grijalva que tienen instalada el 18.4% de la capacidad total del SEN entre las tres (ver tabla A.1).

La capacidad de las nuevas plantas de generación (véase tabla 4.1) es obtenida como promedio de las capacidades de las plantas que se presentan en los proyectos de instalación del PRODESEN. Únicamente la capacidad de la planta nuclear se considera como la capacidad actual del reactor instalado, pues no hay proyectos existentes de expansión de esta tecnología.

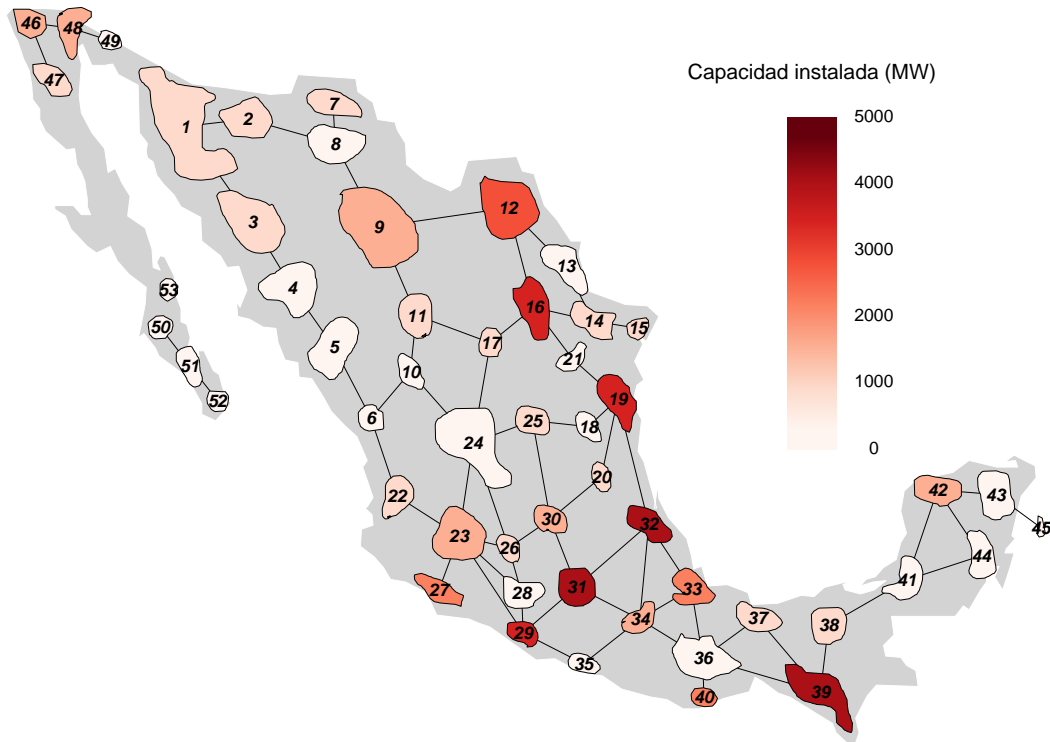


Figura 4.3: Capacidad instalada por región de transmisión. Elaboración propia

4.3 GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La generación de electricidad en México alcanzó los 329,162 Gigawatt-hora (GWh) en 2017. El 77.9% de la electricidad generada proviene de tecnologías convencionales (255,781 GWh), el 22.1% de tecnologías limpias (72,535 GWh) y el 18% de tecnologías renovables (59,391 GWh).

La figura 4.4 muestra el porcentaje de generación por tecnología. El 50% de la generación proviene de plantas de ciclo combinado (165,245 GWh), el 13% de térmicas convencionales (42,780 GWh), el 9% de carboeléctricas (30,557 GWh) y el 10% de hidroeléctricas (31,848 GWh). El símbolo *, representa la generación de plantas de lecho fluidizado con un porcentaje de 0.1%.

El 93.3% de la generación proveniente de tecnologías convencionales proviene

Tecnología	Capacidad (MW)
Bioenergía	13
Carboeléctrica	1793
Ciclo combinado	338
Cogeneración	42
Combustión interna	6
Eólica	93
Geotérmica	116
Hidroeléctrica	147
Lecho fluidizado	290
Nuclear	1608
Solar	9
Termoeléctrica	213
Solar concentrado	10
Turbogás	39

Tabla 4.1: Capacidad promedio de instalación de nuevas plantas de generación.

de centrales de ciclo combinado (64.6%), termoeléctricas (16.7%) y carboeléctricas (12%). El 81.8% de la generación limpia proviene de tecnologías limpias: centrales hidroeléctricas (43.9%), solares (15%), eólicas (14.6%) y termosolares (0%).

4.4 TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN

4.4.1 TECNOLOGÍAS CONVENCIONALES

El grupo de tecnologías convencionales se integra por las centrales: carboeléctrica, ciclo combinado, combustión interna, lecho fluidizado, termoeléctrica y turbogás;

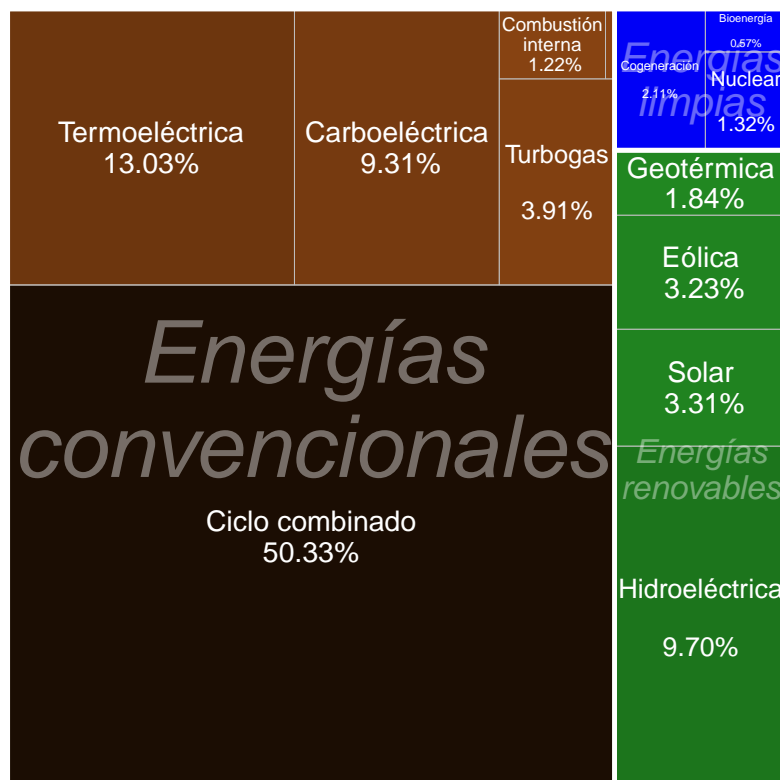


Figura 4.4: Participación de las tecnologías en la generación de electricidad en 2017. Elaboración propia.

de acuerdo a la clasificación que se refiere en la fracción XXII del artículo 3 de la Ley de la Industria Energética (LIE). Estas centrales generan energía eléctrica a partir del uso de combustibles fósiles como energético primario y se caracterizan por una alta generación de GEI.

4.4.1.1 CARBOELÉCTRICA

En México existen sólo tres centrales carboeléctricas que suman una capacidad de 5,378 MW equivalentes al 7.15 % de toda la capacidad instalada. En 2017, estas plantas generaron 30,557 GWh de energía eléctrica, que representa el 9 % de la generación de electricidad de ese año.

Las plantas carboeléctricas producen electricidad quemando carbón en una

caldera para calentar agua y producir vapor. El vapor producido fluye a muy alta presión hacia una turbina que hace girar un generador para generar electricidad. Luego, el vapor se enfría, se condensa nuevamente en agua y se devuelve a la caldera para iniciar el proceso nuevamente.

Si bien, una carboeléctrica es más eficiente que una termoeléctrica convencional, el uso del carbón como combustible primario origina importantes emisiones contaminantes (550 kilogramos de GEI por MWh).

4.4.1.2 CICLO COMBINADO

En 2017, poco más del 50 % de la generación eléctrica en México (165,245 GWh), proviene de las plantas de ciclo combinado. Actualmente existen 83 centrales eléctricas con una capacidad instalada total de 28,084 MW equivalente al 37 % de la capacidad instalada nacional.

Las centrales de ciclo combinado aprovechan la energía térmica del combustible, generalmente gas natural, para generar energía eléctrica mediante dos procesos: Primero, el combustible se quema en una cámara de combustión y se hace pasar por una turbina de gas conectada a un alternador. Segundo, los gases calientes generados se aprovechan para calentar agua y convertirla en vapor que se hace pasar por una segunda turbina conectada a otro alternador.

Este tipo de central presenta una eficiencia superior a otras tecnologías convencionales y emite en promedio 393 kilogramos de GEI por MWh.

4.4.1.3 COMBUSTIÓN INTERNA

En el país operan 248 centrales de combustión interna, equivalentes al 2.2 % de la capacidad total (1,634 MW) y contribuyeron con alrededor del 1.2 % de la

generación eléctrica en 2017 (4,006 GWh).

Los motores de combustión son una tecnología bien conocida utilizada en automóviles, camiones y aplicaciones de energía de respaldo. Los motores de combustión emplean la expansión de gases calientes para empujar un pistón dentro de un cilindro, convirtiendo el movimiento lineal del pistón en el movimiento giratorio de un cigüeñal para generar energía.

La producción de electricidad mediante combustión interna se caracteriza por tener costos altos respecto a otras tecnologías convencionales, solo se utiliza en lugares donde no se cuenta con disponibilidad de combustibles para la generación de electricidad, como es el caso de Baja California Sur. Presentan la ventaja de no requerir cantidades importantes de agua para la operación, aunque sus emisiones en promedio son 619 kilogramos de GEI por MWh producido.

4.4.1.4 TERMOELÉCTRICA

En México, el 13 % del total de la electricidad generada en 2017 (42,780 GWh) proviene de centrales termoeléctricas. Existen 59 centrales cuya capacidad instalada total es de 12,546 MW, equivalente al 17 % del total nacional.

El principio de generación de electricidad en una central térmica convencional es la transformación del agua en vapor. El vapor se expande en una turbina y provoca un movimiento mecánico para impulsar un generador eléctrico.

Las centrales termoeléctricas convencionales pueden utilizar gran variedad de combustibles, principalmente combustóleo, diesel y gas natural. Una planta termoeléctrica es 73 % menos eficiente que una de ciclo combinado y emite en promedio 600 kilogramos de GEI por cada MWh de energía eléctrica.

4.4.1.5 LECHO FLUIDIZADO

En México existen solo dos centrales de lecho fluidizado que suman una capacidad de 580 MW (menos del 1 % de la capacidad total), a partir de las cuales se generaron 344 GWh de electricidad en 2017, equivalente al 1 % del total nacional.

La tecnología de lecho fluidizado funciona igual que una termoeléctrica convencional. Permite el uso de diversos combustibles sólidos, solos o combinados, para generar electricidad, aunque en México se utiliza principalmente coque de petróleo; un combustible sólido y poroso que se obtiene como residuo en la refinación del petróleo.

Las plantas de lecho fluidizado son igual de eficientes que una carboeléctrica, generando en promedio 805 kilogramos de GEI por MWh generado.

4.4.1.6 TURBOGÁS

En el país operan 131 centrales de turbogás que representan el 7 % de la capacidad total (5,136 MW) y el 4 % de la generación eléctrica en 2017 (12,849 GWh).

Las turbinas de gas se componen de un compresor, una cámara de combustión y una turbina de expansión. El compresor presuriza aire y alimenta la cámara de combustión, donde es quemado con el combustible. La combustión produce una corriente de gas a alta presión y alta temperatura que entra y se expande a través de la turbina, provocando el movimiento mecánico que será transmitido al generador de electricidad y nuevamente al compresor de aire. Los gases de escape son liberados a la atmósfera.

Las plantas de turbogás utilizan como principales fuentes de energía primaria el gas natural y el diésel, son menos eficientes que el resto de las tecnologías convencionales (ofrecen una eficiencia media de 36 %). Producen en promedio 709

kilogramos de GEI por MWh de energía eléctrica.

4.4.2 TECNOLOGÍAS LIMPIAS

Las tecnologías consideradas limpias son la eólica, geotérmica, hidroeléctrica, solar, solar concentrada, nuclear, bioenergía y cogeneración eficiente. Representan el 29.5 % del total de la capacidad instalada del país.

La clasificación de energías limpias se encuentra en el artículo Tercero fracción XXII de la LIE. Estas tecnologías corresponden a centrales cuyos procesos de generación de electricidad producen emisiones de GEI en cantidades menores a los 100 kg/MWh conforme al Artículo Décimo Sexto Transitorio de la Ley de Transición Energética (LTE).

Las tecnologías renovables destacan entre las tecnologías limpias por no generar emisiones de GEI por la generación de electricidad. Las tecnologías eólica, geotérmica, hidroeléctrica, solar y termosolar conforman este grupo.

4.4.2.1 EÓLICA

En 2017 operaron 45 centrales eólicas cuya capacidad instalada alcanza los 4,199 MW que representa el 6 % de la capacidad total instalada. Los parques eólicos del país aportaron 10,620 GWh en 2017, lo que representa un 3 % de la generación total nacional.

Una turbina eólica transforma la energía del viento en electricidad utilizando la fuerza aerodinámica creada por las palas del rotor. Cuando el viento fluye a través de la pala, la presión del aire en un lado de la pala disminuye. La diferencia en la presión del aire en los dos lados de la cuchilla crea tanto la elevación como la resistencia. La fuerza de la elevación es más fuerte que el arrastre y esto hace que el rotor gire.

Los aerogeneradores empiezan a funcionar cuando el viento alcanza una velocidad de tres a cuatro metros por segundo (m/s), y alcanzan su producción máxima con velocidades de 13 a 14 m/s. El factor de planta para este tipo de centrales oscila entre 20 % y 43 %.

4.4.2.2 GEOTÉRMICA

En México se ubican ocho centrales geotermoeléctricas, que representan el 1.2 % de la capacidad total (926 MW) y el 1.8 % de la generación de electricidad del país (6,041 GWh).

Las centrales geotérmicas operan con el mismo principio que las centrales convencionales, con la diferencia de que éstas obtienen el vapor del subsuelo.

México posee una gran potencial geotermoeléctrico, se estima que pueden instalarse 1630 MW de capacidad¹. La geotermia es una energía renovable cuya operación no se ve afectada por variaciones climatológicas o estacionales, a diferencia de otras tecnologías renovables intermitentes. El factor de planta promedio de estas plantas es del 80 %.

4.4.2.3 HIDROELÉCTRICA

México cuenta con 86 centrales hidroeléctricas en operación. En 2017, la generación hidroeléctrica representó el 10 % de la generación total (31,848 GWh) y el 17 % de la capacidad instalada del SEN (12,642 MW).

Las centrales hidroeléctricas transforman la energía cinética de la caída de agua en energía eléctrica, pasando un flujo de agua por una turbina hidráulica acoplada a un generador eléctrico.

¹De acuerdo a los estudios realizados por el Centro Mexicano de Innovación en Energía Geotérmica (CeMIEGeo) <http://www.cemiegeo.org>

Las centrales hidroeléctricas varían en diseño, capacidad y tamaño, según las condiciones topográficas y geológicas de los lugares donde se ubican; tienen bajos costos de operación, pero sus costos de inversión son mayores debido a la magnitud de la construcción de las plantas.

4.4.2.4 SOLAR

La generación solar del país en 2017 representó tan sólo el 0.1% del total nacional (344 GWh). México cuenta con 23 centrales fotovoltaicas en operación, equivalentes al 0.4% de la capacidad total instalada (214 MW).

Las plantas de energía solar fotovoltaica funcionan de la misma manera que los pequeños paneles fotovoltaicos a escala doméstica. Los paneles solares fotovoltaicos están hechos de materiales semiconductores, generalmente alguna forma de silicio, cuando los fotones de la luz solar inciden en el material semiconductor, se generan electrones libres que pueden fluir a través del material para producir una corriente eléctrica directa. La Corriente Continua (CC) debe convertirse a Corriente Alterna (CA) utilizando un inversor antes de poder utilizarla directamente o alimentarla a la red eléctrica.

Actualmente, el uso de la tecnología solar es de alto costo. Sin embargo; el panorama mundial muestra un crecimiento acelerado en el uso de esta tecnología pues se pronostica una disminución de costos producida por el desarrollo tecnológico. El 55% de la capacidad instalada de esta tecnología en el mundo se instaló en los últimos cuatro años. Su dependencia del recurso solar provoca intermitencia en la generación (factor de planta promedio del 15%), no obstante, la disponibilidad del recurso es altamente predecible respecto a otras fuentes intermitentes.

4.4.2.5 TERMOSOLAR

La primer planta termosolar en México entrará en operación en 2018 con una capacidad de 14 MW.

Las plantas termosolares utilizan diferentes configuraciones de espejo para concentrar la energía de la luz solar en un receptor y convertirla en calor. Luego, el calor puede usarse para generar vapor para impulsar una turbina para producir energía eléctrica.

4.4.2.6 NUCLEAR

México cuenta con una sola central nuclear con una capacidad de 1,608 MW. La generación nucleoelectrica representó el 3% del total nacional en 2017 (10,883 GWh).

Una central nuclear sigue el mismo funcionamiento de una termoeléctrica, con la diferencia de que no requiere de un proceso de combustión para generar vapor. La energía térmica se obtiene de la refrigeración de la fisión atómica de uranio dentro del reactor.

La energía nuclear es considerada una fuente limpia por no generar emisiones de GEI; sin embargo, requiere una alta inversión por el nivel de seguridad requerido para evitar contaminación radioactiva. El historial de accidentes, el blanco probable de terrorismo y la radiación del agua, hacen que el uso de esta tecnología deba ser tratado y analizado desde perspectivas no sólo económicas, sino ambientales y sociales.

4.4.2.7 BIOENERGÍA

En México existen 77 plantas generadoras que emplearon algún tipo de biocombustible para producir energía eléctrica durante el 2017. Dichas plantas representan el 1.3% de la capacidad total instalada del país (1,007 MW) y generan el 0.6% del total nacional en 2017, equivalente a 1,884 GWh.

La bioenergía es la energía derivada de la quema de biomasa para la generación de electricidad, a través de un proceso convencional. La biomasa es un compuesto orgánico derivado de actividades agrícolas, pecuarias, residenciales, comerciales, industriales, entre otras.

Aunque la bioenergía aboga por el aprovechamiento de combustibles orgánicos, subproductos de otras actividades, las emisiones de GEI no nulas y dificultades logísticas y de aprovisionamiento de la biomasa, provocan su poca participación en la generación eléctrica nacional.

4.4.2.8 COGENERACIÓN EFICIENTE

Existen 30 centrales de cogeneración eficiente en México. Las centrales representan el 1.7% de la capacidad total instalada (1,251 MW) y generan el 2.1% de la electricidad en 2017 (6,932 GWh).

Los sistemas de cogeneración eficiente obtienen simultáneamente energía eléctrica y energía térmica útil. El aprovechamiento de la energía primaria del combustible para generar electricidad es del 25% al 35%, el resto se pierde en forma de calor. Al destinar el calor residual de los sistemas en procesos industriales y comerciales (típicamente calefacción), se aprovecha entre el 70% y el 80% de la energía primaria del combustible. El gas natural es la energía primaria más utilizada aunque también se pueden utilizar fuentes de energía renovables como biomasa.

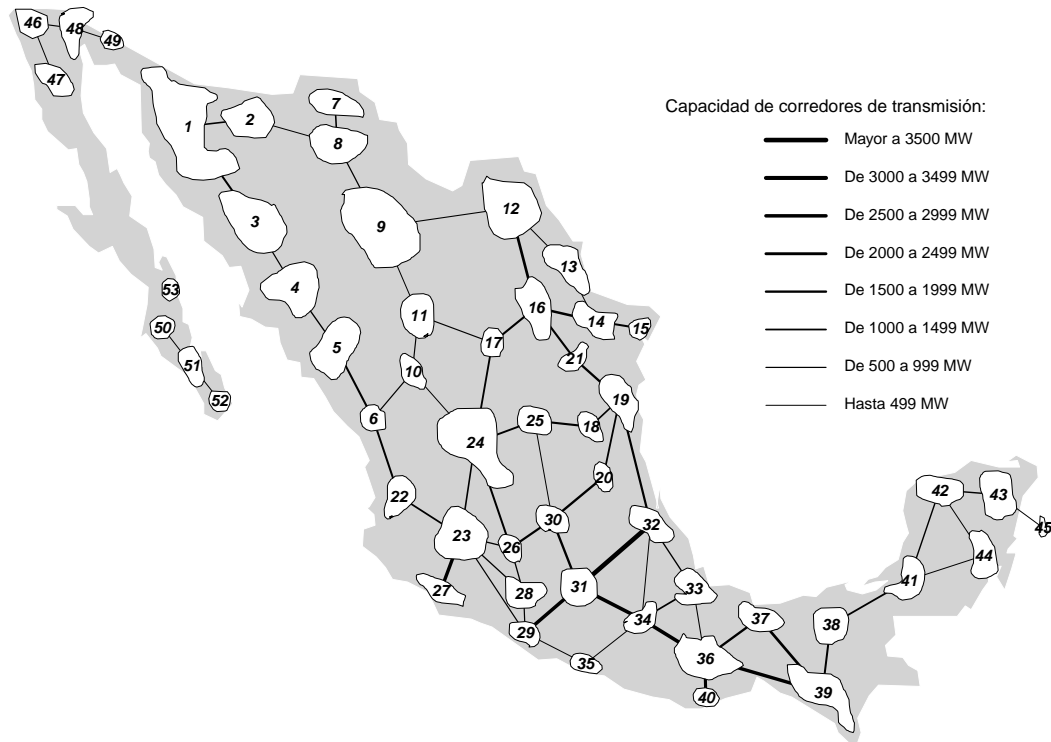


Figura 4.5: Capacidad de corredores de transmisión del SEN. Elaboración propia.

Esta tecnología reduce el impacto ambiental al aprovechar mejor la energía primaria, produciendo más energía con el mismo combustible. Por tanto, se consigue una disminución de las emisiones de GEI.

4.5 CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN

En 2017, la capacidad total de transmisión es de 76,697 MW con una longitud total de 53,842 kilómetros. La capacidad de transmisión de cada corredor es conocido y se muestra en la figura 4.5.

La capacidad de los corredores que enlazan las regiones de transmisión del SIN es de 74,929 MW, lo que representa el 97.6% de la capacidad total. En base al seguimiento de los proyectos de expansión de transmisión presentados en PRODESEN,

se seleccionaron un conjunto representativo de 12 tipos de líneas con capacidades, costos de instalación y resistencia eléctrica específica (ver Tabla 4.2).

Línea	Capacidad (MW)	Costo (USD)	Resistencia (p.u.)
1	100	47012.49	0.0139
2	250	70781.80	0.0054
3	400	80088.16	0.0035
4	500	81157.00	0.0023
5	600	84352.96	0.0015
6	700	89314.27	0.0011
7	800	92383.80	0.0009
8	900	96023.65	0.0006
9	1000	98354.62	0.0006
10	1500	133527.55	0.0004
11	2000	173535.83	0.0003
12	3000	198354.28	0.0002

Tabla 4.2: Características de las líneas de transmisión representativas del SEN.

4.6 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El consumo bruto de energía eléctrica se integra por las ventas de energía a través del suministro básico, el autoabastecimiento, la importación, las pérdidas de electricidad y los usos propios de los transportistas, distribuidores y generadores. La demanda de energía eléctrica del SEN en 2017 fue de 309,727 GWh. El 94.6% del consumo del país se concentra en el SIN. Tan sólo la región Central (región 31) concentra el 19% de la demanda total.

4.6.1 PRONÓSTICO DE DEMANDA

La estimación de la demanda está a cargo del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). PRODESEN proporciona el pronóstico del periodo 2018-2032 para cada región de control. La ecuación (4.1) describe el consumo de energía ($\widehat{CE}_{i,y}$) de cada región de control durante cada año de la planificación 2018-2032. Donde $\widehat{CF}_{i,y}$ es el consumo final de energía, $\widehat{PM}_{i,y}$ es el precio medio de electricidad, $\widehat{US}_{i,y}$ son los usuarios finales por región de control y año de la planificación y, \widehat{PIB}_y es el producto interno bruto de cada año de la planificación. Cada una de las variables del pronóstico del consumo de energía corresponde a un pronóstico realizado mediante una suavización exponencial de datos históricos del 2005 al 2017.

$$\widehat{CE}_{i,y} = \beta_0 + \beta_1 \widehat{CF}_{i,y} + \beta_2 \widehat{PM}_{i,y} + \beta_3 \widehat{US}_{i,y} + \beta_4 \widehat{PIB}_y + \varepsilon; \quad (4.1)$$

$$\forall i \in \{1, 2, \dots, 10\}, \forall y \in \{2018, 2019, \dots, 2032\}$$

La demanda horaria ($\widehat{DH}_{i,h}$) puede estimarse a partiendo la demanda anual por el factor de carga (FC_i) y el patrón horario anual de la curva de referencia ($Cr_{i,h}$) de cada región de control (véase ecuación 4.2).

$$\widehat{DH}_{i,h} = \frac{\widehat{CE}_{i,y}}{FC_i \cdot Cr_{i,h}}; \quad \forall i \in \{1, 2, \dots, 10\}, \quad (4.2)$$

$$\forall y \in \{2018, 2019, \dots, 2032\}, \forall h \in \{1, 2, \dots, 24\}$$

Por su construcción, el pronóstico de la demanda tiene una alta resolución como lo muestra la figura 4.6, pero también una alta estacionalidad (véase tabla A.6). La demanda de electricidad tiene una tendencia a la alza respecto a los años de la planificación 2018-2032, con una tasa de crecimiento anual del 4%. La tendencia anual de la demanda es similar para cada año y destaca el alto consumo en verano y su disminución en invierno. Haciendo un aumento en la demanda mensual, se puede

apreciar estacionalidad en cuatro grupos perfectamente diferenciados, las semanas; destaca la disminución de la demanda los días domingo y un consumo similar entre los días laborales. En un día laboral se aprecia el aumento (no decreciente) del consumo desde las 5am hasta su máximo a las 5pm (horario de trabajo), después el consumo va decreciendo hasta las 8pm (traslado hacia hogares), el consumo de electricidad incrementa ligeramente hasta las 11pm (convivencia en hogares); finalmente, el consumo va disminuyendo durante la noche y el ciclo comienza de nuevo. Un día domingo, consumo de energía comienza a aumentar paulatinamente desde las 8am hasta la 1pm (comienzan actividades en día de descanso), de 1pm a 8pm hay un consumo muy similar y se aprecia un incremento hacia las 10 pm (aumento de actividades sociales), después se aprecia la disminución del consumo durante la noche.

La demanda de cada región de control se distribuye entre las regiones de transmisión utilizando el factor de participación de carga. La figura 4.7 muestra la distribución regional de la demanda de energía de todo el periodo de planificación. Destaca el consumo de energía de la región Central (región 31) con 963.8 Terawatt-hora (TWh) equivalente al 15.8 % de la demanda de electricidad nacional. Monterrey (región 16) consume el 7.13 % del total y Guadalajara (región 23) y Salamanca (región 26) consumen el 5 %. El resto de las regiones de transmisión tienen un consumo promedio de 82 TWh equivalente al 2 % de la demanda total.

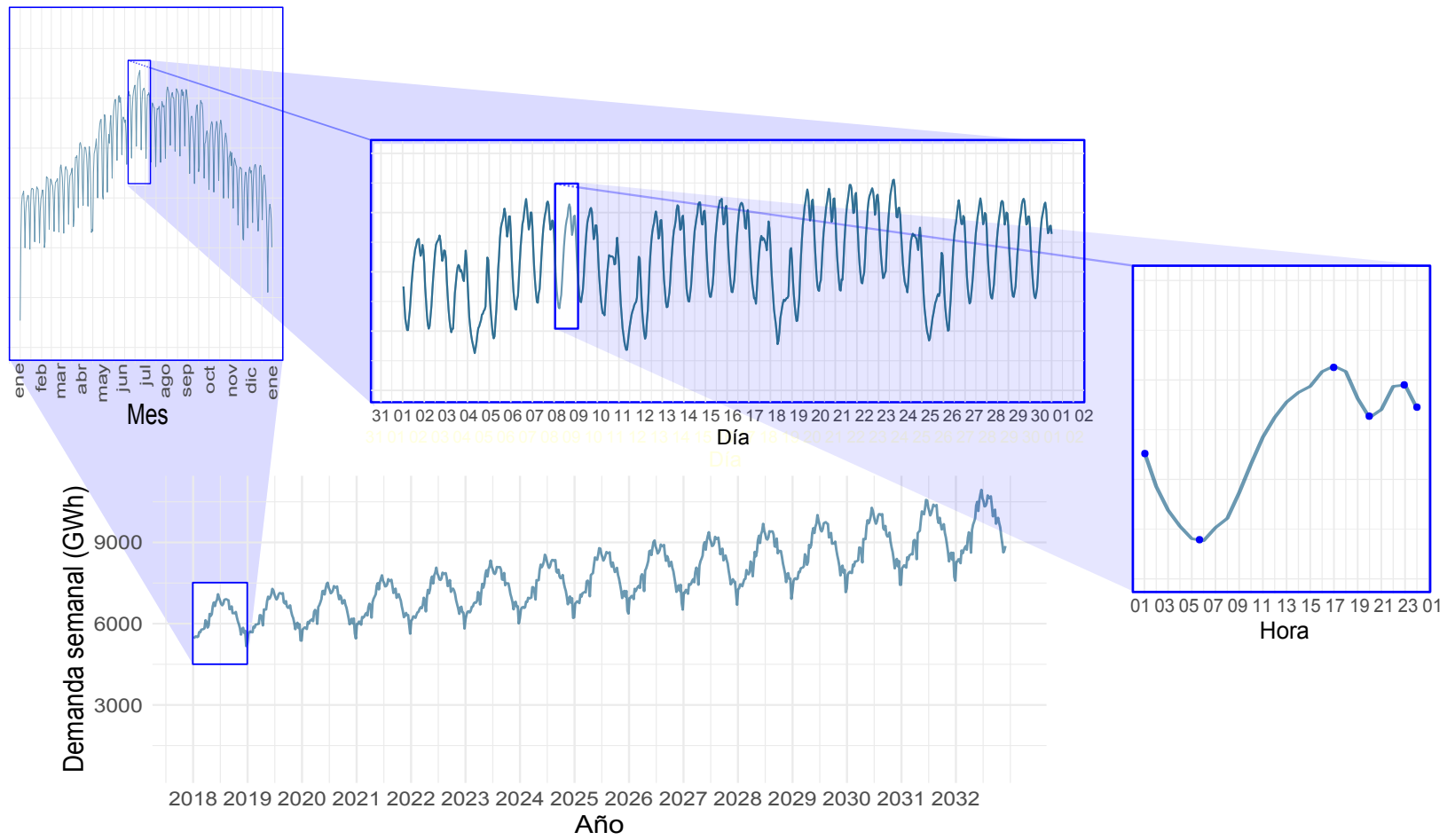


Figura 4.6: Pronóstico de la demanda del SEN. Elaboración propia.

4.7 COMBUSTIBLES

Se consideran nueve combustibles para generar energía eléctrica en México: bagazo, biogás, carbón, combustóleo, coque, diesel, gas natural, residuos sólidos y uranio. El Sistema de Información Energética (SIE) contiene información del consumo de los combustibles para la generación eléctrica y la producción de cada combustible.

El bagazo es la fibra residual de la caña de azúcar después de ser molida para su proceso. Es un combustible natural generalmente utilizado en las propias fábricas azucareras. Tiene un poder calorífico entre 8.4 y 10.5 Megajoule (MJ)/Kilogramo (kg). Es utilizado como combustible en las plantas de bioenergía. En 2017, se consumieron 62 millones de MMBtu de bagazo de una producción estimada anual de 110 millones de MMBtu.

El biogás es un gas combustible que se genera por las reacciones de biodegradación de la materia orgánica, mediante la acción de microorganismos y otros factores, en ausencia de oxígeno. El biogás tiene un poder calorífico entre los 18.8 y 23.4 MJ/Metro cúbico (m^3). Es utilizado como combustible en las plantas de bioenergía y cogeneración eficiente. La producción estimada anual de biogás es de 2.3 millones de MMBtu y el consumo de este combustible en generación de electricidad fue de 2.1 millones de MMBtu.

El carbón es un mineral que se ha formado a partir de la presión y cambios de temperatura de restos vegetales sepultados en el transcurso de miles de años. La mayoría de los carbones explotables provienen principalmente de helechos arborescentes que crecían durante el Carbonífero o de las gimnospermas que crecieron durante el Cretácico. La importancia del carbón radica en su capacidad calorífica entre los 29 y los 35 MJ/kg. Se utiliza como combustible en las plantas carboeléctricas. México tiene una producción anual de carbón de 292 millones de MMBtu. En 2017, la generación eléctrica consumió 300 millones de MMBtu de carbón, lo que representa un déficit del 2% del combustible si consideramos que todo el carbón nacional es

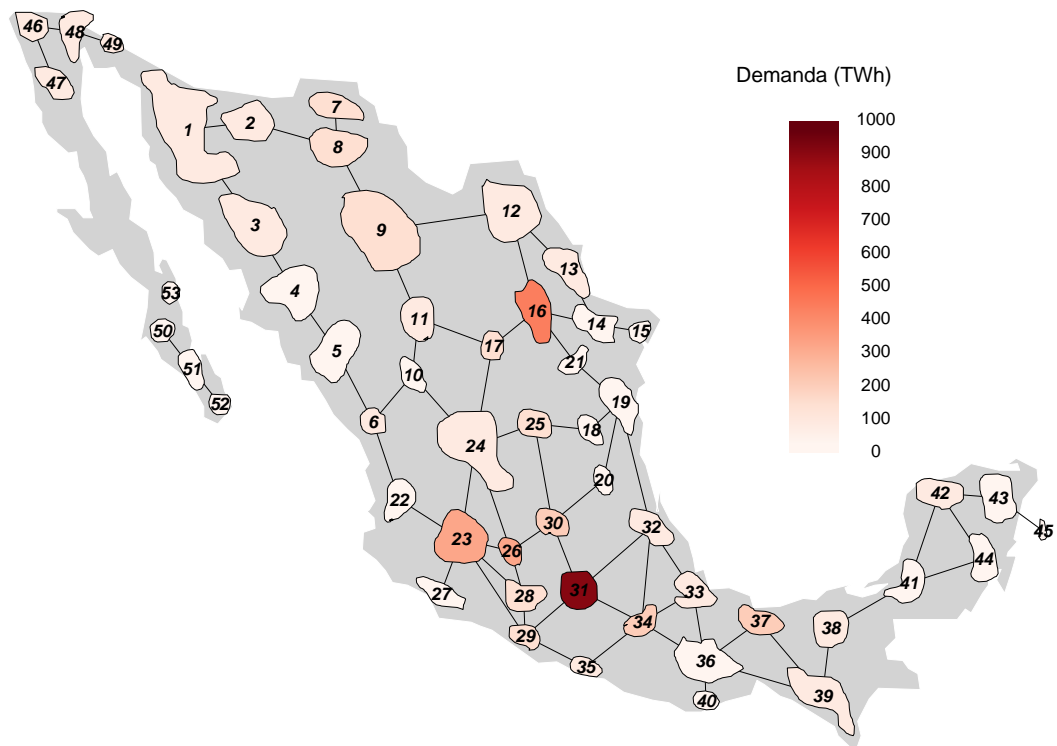


Figura 4.7: Demanda de energía eléctrica por región de transmisión. Elaboración propia.

destinado a este rubro.

El combustóleo es una fracción del petróleo que se obtiene como residuo en la destilación fraccionada, equivalente a entre un 30 y un 50 % de esta sustancia. Con un poder calorífico entre 40 y 42 MJ/kg, se utiliza como combustible en las plantas combustión interna y termoeléctricas y en menor medida en las plantas de bioenergía y cogeneración eficiente. México es un país con importantes reservas de petróleo, la producción anual de combustóleo está estimada en 481.6 millones de MMBtu. En 2017, la generación eléctrica consumió 296 millones MMBtu de este combustible, equivalente al 61 % de la producción nacional.

El coque es un combustible producto de la coquización (desintegración térmica de las moléculas) del petróleo. Tiene un poder calorífico entre 34 y 36 MJ/kg y se utiliza como combustible en las plantas de combustión de lecho fluidizado. La generación anual de coque de petróleo se estima en 41.5 millones de MMBtu y el consumo en 2017 fue de 36.5 millones de MMBtu.

El diésel o gasóleo es un aceite pesado elaborado a base del petróleo e hidrocarburos. Tiene un poder calorífico entre los 42.3 y 43.1 MJ/kg. Se utiliza como combustible en las plantas termoeléctricas, de combustión interna y de cogeneración eficiente. México tiene una producción anual de 317 millones de MMBtu y el consumo del combustible para generación eléctrica en 2017 fue de 29 millones de MMBtu, equivalente a apenas el 9 % del disponible nacional.

El gas natural es un gas compuesto principalmente por metano que se encuentra bajo tierra, habitualmente en los mismos yacimientos en los que se almacena petróleo. Tiene un poder calorífico entre los 39.9 y 44 MJ/kg. En 2017, representó el 65 % del total de combustibles consumidos para generar electricidad (1616 millones de MMBtu), utilizado principalmente en las plantas de turbogás. La generación estimada anual de gas natural en México es de 1439 millones de MMBtu; tan sólo en 2017 se importaron 177 millones de MMBtu de gas natural (suponiendo que se destina todo a generación eléctrica), equivalente al 16 % del total consumido. La explotación de

nuevas reservas de gas en México así como la fuerte dependencia de la importación del combustible son temas altamente discutidos en vía de la soberanía energética.

Los residuos sólidos urbanos pueden ser utilizados como combustible para las plantas de bioenergía. Se estima que en 2017 se consumieron 4.2 millones de MMBtu de este combustible para la generación eléctrica.

El combustible nuclear empleado en México está formado por elementos fisibles de uranio. El uranio mineral es enriquecido y convertido en un material químicamente inerte e insoluble. Se considera como poder calorífico del combustible nuclear únicamente el calor entregado en un reactor nuclear al agua del circuito que lo refrigera, siendo el del uranio de 4,184,000 MJ/kg. México importa todo el uranio enriquecido que utiliza en su única planta nuclear, se estima que se consumieron 107.3 millones de MMBtu en 2017.

La tabla 4.3 muestra resumido la información presentada de la producción nacional anual y el consumo del 2017 de los nueve combustibles.

Combustible	Producción anual	Consumo 2017
	MMBtu	MMBtu
Bagazo de caña	110770439	62039369.61
Biogás	2388499	2146805.778
Carbón	292155149	300072265.6
Combustóleo	481638009	296068686.1
Coque	41532398	36527924
Diésel	317543379	29173810.96
Gas natural	1439192054	1616265144
Residuos sólidos	Desconocido	4217786.185
Uranio	0	107310906.5

Tabla 4.3: Detalles de producción anual y consumo de combustibles

El consumo de combustible por tecnología de generación (véase tabla 4.4) es

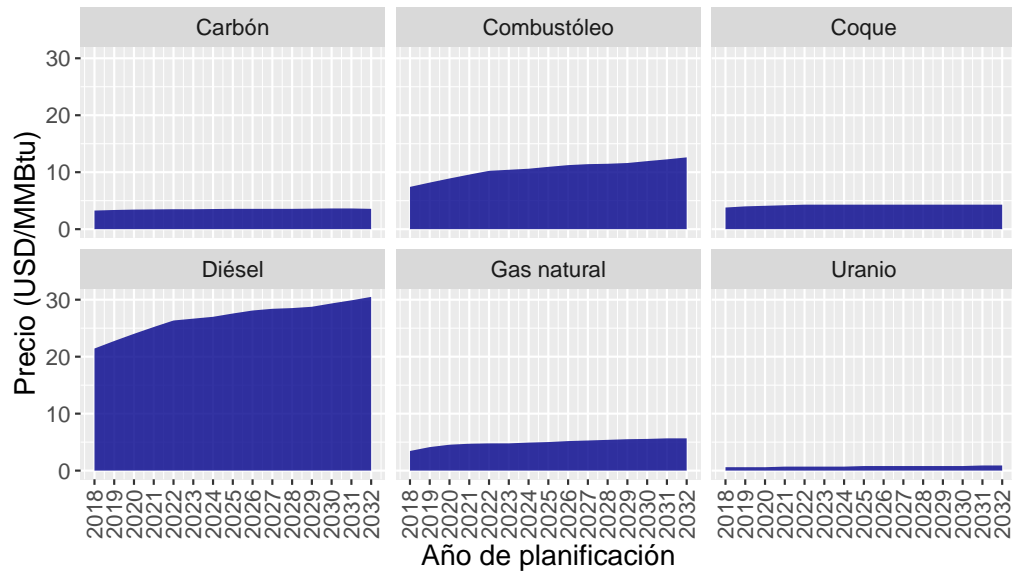


Figura 4.8: Pronóstico del precio de los combustibles. Elaboración propia.

estimado ponderando la generación total por tecnología, la generación de las tecnologías que usan un combustible específico y el consumo de combustible del año 2017.

PRODESEN proporciona el pronóstico del precio del combustible para el período de planificación. La figura 4.8 muestra el comportamiento del precio en USD/MMBtu respecto a los años de planificación. El precio del carbón, combustóleo, coque, diésel, gas natural y uranio tiene un incremento promedio anual de 0.63 %, 3.89 %, 0.89 %, 2.56 %, 3.72 % and 3.10 %, respectivamente. El resto de los combustibles tienen precio 0.

Tecnología	Consumo de combustible (MMBtu/MWh)								
	Bagazo	Biogás	Carbón	Combustóleo	Coque	Diésel	Gas natural	Residuos sólidos	Uranio
Bioenergía	99.80	3.00	0.00	113.07	0.00	0.00	286.96	37.32	0.00
Carboeléctrica	0.00	0.00	9.82	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ciclo combinado	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.27	0.00	0.00
Cogeneración	0.00	0.82	0.00	30.73	0.00	4.95	77.98	0.00	0.00
Combustión interna	0.00	0.00	0.00	53.17	0.00	8.57	134.95	0.00	0.00
Eólica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Hidroeléctrica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Lecho fluidizado	0.00	0.00	0.00	0.00	8.44	0.00	0.00	0.00	0.00
Nuclear	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.86
Solar	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Termoeléctrica	0.00	0.00	0.00	4.98	0.00	0.80	12.64	0.00	0.00
Solar concentrado	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Turbogas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.67	42.07	0.00	0.00

Tabla 4.4: Consumo de combustible por tecnología de generación

4.8 COSTOS

Los costos totales del SEN se distribuyen en los costos unitarios de inversión, los costos fijos de operación y mantenimiento, los costos variables de operación y mantenimiento y los costos de falla también llamado costo por ENS. El modelo planteado restringe a que no exista ENS por lo que este costo no es considerado. Los costos correspondientes a cada tecnología de generación del SEN se muestran en la tabla 4.5.

Tecnología	Costo de instalación	Costo fijo	Costo variable
	USD	USD/MW/año	USD/MWh
Bioenergía	2720253.09	36604.94	3.56
Carboeléctrica	1425507.77	33779.71	2.44
Ciclo combinado	1013205.19	18953.26	3.35
Cogeneración	2159478.26	44086.96	6.00
Combustión interna	2877291.20	46412.54	5.16
Eólica	1423023.28	38116.69	0.00
Geotérmica	1889571.62	105065.51	0.05
Hidroeléctrica	1931245.88	24397.14	0.00
Lecho fluidizado	1438000.00	35000.00	3.00
Nuclear	3988530.96	101085.47	2.42
Solar	1260000.00	10672.67	0.00
Termoeléctrica	2045087.74	35838.91	3.04
Solar concentrado	6606893.79	48554.81	0.00
Turbogas	813156.16	5082.23	4.78

Tabla 4.5: Desglose de costos del SEN por tecnología de generación.

4.8.1 COSTOS DE LA PLANEACIÓN DEL PRODESEN

La planeación propuesta en PRODESEN procura tener el menor costo total con un máximo del 0.0315 % de probabilidad de fallas de suministro de energía. Se estima que el costo total en los 15 años de planeación sea de 167,041 millones de dólares. Los costos totales se distribuyen anualmente en un rango entre 6 y 8 mil millones de dólares de 2018 a 2031, con una disminución en este período. En el año 2032, los costos totales aumentan un 1041.23 % respecto a 2031.

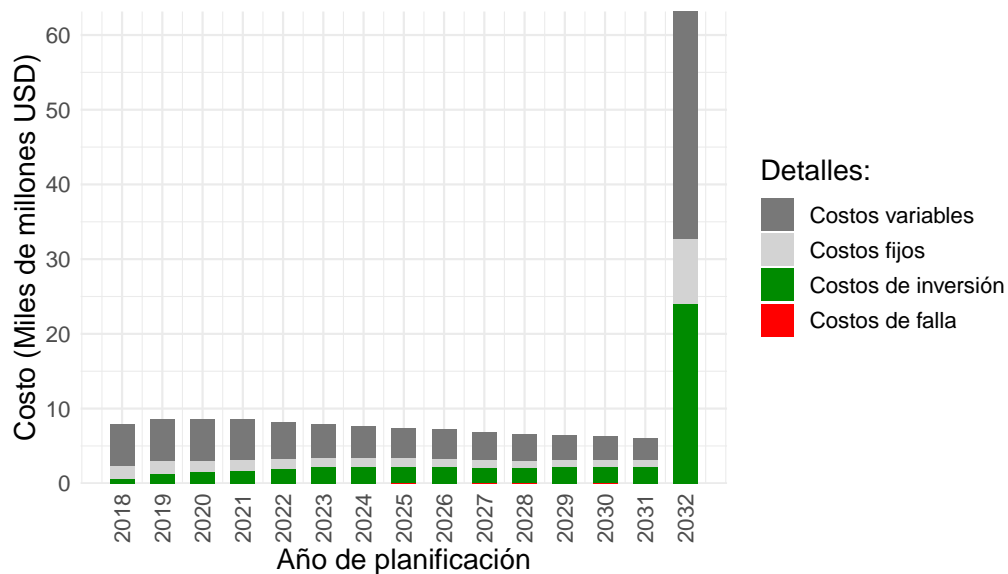


Figura 4.9: Costos totales anuales de la planeación de PRODESEN. Elaboración propia.

4.9 GASES DE EFECTO INVERNADERO

La generación de energía eléctrica es la segunda actividad con mayor emisiones de GEI en México, solo por debajo del sector transporte. La Ley General de Cambio Climático (LGCC), en el artículo transitorio II, indica la transposición del Acuerdo de París al marco legislativo nacional. La ley establece una reducción del 22 % al 2030 de las emisiones de GEI o una reducción del 36 %, al mismo año, bajo el

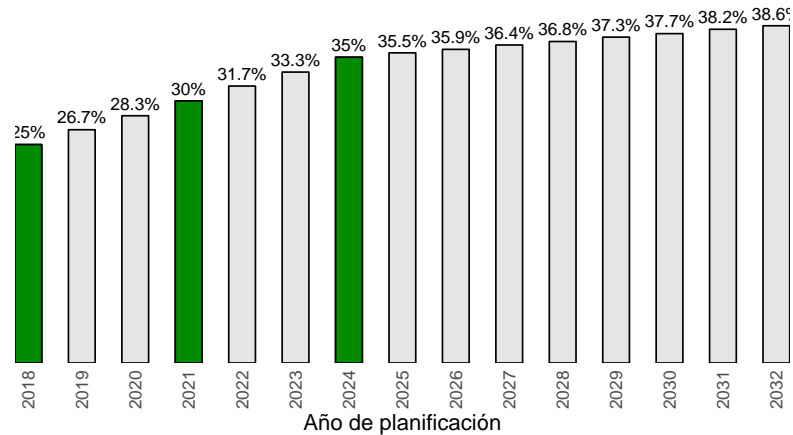


Figura 4.10: Porcentaje de participación de las energías limpias en la generación eléctrica para cumplir las metas de la LTE. Elaboración propia.

apoyo financiero internacional (conocida como medida condicionada). Para el sector eléctrico, la medida no condicionada se traduce en no sobrepasar las 130 millones de toneladas de emisiones de GEI en 2030 y, no sobrepasar las 104 millones de toneladas para las medidas condicionadas. Con este propósito, la LTE, en su artículo transitorio III, establece como objetivo una participación de energías limpias, en la generación eléctrica nacional, del 25 % en 2018, 30 % en 2021 y 35 % en 2024. La meta para el resto de los años se calcula mediante una regresión lineal (véase figura 4.10). El porcentaje de participación de energías limpias en 2017 es del 22.1 %.

Las emisiones de GEI por la generación eléctrica, dependen de la tecnología de generación, principalmente por el combustible utilizado y por los procesos de captura y confinamiento de emisiones. Las tecnologías clasificadas como renovables no generan emisiones, mientras que las tecnologías convencionales generan una gran cantidad de éstas. La tabla 4.6 muestra las emisiones de GEI del SEN desglosadas por tecnología.

Tecnología	Emisiones de GEI ton/MWh
Bioenergía	0.4270
Carboeléctrica	0.5498
Ciclo combinado	0.3933
Cogeneración	0.5210
Combustión interna	0.6194
Eólica	0
Geotérmica	0
Hidroeléctrica	0
Lecho fluidizado	0.8056
Nuclear	0
Solar	0
Termoeléctrica	0.6005
Termosolar	0
Turbogás	0.7904

Tabla 4.6: Emisiones de GEI por MWh producido por las diferentes tecnologías de generación eléctrica.

4.9.1 EMISIONES DE GEI DE LA PLANEACIÓN DEL PRODESEN

Se estima que con la planeación 2018-2032 del PRODESEN se generen 1.98 mil millones de toneladas de GEI.

4.10 USO DE AGUA

El consumo de agua para generación eléctrica no está previsto en el PRODESEN, pero debido al cambio climático y al importante segmento de población

mexicana que vive directa o indirectamente de la agricultura se considera un aspecto significativo. El uso de agua para cada una de las diferentes tecnologías de generación proviene del trabajo realizado por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) [2]; y se ha completado y ajustado con los trabajos de Mort Webster [140], Erica Suzanne [130] y Meldrum et al [78]. El uso del agua para la generación eléctrica puede separarse en extracción y consumo de agua. El primero se refiere a la cantidad total de agua extraída de una fuente de agua superficial o subterránea. El consumo de agua es la porción del agua extraída perdida permanentemente de su fuente, generalmente por la evaporación. La tabla 4.7 muestra la cantidad de agua extraída y consumida de acuerdo a la matriz de generación del SEN.

Tecnología	Consumo m³/MWh	Extracción m³/MWh
Bioenergía	1.04	3.20
Carboeléctrica	1.89	2.27
Ciclo combinado	0.85	1.04
Cogeneración	1.46	1.69
Combustión interna	2.49	3.44
Eólica	0.01	0.02
Geotérmica	1.04	1.14
Hidroeléctrica	0.67	0.68
Lecho fluidizado	0.02	0.07
Nuclear	2.93	4.35
Solar	0.32	0.45
Termoeléctrica	0.81	0.98
Solar concentrado	3.97	4.16
Turbogás	0.28	1.67

Tabla 4.7: Consumo y extracción de agua de las tecnologías de generación.

4.11 PRECIO MEDIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El precio medio de la energía eléctrica es el promedio anual del precio que paga un usuario final por una unidad de energía recibida. La Comisión Federal de Electricidad (CFE) establece sectores tarifarios (residencial, servicios, comercial, agrícola, industrial) para el precio medio por kWh en cada región de control. El precio medio utilizado en la planificación promedia las variaciones por sectores tarifarios y supone el precio de cada región de transmisión igual al precio medio de la región de control a la que pertenece.

En 2017, el precio medio por kWh está en un rango de 74 a 103 dólares dólares. La región de control Central tiene el precio medio de energía más alto, seguido del sistema aislado BCS. El incremento anual del precio se estima en un 1.83 %, la tabla A.8 muestra el pronóstico del precio medio de energía para cada región de transmisión en el período 2018-2032.

4.12 EXPANSIÓN DE LA CAPACIDAD

De acuerdo a la planificación propuesta en PRODESEN, se estima que la capacidad total instalada en 2032 sea de 126.3 GW, se instalarán 62.9 GW de capacidad de generación, en su mayoría de plantas de ciclo combinado (42 %), seguido de plantas de combustión interna (22 %) y plantas solares (17 %). Se tiene prevista la desinstalación de 11.8 GW, principalmente en 2020 (32 %) y 2023 (24 %); las plantas termoeléctricas representan el 62 % de todo el retiro, equivalente a casi el 60 % de la capacidad termoeléctrica instalada en 2017.

La figura 4.12 muestra el crecimiento de la capacidad de generación a través de la planificación. La generación promedio por hora, la cuál puede entenderse como la utilización que se tiene de las plantas, se muestra en color azul claro; es decir, este indicador puede entenderse como un porcentaje de utilización promedio de la planta.

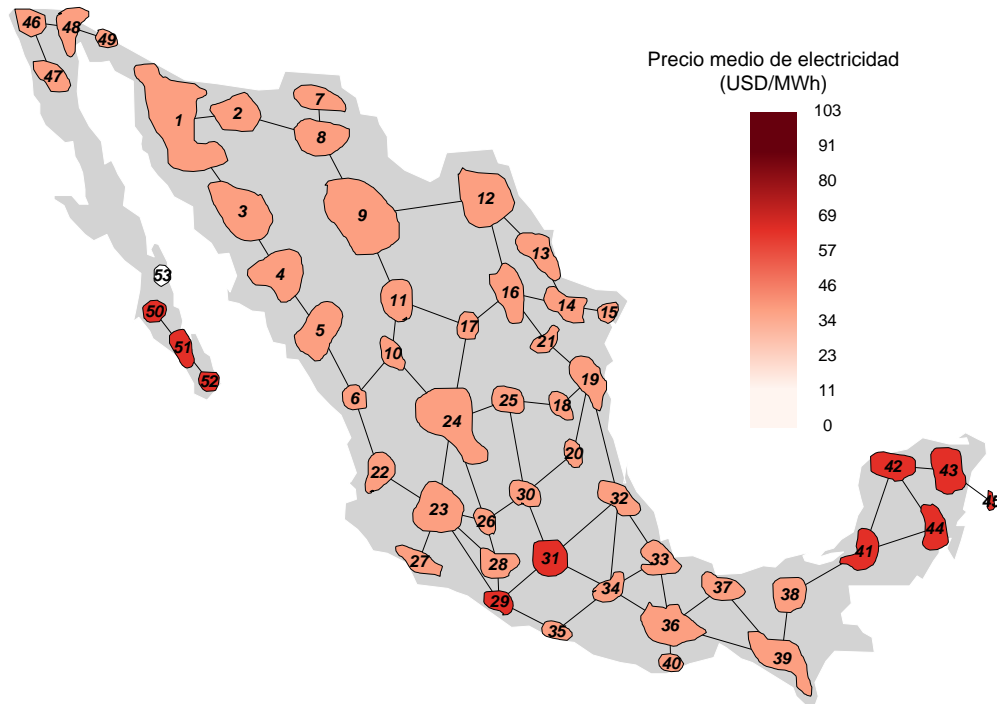


Figura 4.11: Precio medio de la electricidad por región de transmisión en 2017. Elaboración propia.

La generación de las plantas nucleares, solares, eólicas y solar concentrado, es igual al factor de planta correspondiente, pues la generación eléctrica de estas tecnologías no es flexible. Destaca la poca utilización de las plantas de turbogás, esto debido a que se utilizan en su mayoría para cubrir la demanda punta.

La distribución porcentual de la capacidad instalada y de la participación en la generación de electricidad de cada tecnología se muestra en la figura 4.13. Las plantas de ciclo combinado representan el 40.5% de la capacidad total instalada y tienen el 51.2% de la participación en la generación. La dependencia de los recursos para la generación eléctrica en las tecnologías renovables, hace susceptible su eficiencia y se aprecia como la participación en la generación de energía se ve afectada contribuyendo únicamente con el 69% en promedio de su capacidad máxima.

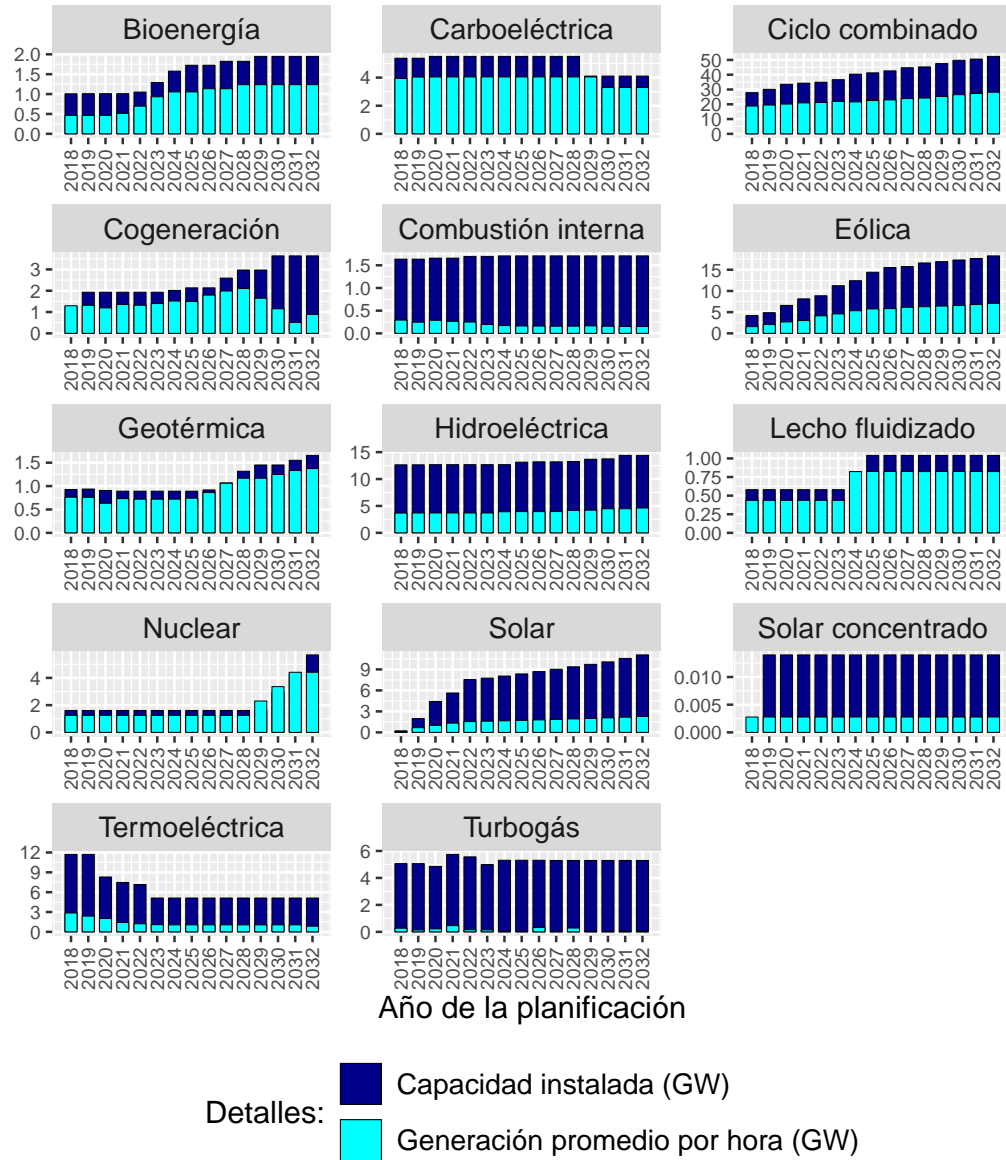
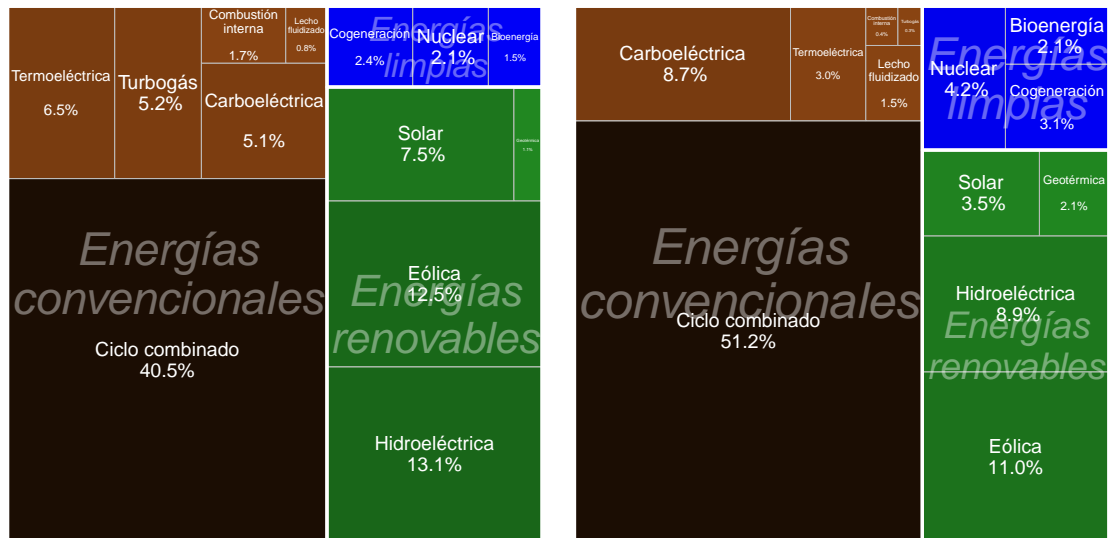


Figura 4.12: Expansión de la capacidad de acuerdo al PRODESEN. Elaboración propia.



(a) Capacidad instalada

(b) Generación

Figura 4.13: Porcentajes de capacidad instalada y generación de la planificación propuesta en PRODESEN. Elaboración propia.

4.13 PANORAMA ACTUAL DEL SEN Y EXPECTATIVAS FUTURAS

De acuerdo al Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032 [119], casi el 80 % de la electricidad generada en 2017 proviene de plantas de combustibles fósiles lo que se traduce en 125 mil millones de toneladas de GEI. Además, la Reforma Energética de 2014 promueve la producción de hidrocarburos y sugiere el uso de gas natural como solución a corto plazo; tan solo en 2017, el gas natural representó el 65 % del total de combustibles consumidos para generación eléctrica. Bajo esta perspectiva, México se autoposiciona como el líder de los países emergentes en su esfuerzo por mitigar el cambio climático haciendo uso de políticas ambiciosas para reducir las emisiones de GEI [120]. La prospectiva mexicana para 40 años es lograr que al menos el 50 % de la electricidad provenga de fuentes limpias.

La ruta hacia la descarbonización del sector energético mexicano es estudiada

por un grupo activo de investigadores y organizaciones no gubernamentales, desarrollando modelos que consideran una gama amplia de políticas públicas y enfoques [39, 45, 128, 139]. Destaca el uso de planificadores de código libre como Balmorel [142] o PEGyT [53] y, de planificadores de licencia como PLEXOS, siendo éste último el software utilizado por la SENER. Cabe señalar que gran parte de la investigación realizada en la planificación del SEN tiene intereses políticos o privados, por lo que son pocos los artículos de investigación publicados.

A principios de 2019, se creó la «Red de Modelación del Sector Energético Mexicano» cuyo objetivo es involucrar a centros de investigación, consultores privados y organizaciones públicas en la creación de modelos, planificaciones y herramientas de optimización para el sector energético del país. Entre los proyectos existentes se encuentra la creación de una base de datos del sector energético de acceso público, la vinculación de investigadores de campos diversos del mismo sector para colaboraciones y, la discusión de resultados y experiencias dentro de los miembros de la red.

CAPÍTULO 5

METODOLOGÍA

La metodología propuesta en este documento para determinar una planificación sostenible como respuesta al problema multiobjetivo GTEP consiste de dos etapas:

1. La aplicación de un algoritmo genético, basado en el algoritmo Fast and Elitist Nondominated Sorting Genetic Algorithm (NSGA-II), como medio de obtención de un conjunto de soluciones de calidad.
2. La presentación, análisis y discusión, aislada y en conjunto, de la información más importante de todas y cada una de las soluciones obtenidas.

Este enfoque plantea la utilización de la optimización multiobjetivo como una extensión del análisis de escenarios, clásico en este tipo de problemas. El enfoque multiobjetivo permite, además de analizar un mayor número de escenarios, aplicar estrategias matemáticas evitando hacer consideraciones subjetivas que pueden conducir a soluciones o escenarios sesgados. Esta metodología plantea no solamente un método de solución, sino también un marco de análisis que ofrece:

- la visión global del compromiso entre todas las funciones objetivo involucradas,
- la valuación de la importancia de cada objetivo,
- el análisis de la importancia de las variables del problema por objetivo y,

- el acceso desglosado a la información de las variables y objetivos de cualquier solución por sus diferentes componentes.

Esta investigación es pionera en la consideración simultánea de objetivos económicos, ambientales y sociales para el GTEP. La metodología propuesta se centra en la obtención y análisis de soluciones para el problema desde la perspectiva de optimización multiobjetivo. El resultado y aportación de esta metodología son las soluciones no dominadas en sí, las cuales representan no sólo un compromiso para el trilema energético, sino también consideran la representación de características de manera realista como las pérdidas de transmisión y la incorporación de la importación de combustibles. Las soluciones no dominadas obtenidas con el algoritmo genético, pueden ser ofertadas a un tomador de decisiones para una posterior clasificación o selección, al ser soluciones matemáticamente equivalentes y que reflejan un buen compromiso entre todos los objetivos. La proposición de un algoritmo de solución adecuado a un problema con estas características conlleva el análisis y contraste de múltiples algoritmos multiobjetivo, lo cuál sale de los objetivos de este trabajo y se queda como una línea de investigación futura.

5.1 ALGORITMO GENÉTICO

Los algoritmos genéticos son procedimientos de solución a problemas de optimización inspirados en la teoría de la evolución de las especies. Estos procedimientos hacen una analogía con la adaptación a su entorno de una especie, a través de la selección, reproducción y mutación de sus individuos en el transcurso de generaciones. Para los algoritmos genéticos, un individuo es una solución al problema, la adaptación al entorno es una medida de deseabilidad respecto a su cercanía a la optimalidad, el cruzamiento es un operador mediante el cual partes importantes de dos soluciones se conservan para generar una nueva, la mutación generalmente significa una perturbación en la solución y, las generaciones son las iteraciones del algoritmo.

En optimización multiobjetivo, estos algoritmos son ampliamente utilizados por su estructura poblacional y la analogía de adaptación comunitaria con la cercanía al frente de Pareto.

La figura 5.1 ilustra el procedimiento del NSGA-II. El algoritmo comienza por la generación de la población inicial P_0 . Después, el procedimiento principal es repetido, representando las generaciones necesarias para la evolución. Los individuos mejor adaptados de una población P_t , generan una población progenie Q_t obtenida mediante la reproducción y mutación. Entonces, el conjunto resultante $R_t = P_t \cup Q_t$ es separado en subconjuntos F_1, F_2, \dots llamados frentes, utilizando el ordenamiento no dominado. F_1 es el conjunto de soluciones que no son dominadas por alguna otra, F_2 es el conjunto de soluciones que sólo son dominadas por F_1 , y así sucesivamente. La siguiente población P_{t+1} , está formada por los primeros frentes F_i que caben completamente. Cuando un frente, no puede pasar completamente a la nueva población (debido a que su cardinalidad aunada a la cardinalidad de la población parcial P_{t+1} superan el tamaño de población), sus individuos son ordenados de acuerdo a la distancia de hacinamiento y las soluciones con mayor distancia terminan completando la población.

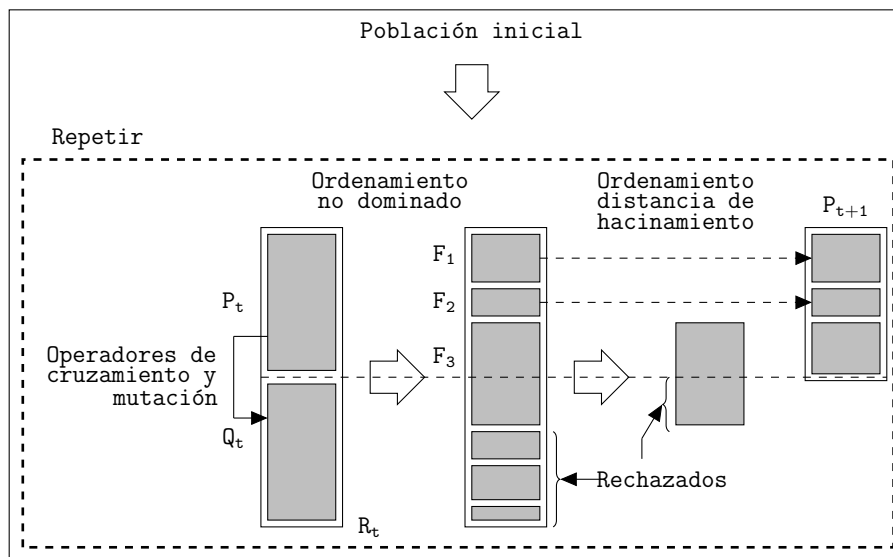


Figura 5.1: Procedimiento del NSGA-II. Elaboración propia

5.1.1 REPRESENTACIÓN DE UN INDIVIDUO

En este documento, debe entenderse por individuo una solución factible para el problema GTEP; es decir, una planificación. Como se ha descrito en la sección 3.1, una solución factible contiene los esquemas de instalación de capacidad, generación, transmisión de energía y consumo de combustibles. Además, la solución está evaluada por cuatro funciones objetivo: costos totales, emisiones de GEI, uso de agua y, precio al consumidor.

El algoritmo 1, puede utilizarse para obtener una solución factible. Para cada período de planificación y , se repite el siguiente procedimiento: Primero se actualiza la capacidad de generación y transmisión considerando las instalaciones del período anterior (línea 2), de acuerdo a las ecuaciones (3.6), (3.7), (3.8) y (3.9). Después, se inicializa la generación de las plantas a su capacidad máxima (línea 3), de acuerdo a la ecuación (3.11). De acuerdo a la demanda de cada nodo y a su nivel de generación actual, se pueden distinguir dos clases de nodos: los nodos con exceso o déficit de electricidad. Los nodos con déficit deben ser suministrados por aquellos con exceso de generación (véase ciclo de la línea 4). Al finalizar el ciclo, se satisface la ecuación (3.5) y se suministra por completo la demanda de los nodos con déficit. Los detalles del ciclo de la línea 4 se presentan enseguida:

línea 5: Se selecciona aleatoriamente un nodo déficit \hat{j} , de acuerdo a la cantidad de demanda insatisfecha.

línea 6: Se selecciona aleatoriamente un nodo con exceso cercano a \hat{j} (denotado por \hat{i}), de acuerdo al exceso de electricidad. Los nodos cercanos a \hat{j} son aquellos que pueden suministrar de energía a \hat{j} a través de un camino de menos de k líneas de transmisión. k es un parámetro del algoritmo que puede ajustarse dependiendo de la topología de la red eléctrica.

líneas 7-9: Si no existe un nodo con exceso cercano a \hat{j} , se selecciona un nodo cercano \hat{i} (balanceado o con déficit) y su capacidad de generación se

incrementa instalando una planta. El tipo de planta t que se instala, se selecciona aleatoriamente de acuerdo a la ganancia que se tenga del objetivo propósito considerando los límites de instalación de la ecuación (3.10). Las variables $\text{NewCap}_{i,t,y}$ y $\text{Gen}_{i,t,y}$ son actualizadas.

línea 10: Sea \mathcal{P} el camino más corto entre \hat{i} y \hat{j} . La capacidad de transmisión de \mathcal{P} es la capacidad de transmisión menor de todas las líneas del camino, considerando el flujo que ya se transmite por ellas.

líneas 11-12: Si la capacidad de transmisión de \mathcal{P} es cero, instalar nuevas líneas de transmisión en los corredores saturados $((i, j))$ por el flujo de energía. El tipo de línea l a instalar se selecciona aleatoriamente de acuerdo a su costo de instalación. Las variables $\text{NewLin}_{i,j,l,y}$ son actualizadas.

línea 13: Se envía la electricidad desde \hat{i} a \hat{j} a través de \mathcal{P} . La cantidad de energía que se envía es el mínimo entre el exceso de \hat{i} , el valor absoluto del déficit de \hat{j} y la capacidad de transmisión de \mathcal{P} . Al enviar la energía, suceden al menos uno de estos tres eventos: el nodo \hat{i} deja de tener exceso, el nodo \hat{j} deja de tener déficit, ó se satura la capacidad de algún corredor de transmisión de \mathcal{P} . Las variables Flo_{ijy} y Los_{ijy} se actualizan para todos los corredores de transmisión (i, j) en \mathcal{P} de acuerdo a las ecuaciones (3.12) y (3.15).

Con el objetivo de minimizar las pérdidas por la transmisión, se prefiere que los nodos con déficit de energía sean suministrados por nodos que estén cercanos. Note que por construcción la energía siempre se envía por un camino de a lo más k corredores de transmisión. De este modo, el algoritmo favorece la instalación de nuevas plantas o líneas de transmisión (si es necesario), en lugar de enviar la electricidad desde muy lejos.

En este momento, todos los nodos déficit han sido completamente suministrados asegurando la cobertura total de la demanda. La generación de energía extra en

los nodos con exceso se disminuye seleccionando aleatoriamente un tipo de planta t que sea flexible¹, de acuerdo a la ganancia por reducir la generación respecto al objetivo propósito (véase línea 14). La generación de la planta seleccionada se disminuye tanto como sea posible sin incurrir en un déficit energético para el nodo en que se encuentre (de acuerdo a la ecuación (3.5)) y se actualiza la variable $\text{Gen}_{i,t,y}$. En ocasiones, la cantidad de energía que se está generando es tal que la planta entra en desuso, si esa planta está planificada a instalarse en el período actual y , se revierte la instalación actualizando la variable $\text{NewCap}_{i,t,y}$.

Finalmente, en la línea 15, se calcula el consumo e importación de los combustibles de acuerdo a la ecuación (3.14). Además, los valores correspondientes de cada función objetivo se calculan con las ecuaciones (3.1), (3.2), (3.3) y (3.4). Cabe señalar que no sólo se sabe el valor objetivo como suma total a lo largo del horizonte de planeación, sino que se puede calcular a nivel región, tecnología y tiempo.

La solución que resulta es factible, no tiene ENS, tiene un nivel bajo de pérdidas de energía por transmisión, y reduce los valores objetivos al no generar electricidad innecesaria. Además, la instalación de nuevas plantas y la reducción de generación responden al favorecimiento de un objetivo propósito, por lo que es de esperarse que el valor objetivo de la función propósito sea bajo.

El algoritmo 1 se repite múltiples veces para generar una población inicial.

5.1.2 CRUZAMIENTO

El operador de cruzamiento considera el esquema de instalación de nuevas plantas durante toda la planificación. Las soluciones padre \mathcal{S}_1 y \mathcal{S}_2 , heredan los valores de las variables $\text{NewCap}_{i,t,y}$ a su progenie; con ello la información de dónde, cuándo y cuál planta debe instalarse. El símbolo “ \rightarrow ”, hace referencia al acceso o

¹Se dice que una planta es flexible si tiene la capacidad de controlar el nivel de generación eléctrica; por ejemplo, una planta de ciclo combinado.

Algoritmo 1: Cómo construir una solución factible**Datos:** parámetros del sistema eléctrico y objetivo propósito

- 1 **para** *cada período de planificación* y **hacer**
- 2 considerar la infraestructura instalada en el período de planificación anterior
- 3 fijar el nivel de generación de todas las plantas al máximo posible
- 4 **mientras** *exista un nodo con déficit de electricidad* **hacer**
- 5 seleccionar un nodo con déficit \hat{j}
- 6 seleccionar un nodo cercano con exceso \hat{i}
- 7 **si** *no existe un nodo cercano con exceso* **entonces**
- 8 seleccionar un nodo cercano \hat{i}
- 9 incrementar la capacidad de generación de \hat{i}
- 10 encontrar el camino más corto \mathcal{P} de \hat{i} a \hat{j}
- 11 **si** *la capacidad de transmisión de \mathcal{P} es cero* **entonces**
- 12 incrementar la capacidad de transmisión de \mathcal{P}
- 13 enviar el flujo máximo de energía de \hat{i} a \hat{j} a través de \mathcal{P}
- 14 reducir la generación de los nodos con exceso de energía
- 15 calcular el consumo e importación de combustibles y los valores objetivo.

Resultado: solución factible

pertenencia de una variable a una solución. Existen dos formas en que una solución hijo \mathcal{H} hereda esta información: las instalaciones comunes

$$\mathcal{H} \rightarrow \text{NewCap}_{i,t,y} = \min\{\mathcal{S}_1 \rightarrow \text{NewCap}_{i,t,y}, \mathcal{S}_2 \rightarrow \text{NewCap}_{i,t,y}\}; \quad (5.1)$$

$$\forall i \in N, \forall t \in T, \forall y \in Y$$

o las instalaciones acumuladas

$$\mathcal{H} \rightarrow \text{NewCap}_{i,t,y} = \min\{\mathcal{S}_1 \rightarrow \text{NewCap}_{i,t,y} + \mathcal{S}_2 \rightarrow \text{NewCap}_{i,t,y}, \quad (5.2)$$

$$\text{CapAva}_{i,t} - \mathcal{H} \rightarrow \text{Cap}_{i,t,y-1}\}; \quad \forall i \in N, \forall t \in T, \forall y \in Y$$

De este modo, cada par de soluciones padre, puede generar dos tipos de soluciones hijo. Para lograr que las soluciones hijo sean factibles, se utiliza el algoritmo

1. Puesto que la reconstrucción de las soluciones hijo se puede hacer con cada una de las cuatro funciones objetivo como propósito, de cada par de soluciones padre, se pueden generar ocho soluciones hijo factibles.

5.1.3 MUTACIÓN

El operador de mutación es bastante sencillo pero promueve la diversidad de las soluciones. Aleatoriamente se selecciona un período de tiempo $y \in Y$, seguido de la selección de un nodo $i \in N$. Se evalúa qué tecnologías $t \in T$ son admisibles para expandir la capacidad en ese período y en ese nodo y, se selecciona una aleatoriamente. Finalmente, se instala una planta del tipo t en el nodo i en el período y y se actualiza $\text{NewCap}_{i,t,y}$.

Esta mutación permite la expansión de capacidad en plantas con combinaciones período-región-tecnología que no necesariamente son alcanzables mediante el operador del cruzamiento.

CAPÍTULO 6

RESULTADOS

6.1 IMPLEMENTACIÓN

El algoritmo genético NSGA-II se implementó en lenguaje R en una máquina con procesador Intel Xeon de 3.4 GHz con 16 GB de RAM y sistema operativo Windows 7 x64. Se aplica la metodología de solución sobre el SEN (véase capítulo 4). La población inicial se genera utilizando el algoritmo 1 con un parámetro de cercanía $k = 6$. Se utiliza el operador de cruzamiento descrito en la sección 5.1.2 y el operador de mutación de la sección 5.1.3. Se utilizó una población de 200 individuos y 1000 generaciones para la evolución. Cada generación se tarda alrededor de 30 minutos para ser completada. El parámetro k fue fijado por cuestiones prácticas de acuerdo a la recomendación de actores involucrados en la planificación. Los parámetros del algoritmo genético fueron fijados empíricamente en base a ensayos del buen comportamiento del algoritmo. En una configuración de parámetros rigurosa, se debe emplear un diseño experimental y análisis estadístico para su determinación; sin embargo, debido a la naturaleza del caso de estudio, el algoritmo genético necesitó casi cerca de dos semanas para ser completado, por lo que realizar un diseño experimental robusto no es posible.

6.2 DIMENSIONES DEL MODELO MATEMÁTICO

El modelo matemático del caso de estudio tiene las siguientes dimensiones:

- 84,300 variables de decisión,
- 51,501 parámetros,
- 4 funciones objetivo y,
- 74,413 restricciones.

6.3 ANÁLISIS DE LA EVOLUCIÓN DE LA POBLACIÓN

La evolución de la población es monitoreada para mostrar el alcance del algoritmo. Se registra tanto la evolución de los objetivos, como de los valores de las variables. La evolución permite analizar las interrelaciones entre las variables y su efecto en los objetivos.

6.3.1 EVOLUCIÓN DE LOS OBJETIVOS

La figura 6.1 muestra la diversidad del frente de Pareto a lo largo de la evolución; la zona más clara representa la diversidad entre el cuantil 0 y 100, la siguiente zona más oscura representa la diversidad entre el cuantil 25 y 75, la línea oscura representa la mediana de los datos o el cuantil 50. En las primeras generaciones, la variación de las soluciones es pequeña y con valores altos de los objetivos. A medida que avanzan las generaciones, los valores objetivo tienden a disminuir, pero el compromiso entre los objetivos, hace que también aumente la variación. Se observa como buenas soluciones del objetivo económico se encuentran rápidamente y como

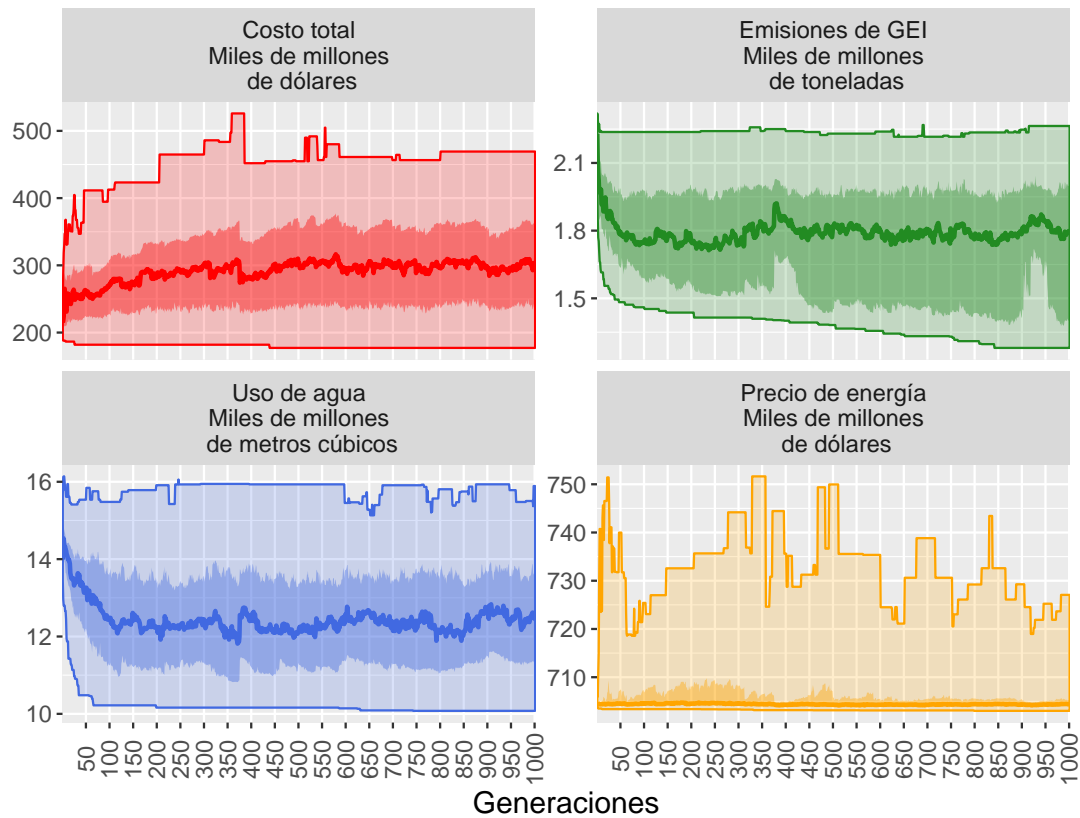


Figura 6.1: Evolución de la diversidad del frente de Pareto. Elaboración propia.

la diversidad de las soluciones hace que la mediana del objetivo se incremente. La deriva genética se puede apreciar en las generaciones 350 a 400 cuando se observa como la variabilidad de las soluciones comienza a disminuir; este proceso es común en los algoritmos genéticos, pero también se aprecia como tras un cambio en la evolución, la variabilidad comienza a crecer nuevamente y da pie a encontrar mejores soluciones.

El efecto de la evolución se puede apreciar también sobre el incumbente correspondiente a cada función objetivo (véase figura 6.2). Note que la evolución tiene un comportamiento estrictamente no creciente, esto debido al elitismo del NSGA-II. Hay momentos en que el descenso de las evaluaciones de algún objetivo se estanca; sin embargo, los otros objetivos están descendiendo, en sus evaluaciones, en ese momento. A futuro, la evolución permite salir del estancamiento del objetivo como se aprecia en la evolución del costo total. Se observa como a partir de la generación

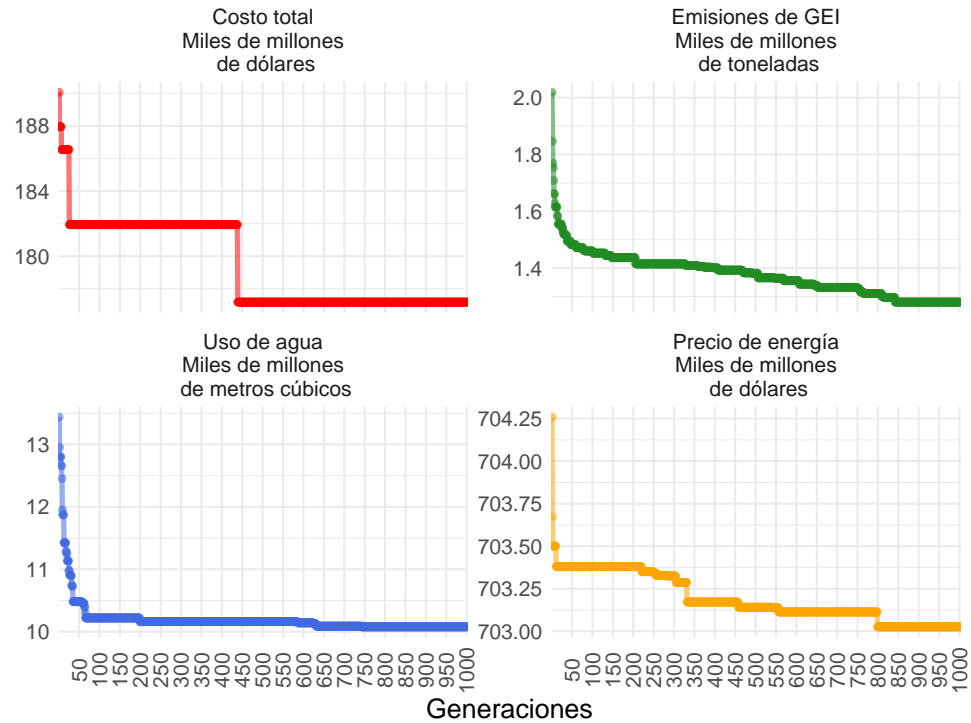


Figura 6.2: Evolución del incumbente de cada función objetivo. Elaboración propia.

850 ningún objetivo mejora, razón por la cuál se detiene el algoritmo en la milésima generación. Sin embargo; observe en la figura 6.1 como la diversidad continúa cambiando en estas generaciones y se aprecia nuevamente un efecto deriva genética.

Note como las soluciones de menor costo convergen muy rápidamente y quedan estancadas durante e muchas generaciones. Este efecto se debe a que la información para este objetivo es más detallada y por ende de la modelación de este problema responde mayormente a fines económicos. Por lo tanto, se puede proporcionar rápidamente una buena planificación unicamente respondiendo al costo de la solución. Por otro lado, la evolución de los objetivos ambientales es lenta, pero gradualmente continúa disminuyendo.

6.3.2 MÉTRICAS DE CALIDAD

En optimización multiobjetivo, existen múltiples métricas para medir la calidad de un conjunto de soluciones.

El hipervolumen [20, 44] puede entenderse como el volumen existente, en el espacio de los objetivos, entre un conjunto de soluciones y un punto de referencia. En el caso de que el punto de referencia sea el punto nadir [37], un valor alto del hipervolumen hace referencia a la calidad del conjunto de soluciones.

La distancia generacional [153] sirve para comparar la calidad de un frente o conjunto de soluciones respecto a otro conjunto de referencia, mide la distancia promedio entre cada solución y el frente de referencia. Una distancia pequeña significa cercanía del frente medido al frente de referencia, si se utiliza el frente de Pareto o una aproximación como referencia, una distancia generacional pequeña es sinónimo de calidad del frente medido.

El indicador epsilon [153] también utiliza otro frente de referencia para medir la calidad, se refiere a la máxima distancia existente entre ambos frentes. Este indicador es menos sensible a cambios pequeños del frente al que se le está aplicando la métrica. Si se utiliza como referencia el frente de Pareto o una buena aproximación, un valor pequeño del indicador epsilon es sinónimo de calidad.

Para evaluar la convergencia del algoritmo genético se mide el hipervolumen, la distancia generacional y el indicador epsilon sobre el frente obtenido durante las generaciones del algoritmo. Se utiliza como referencia para el hipervolumen el punto formado por las peores evaluaciones de los objetivos encontradas en toda la evolución. como una aproximación al punto nadir. En el caso de la distancia generacional y del indicador epsilon, se utiliza como referencia el último frente encontrado en la evolución.

6.3.3 EVOLUCIÓN DE LAS VARIABLES

Los valores de las variables también muestran los cambios durante la ejecución del algoritmo. La figura 6.3 muestra los cambios que tiene la población a lo largo de las iteraciones del algoritmo respecto a los valores de sus variables. La generación, flujo, pérdidas y uso de combustibles se muestran como la suma de todos los años de la planificación. La capacidad de generación y transmisión se muestran únicamente en el año 2032 por ser variables que se van acumulando cada año.

Destaca el comportamiento poco variable de la generación eléctrica, esto se debe a que su valor afecta directamente a todas las funciones objetivo, por lo que su nivel debe ser bajo. Todos sus valores se encuentran por encima de 6397.123 PWh, justo lo necesario para satisfacer la demanda eléctrica considerando los márgenes de reserva (6390.84 PWh) y las posibles pérdidas de energía en la transmisión.

La capacidad de generación presenta un crecimiento significativo respecto a las primeras generaciones seguido de una estabilidad en el resto de la ejecución del algoritmo. Este efecto se aprecia de forma opuesta en el flujo de electricidad, las pérdidas y el uso de combustibles. Note como el incremento de capacidad no aumenta la generación eléctrica, pero decrementa la transmisión de electricidad y por ende las pérdidas por transmisión. Este efecto hace referencia a la instalación de nuevas plantas de generación en ubicaciones favorables (cerca de regiones con alta demanda). La disminución de los combustibles se debe a que estas nuevas plantas instaladas permiten hacer una generación mejor distribuida en todas las regiones y utilizar las plantas instaladas que sean más eficientes en la transformación de energía. Este efecto puede verse en el decrecimiento en los valores de los objetivos ambientales en la figura 6.1. El caso del objetivo de costo total de las planificaciones tiene dos interpretaciones: por un lado, la disminución de las pérdidas y el uso de combustibles permite tener menor costo, como se puede apreciar fácilmente en la figura 6.2. El segundo caso es el incremento de los costos para algunas soluciones, las cuales corresponden a donde los objetivos ambientales mejoran, este efecto se

aprecia en el crecimiento del cuantil 100 en la figura 6.1.

El aumento de la capacidad de transmisión desde mediados de la ejecución favorece la disminución del precio de la energía, como puede observarse en la figura 6.1. El precio de la energía es un objetivo que se ve altamente afectado por la región en donde se produzca la electricidad, razón por la cual el transporte de electricidad disminuye este objetivo, por supuesto afectando el costo total. El precio de la energía y la capacidad de transmisión están correlacionados negativamente.

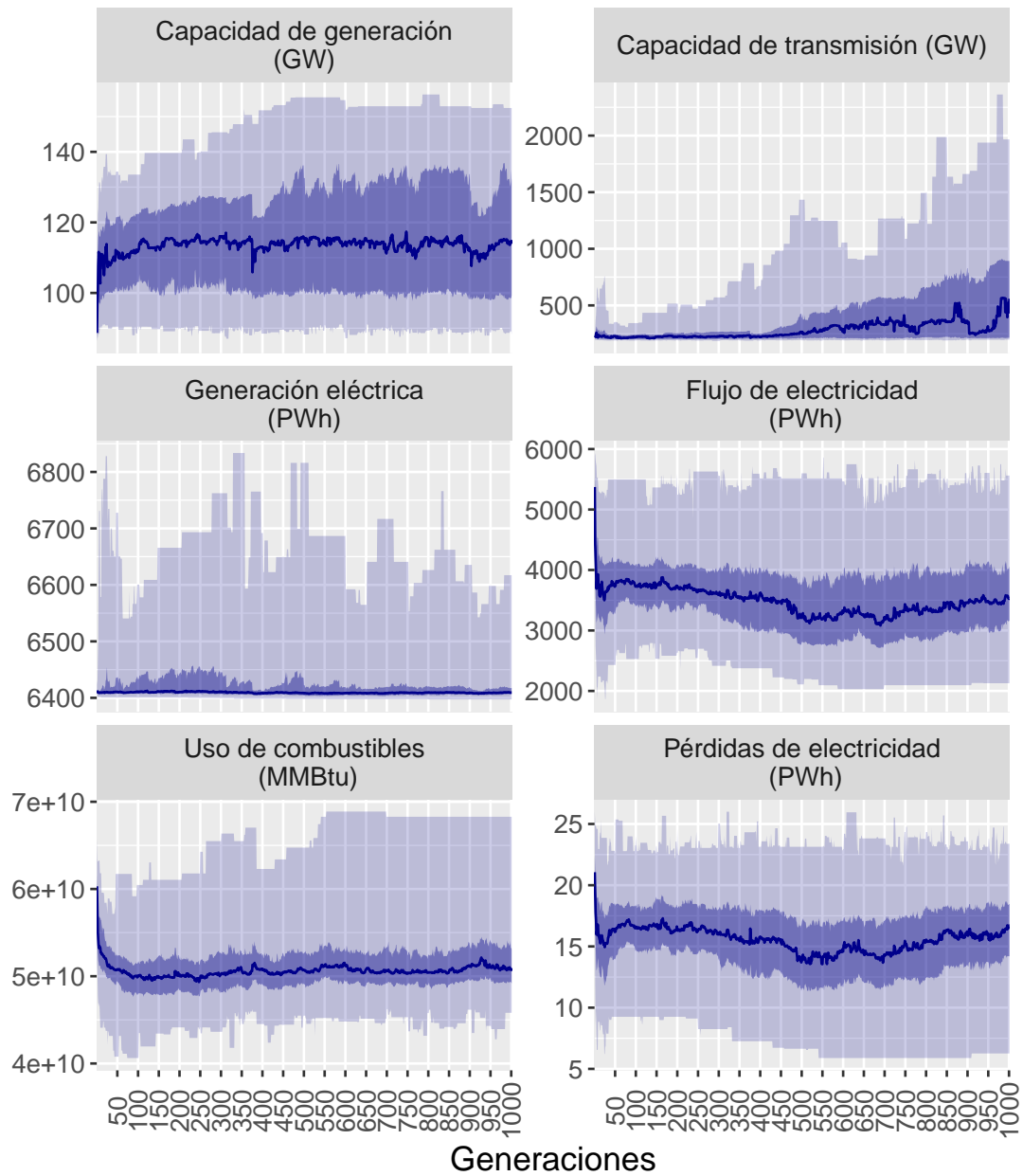


Figura 6.3: Evolución de las variables principales del GTEP. Elaboración propia.

6.3.4 SOBRE LA CONVERGENCIA

En la figura 6.2 se observa la evolución de los incumbentes para cada objetivo. Se aprecia un decrecimiento rápido para todos los objetivos en las primeras

50 generaciones, seguido de un decrecimiento más lento. Si se detiene la ejecución del algoritmo en 50 generaciones, se tienen resultados muy similares a si se ejecuta hasta mil generaciones. En los incumbentes de costo total, uso de agua y precio de energía se lograría una mejora del 2.6% en promedio, mientras que en emisiones de GEI se mejoraría hasta un 13.6% (equivalentes a 203 millones de toneladas de GEI). Además, para la iteración 50 ya se encontraron soluciones que satisfacen la LGCC y LTE. Es claro que se requiere un análisis estadístico y un buen número de ejecuciones del algoritmo para establecer una regla de convergencia; sin embargo, debido al tiempo de ejecución necesario (en promedio 30 minutos por generación), se esboza únicamente la pronta convergencia y se sugiere interrumpir su ejecución en pocas generaciones.

6.4 COMPARACIÓN CON PRODESEN

La planificación del PRODESEN se utiliza como referencia del GTEP para el SEN. Los detalles de la planificación se describen en el capítulo 4. El costo total de dicha planificación asciende a los 167,041 millones de dólares para el período 2018-2032. Las emisiones proyectadas en esta planificación son de 1.98 mil millones de toneladas de GEI. Tanto el uso de agua, como el precio de la energía no se presentan en el PRODESEN, pero es posible calcularlos utilizando la planeación de la expansión de la capacidad y el esquema de generación que incluyen y los parámetros utilizados en este documento. La planeación del PRODESEN utiliza 12, 430 millones de metros cúbicos de agua y su precio de energía total durante los 15 años es 681, 609 millones de dólares.

Las soluciones del frente de Pareto obtenidas mediante la metodología presentada en esta tesis se pueden comparar con la solución del PRODESEN haciendo las siguientes consideraciones:

- Se eliminan los costos por consumo de combustible de nuestras soluciones. Las

soluciones obtenidas consideran los costos de consumo de combustible como un subobjetivo, además de los costos de instalación, los costos fijos y los costos variables. En PRODESEN no se considera por separado el costo por consumo de combustibles pues se establece como parte de los costos variables.

- Se reduce la cota mínima de generación eléctrica en un 15 % en promedio. La solución presentada en PRODESEN considera únicamente la satisfacción de la demanda de energía eléctrica y, la descripción del pronóstico de la misma no establece claramente si se están considerando los márgenes de reserva. Además se considera que, aunque se penaliza, se puede incumplir con la demanda de energía. En este documento, se considera como cota mínima la satisfacción de la demanda de electricidad y los márgenes de reserva y no se permiten incumplimientos.

El efecto de estas consideraciones puede calcularse únicamente en los valores objetivo de costo total y precio de la energía. El costo total se reduce por no considerar los costos de consumo de combustible y al reducir los costos variables por una menor generación eléctrica; sin embargo, la reducción debería considerar también que ante menor generación, posiblemente no se requiera instalar todas las plantas de cada planificación, pero este efecto no puede calcularse *a posteriori*. El precio de la energía únicamente depende la generación eléctrica por región de transmisión y por año de la planificación, por lo que su reducción es exactamente calculada. Para los objetivos ambientales, el efecto de la disminución de la generación debe disminuir las emisiones de GEI pues se puede hacer una mejor distribución en el esquema de generación para evitar producir con tecnologías contaminantes; sin embargo, es muy complicado rehacer el esquema de generación por completo.

La figura 6.4 muestra la comparación en los valores objetivo de la solución del PRODESEN contra los valores objetivo de las soluciones determinadas con la metodología presentada. Los valores de costo y precio de energía de nuestras soluciones se presentan disminuidos de acuerdo a las consideraciones anteriores. Los valores de

costos total, emisiones de GEI y uso de agua son menores bajo las consideraciones pero no se puede calcular la disminución. Los valores objetivo de cada solución obtenida se escala respecto a el valor objetivo correspondiente del PRODESEN. La línea punteada en cero, representa la referencia y el porcentaje en el eje horizontal representa la diferencia porcentual relativa de las soluciones respecto a ésta. Porcentajes negativos significan que los valores objetivo de las soluciones son mejores que la referencia. La figura muestra la densidad de los valores objetivo de las soluciones.

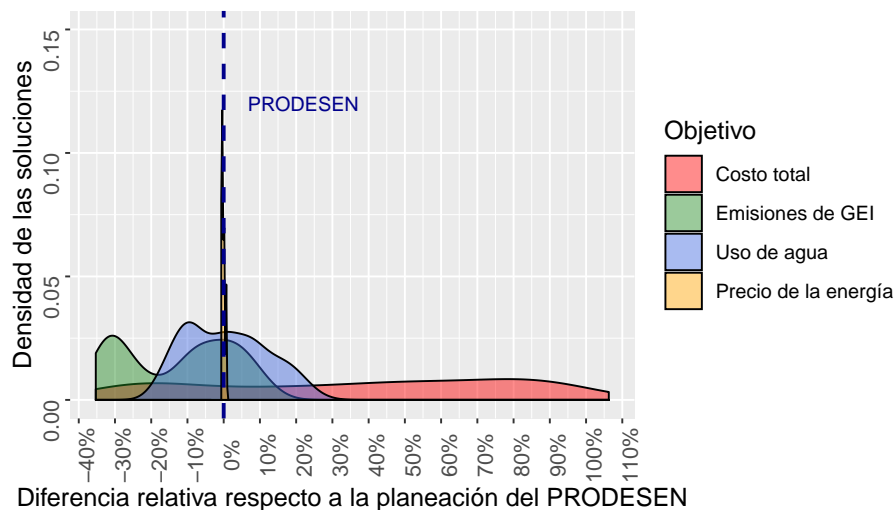


Figura 6.4: Comparación de las soluciones obtenidas con la planeación del PRODESEN

Note que para todos los objetivos, existen soluciones que mejoran a la referencia. En específico, el 28 % de las soluciones tienen menor costo, el 73 % presentan menor generación de emisiones de GEI, el 50 % presentan menor uso de agua y, el 99 % tienen un menor precio de electricidad. Los valores posibles de costo para las soluciones son muy variados, lo cual responde un alto compromiso del costo con el resto de los objetivos. En particular, las soluciones de mayor costo son también las de menor precio de la energía, lo cual se debe a una alta inversión en más capacidad de generación y transmisión. Los valores de precio de la energía tienen muy poca variabilidad, debida a la poca información obtenida para representar este objetivo; los restantes valores objetivo dependen directamente de la tecnología de generación

utilizada, lo cual le agrega más realismo y por consiguiente, más variabilidad a su evaluación.

6.5 ANÁLISIS MULTI OBJETIVO

El enfoque multiobjetivo provee un conjunto de soluciones que son matemáticamente equivalentes, en el sentido de optimalidad, pero tienen conflictos y diferencias en sus valores objetivo. Este conjunto es conocido como frente de Pareto. Es intuitivo pensar que existe un conflicto entre las funciones objetivo consideradas en este documento, no en vano la WEC considera tres aristas para los problemas de planificación energética.

6.5.1 COMPROMISO ENTRE LOS OBJETIVOS

Como es bien sabido en optimización multiobjetivo, el nivel de conflicto entre los objetivos puede ser cuantificado *a posteriori*. La figura 6.5 muestra las relaciones existentes entre los valores objetivo de las soluciones en el frente de Pareto. La matriz de la imagen muestra en la diagonal el comportamiento de cada función objetivo por separado con un histograma, destaca la unimodularidad de distribución de los precios de energía. Las celdas triangulares superiores muestran la correlación entre cada par de objetivos y las celdas triangulares inferiores muestran la gráfica de puntos de cada objetivo, haciendo similitud al frente de Pareto en dos dimensiones.

Existe una fuerte correlación negativa entre el costo total y las emisiones de GEI lo cual muestra el conflicto entre estos dos objetivos. Para disminuir las emisiones de GEI, se tiene que hacer una gran inversión y viceversa. En términos generales, la generación eléctrica en tecnologías limpias es más costosa que en tecnologías convencionales. La operación de las tecnologías convencionales es más barata pero genera más emisiones. Aún en el caso de las plantas de ciclo combinado, las cuales tienen

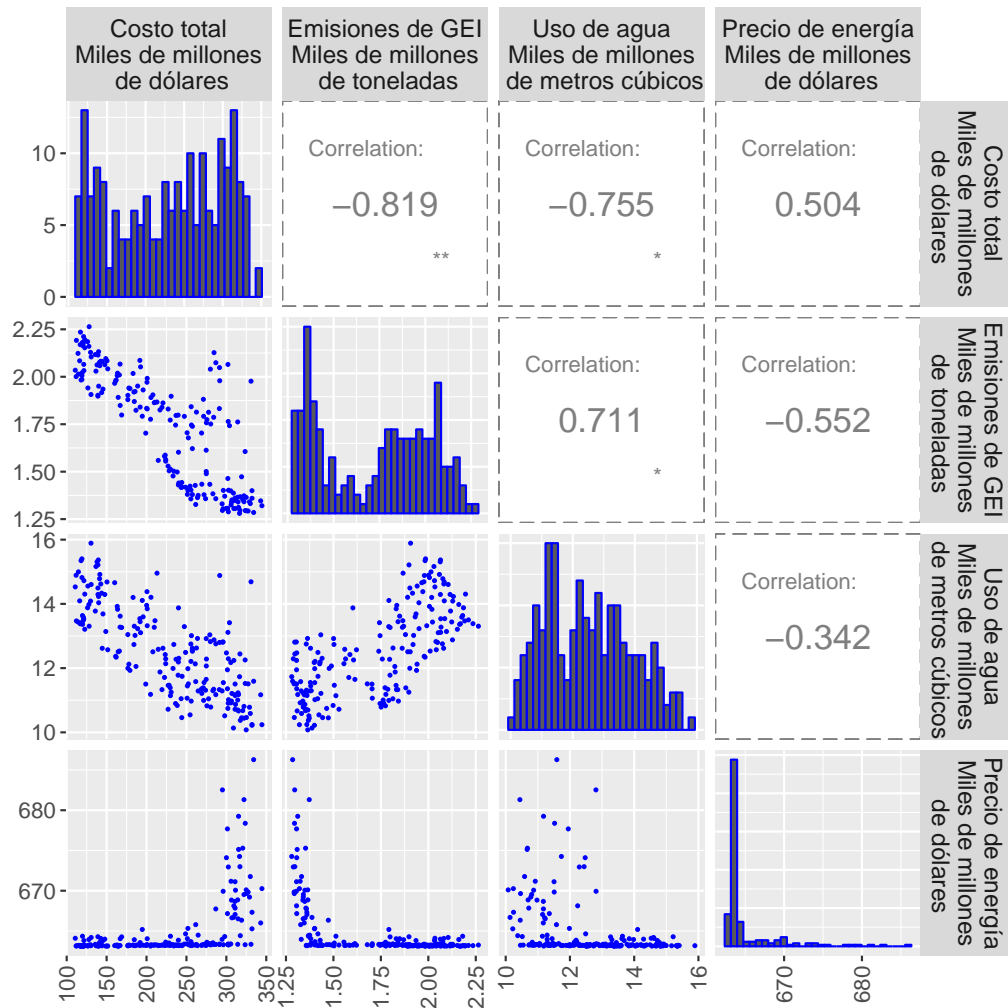


Figura 6.5: Relación entre los valores objetivos del frente de Pareto. Elaboración propia.

una buena relación emisiones-costo, se generan muchas emisiones debido a la alta participación de éstas en la generación.

De igual forma, existe un conflicto entre el costo total y el uso de agua, la correlación entre los objetivos es de -75.5%. Un análisis similar al anterior se puede hacer entre las tecnologías de generación más baratas (tecnologías convencionales) y su uso de agua, generalmente para enfriamiento o producción de vapor.

Los objetivos ambientales (emisiones de GEI y uso de agua), están correlacionados positivamente con un factor de correlación de 71.1%. La correlación positiva

hace bastante sentido pero su valor muestra que no necesariamente una planificación que disminuya las emisiones de GEI disminuye el uso de agua. Esto es sencillo de explicarse tanto por la participación y la operación de las diferentes tecnologías de generación. La mayor parte de la generación se encuentra a cargo de las tecnologías convencionales, las cuales generan emisiones de GEI y también hacen un alto uso de agua. Sin embargo; aún considerando la participación de las energías limpias en la generación, no se tiene una relación positiva entre las emisiones y el uso del líquido. Considere por ejemplo la única planta nuclear en Laguna Verde, Veracruz, la participación de ésta planta en la generación corresponde al 1.3% del total nacional pero consume casi dos veces más agua que todas las plantas de ciclo combinado operando a máxima capacidad, las cuales son capaces de abastecer más del 50% de toda la energía del país.

El precio de la energía no muestra ninguna relación con respecto al resto de los objetivos, hecho que continúa haciendo necesario el uso de técnicas multiobjetivo. Este bajo nivel de relación puede deberse a la falta de información referente a este objetivo. Recuerde que el precio de la energía es un parámetro temporal / regional, que no depende, al menos no en este documento, de las tecnologías de generación.

En conclusión, todas las funciones objetivo deben considerarse en conflicto, la evidencia estadística muestra que ningún objetivo está siendo representado por otro.

6.5.2 ANÁLISIS DEL FRENTA DE PARETO

Como se aprecia en las ecuaciones (3.1) y (3.3), los objetivos de costo total y uso de agua son objetivos agregados. El costo total engloba el costo de instalación, mantenimiento, operación y combustibles, mientras que el uso de agua considera el consumo y extracción del líquido. Un análisis gráfico de la aportación de cada elemento mencionado en el valor objetivo se muestra en la figura 6.6. Se presentan gráficamente los valores objetivo de 50 soluciones representativas del frente Pareto,

ordenadas de acuerdo al costo. La imagen permite analizar las diferencias entre cada planificación y la importancia de las variables que los componen. Las mejores soluciones para cada función objetivo se muestran en un tono más oscuro.

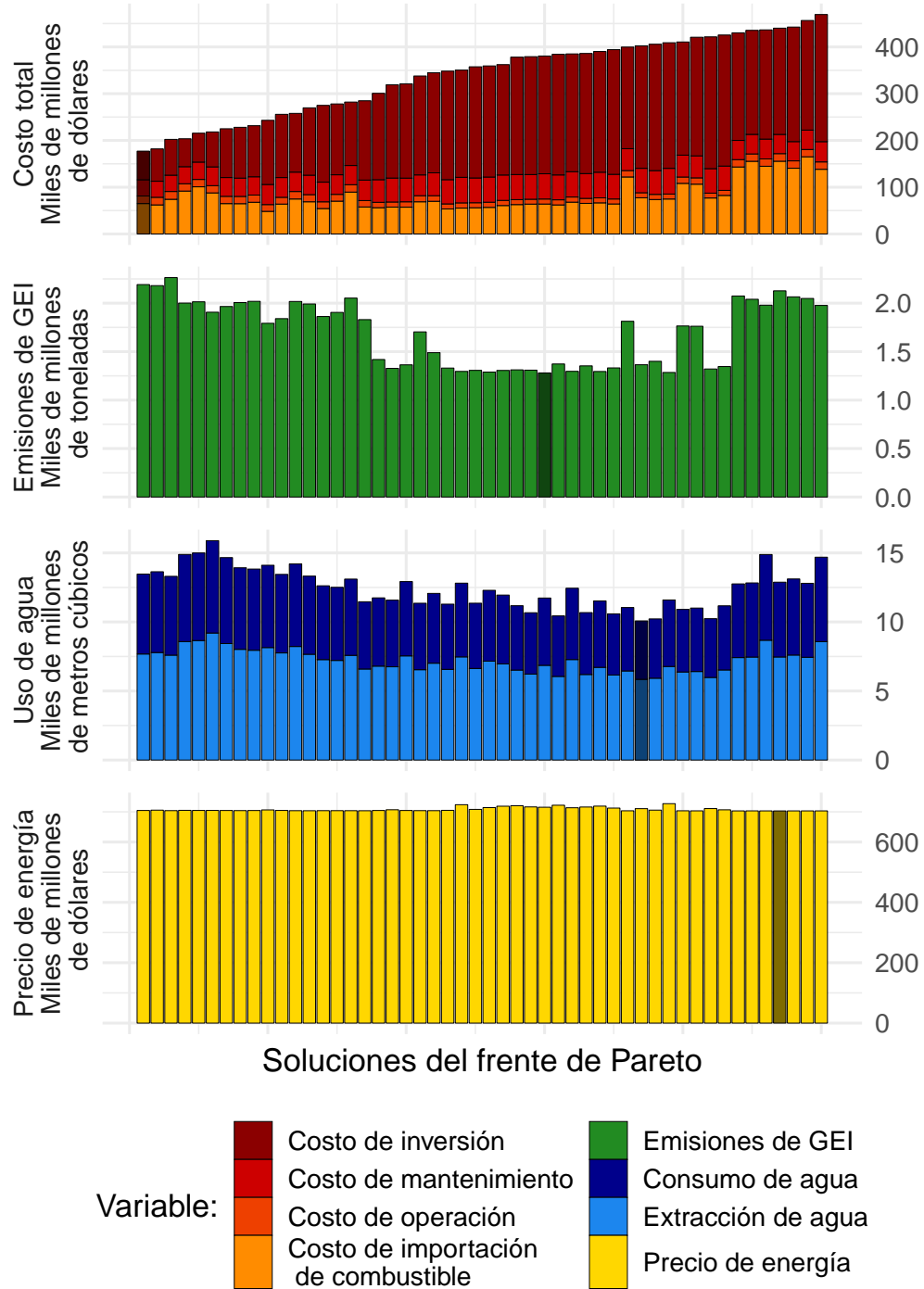


Figura 6.6: Análisis gráfico del frente de Pareto. Elaboración propia.

Las soluciones de bajo costo tienen un bajo nivel de inversión, prueba de ello es que la correlación costo - instalación es de 93.3 %. Una menor instalación de nuevas plantas significa menos capacidad instalada, lo que reduce los costos fijos y variables por mantenimiento y operación. La transmisión de electricidad está correlacionada negativamente con el costo (-73.9 %), lo cual indica que a mayor flujo de electricidad menor costo; es decir, la demanda eléctrica de las regiones de transmisión está siendo satisfecha mediante un envío masivo de energía desde regiones lejanas. El costo total no está correlacionado con el combustible consumido (correlación de 0.05 %), esta conclusión da pie a un análisis futuro interesante sobre la correcta modelación del consumo y costos de los combustibles, una posible vía de continuación de este trabajo.

Las soluciones de bajas emisiones de GEI y bajo uso de agua presentan un alto grado de instalación de nuevas plantas, por lo que el costo de inversión aumenta. La correlación entre estos objetivos y la instalación es de -85 % y -79.8 %, respectivamente. Este hecho confirma la necesidad de una transformación renovable de la matriz energética. Se aprecia también una disminución del combustible utilizado, debido a la naturaleza renovable de las tecnologías de generación instaladas y su participación en la generación nacional.

La generación eléctrica no influye estadísticamente en el costo, las emisiones de GEI y el uso de agua. La correlación de esta variable respecto a los objetivos es 41.9 %, -55.4 % y -33.7 %, respectivamente. Este análisis justifica experimentalmente que el algoritmo minimiza la generación total a un nivel suficiente para la factibilidad, pero haciendo despreciable su valor para las funciones objetivo, siendo que en su definición, ésta variable es determinante.

Las soluciones de menor precio de la energía son las más costosas, tienen un alto nivel de instalaciones nuevas y un consumo mayor de combustibles. Desde el enfoque de este objetivo, la generación eléctrica es lo más importante y se tiene una correlación del 99.9 %. Estas soluciones presentan los niveles más bajos de generación

y para lograrlo se expande la capacidad de egeneración con tecnologías convencionales muy cercanas a las regiones que están demandando la energía. como resultado, estas soluciones tienen un alto grado de emisiones de GEI y un alto consumo de agua, además de un alto costo.

El tomador de decisiones puede apoyarse de la figura 6.6 para visualizar el compromiso existente entre los objetivos. Además, la importancia mostrada de cada variable en los diferentes objetivos permite dirigir las decisiones a un nivel operativo.

6.6 ANÁLISIS DE LAS MEJORES SOLUCIONES PARA CADA OBJETIVO

En optimización multiobjetivo, la solución que optimiza todas las funciones objetivo no existe por definición, no en vano esta hipotética solución es conocida como solución ideal. Las soluciones que representan el óptimo de cada objetivo suelen ser altamente contradictorias entre sí y reflejan el compromiso existente entre las decisiones que constituyen cada planificación.

Las figuras 6.7 y 6.8 muestran la comparación entre las mejores soluciones monobjetivo, la solución propuesta y la solución del PRODESEN. La solución propuesta será descrita más adelante. Cada columna en las gráficas hace referencia a una solución y cada fila a una tecnología de generación. Las barras más claras en cada celda representan el nivel de capacidad instalada por cada año de la planificación por tecnología por solución. En general se observa un comportamiento creciente en los niveles de capacidad, reflejando nuevas instalaciones de plantas de ese tipo de tecnología. También se aprecia la desinstalación programada mediante la reducción del nivel de capacidad. Las barras más oscuras representan el nivel de generación horaria promedio en cada año por tecnología por solución. Este nivel hace referencia a la utilización promedio de las plantas, el cuál esta condicionado por el factor de utilización de planta GenAva, haciendo imposible visualizar una utilización total de

las plantas.

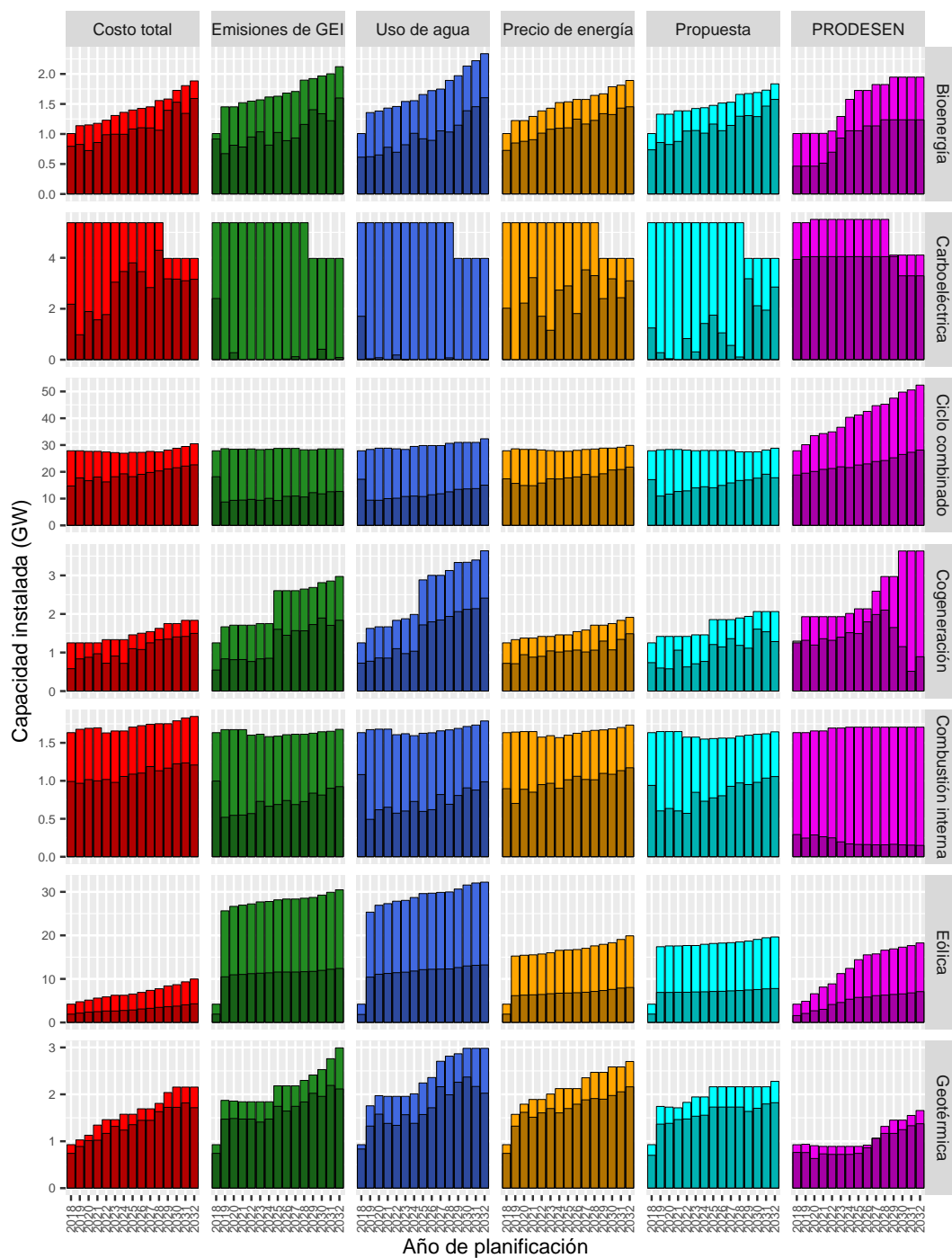


Figura 6.7: Comparación entre las mejores soluciones monobjetivo, solución propuesta y solución del PRODESEN. Parte 1. Elaboración propia.

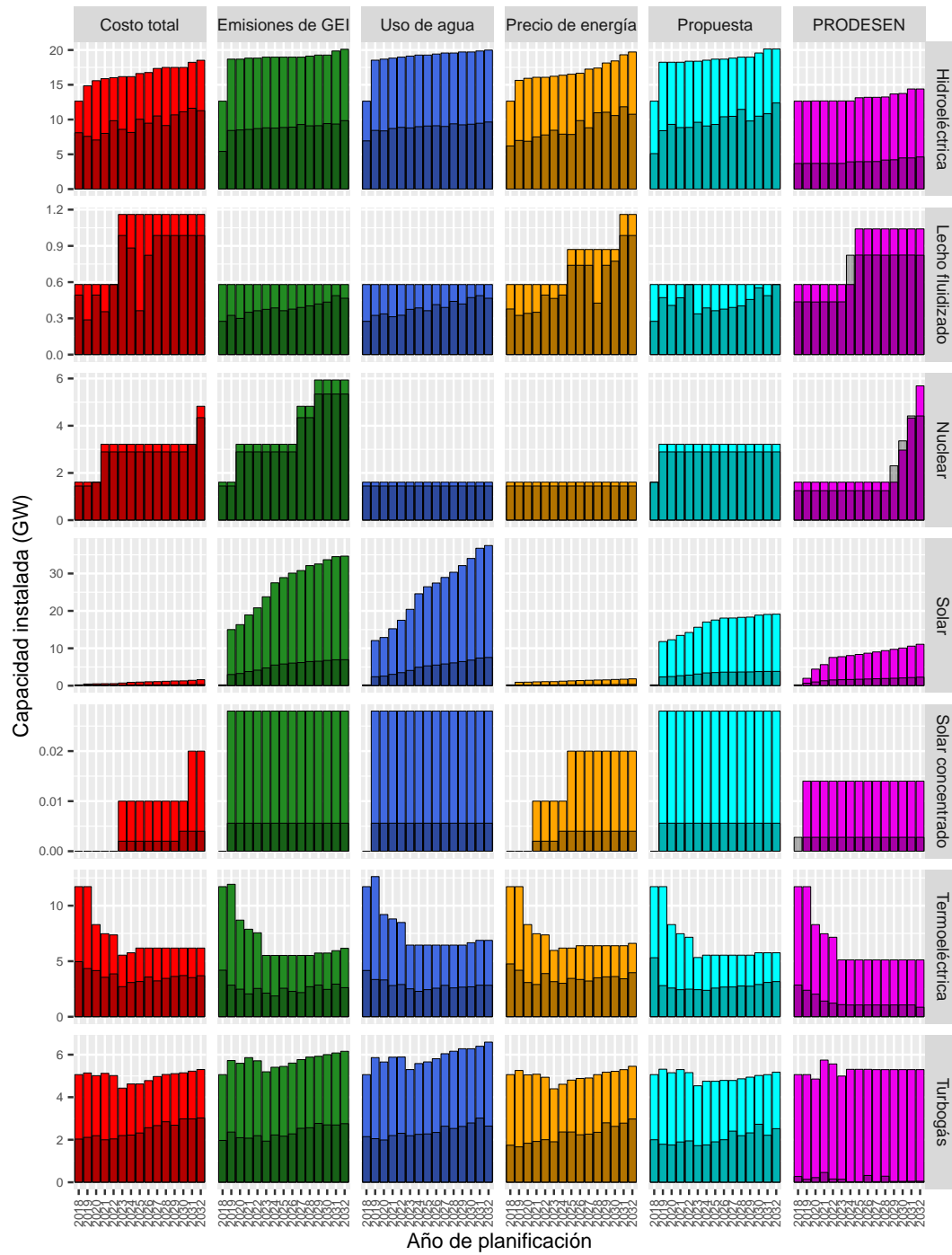


Figura 6.8: Comparación entre las mejores soluciones monobjetivo, solución propuesta y solución del PRODESEN. Parte 2. Elaboración propia.

6.6.1 SOLUCIÓN DE MENOR COSTO

La solución de menor costo encontrada tiene un costo total de 110,702 millones de dólares, equivalente a una mejora del 33.72 % respecto a PRODESEN. Con esta planificación se estima que se generen 2.034 mil millones de toneladas de GEI, equivalente a 2.82 % más que la referencia. Se utilizan 14,528 millones de metros cúbicos de agua, equivalente a 16.8 % más que la referencia. El precio de energía total en esta planificación es 2.5 % mejor que la referencia, con un valor de 664,099 millones de dólares.

El incremento promedio de capacidad de generación es de 1948 MW por año, equivalente a una tasa de incremento promedio anual de 2.43 %. Las plantas eólicas representan la tecnología más instalada con un 22 % del total instalado en los 15 años de la planificación. Destaca la expansión de la capacidad nuclear al triple de la capacidad instalada en 2017.

Las plantas de ciclo combinado generan el 38.9 % de la electricidad total del país. Se tiene una participación del 61 % de las energías convencionales en la generación. De la generación eléctrica restante, el 28 % le corresponde a las energías limpias. En promedio, el nivel de no utilización de las plantas ronda en 0.71 %. Es decir, Las plantas operan al 99.2 % de la capacidad posible, considerando la cota de generación.

Se tiene un consumo de combustible de 58,547 millones de MMBtu, del cual el 39 % fue importado. El gas natural es el combustible más utilizado, el cual representa el 58 % del total del combustible consumido.

En comparación con la planeación del PRODESEN, se aprecia un crecimiento menos escalonado de la capacidad (véanse figuras 6.7 y 6.8). Este fenómeno responde a un adecuado crecimiento para ajustarse a la medra de la curva de demanda y evitar instalaciones prematuras para no pagar mantenimientos innecesarios. Al considerar la satisfacción no sólo de la demanda, sino también de un margen de reserva debido a

la generación renovable se considera el cumplimiento de picos de demanda eléctrica que podrían ser criticados por no disponer de la capacidad instalada desde años anteriores. Destaca la poca instalación de plantas eólicas y solares respecto a la referencia. El nivel de utilización de las plantas instaladas es notorio respecto a la referencia. El efecto del compromiso con los objetivos ambientales se aprecia en la utilización de las plantas carboeléctricas, las cuales se utilizan poco en los años en los que la demanda eléctrica lo permitió. En general, se apuesta por la máxima utilización de las plantas en lugar de la expansión de capacidad.

6.6.2 SOLUCIÓN DE MENOS EMISIONES DE GEI

La solución que permite una menor generación de emisiones de GEI, se logra mediante un incremento en la capacidad del 131 %. El costo total previsto es de 316,531 millones de dólares, equivalente a 89 % más que el PRODESEN. Las emisiones totales de GEI serán 1.28 mil millones de toneladas, lo que representa una reducción del 35 % respecto a la referencia. El agua utilizada en esta planeación representa una mejora del 5.6 % respecto a la referencia. El precio de la energía total es de 674,257 millones de dólares (1.07 % mejor).

La figura 6.9 muestra el porcentaje de participación en la generación eléctrica de las energías limpias. Las metas de la LTE se cumplen todos los años superadas por casi el doble todos los años excepto el 2018. El crecimiento en la participación de 2018 a 2019 responde a la puesta en marcha de las nuevas plantas instaladas. En específico, la participación del 2018 se debe únicamente al cambio en el esquema de generación. En 2030, se generan 95.3 millones de toneladas de GEI, cantidad por debajo de las medidas condicionadas de la LGCC, lo que podría financiar su alto costo por medios internacionales. Más aún, de acuerdo a las directivas del acuerdo de París, la cantidad de emisiones de GEI generada se encuentra dentro del rango del presupuesto de carbono fijado para ubicarse en el límite de temperatura de los 2°C.

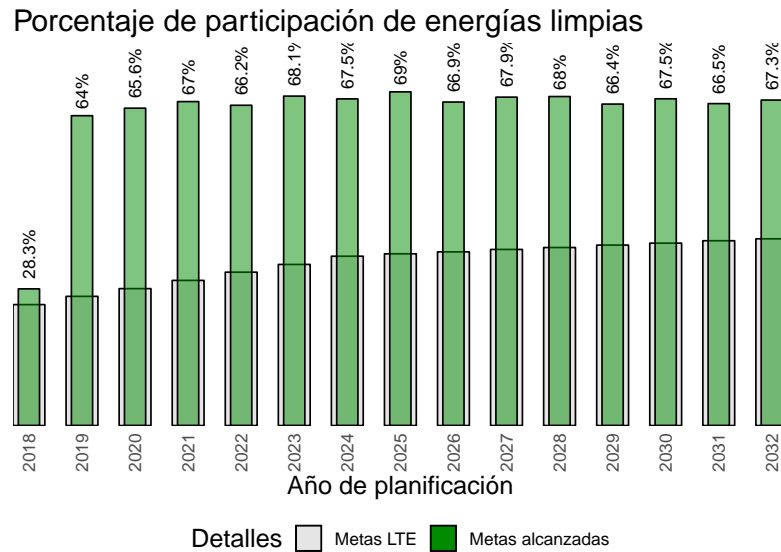


Figura 6.9: Participación de las energías limpias en la generación para la solución de menor emisión de GEI. Elaboración propia.

Se tiene un promedio de instalación anual de 9520.6 MW, equivalente a una razón de crecimiento anual del 8.7%; esta tasa de crecimiento es casi 4 veces mayor que la solución de menor costo. El total de capacidad instalada en 2032 es 146.4 Gigawatt (GW), casi el doble de la capacidad en 2017. El 29.9% de la capacidad nueva instalada en los 15 años corresponde a plantas solares, equivalente a un total de 21.3 GW.

La participación en la generación se distribuye 35% energías convencionales y 65% energías limpias, de éstas últimas, el 53% del total proviene de energías limpias. El desuso promedio de las plantas es del 24.5%, lo que señala el bajo nivel de participación de las plantas convencionales, como muestra, la generación eléctrica de las plantas de ciclo combinado corresponde únicamente al 22%.

Como es de esperar, el consumo de combustibles baja al favorecer la generación renovable. El consumo total de combustible es de 49.7 mil millones de MMBtu. El gas natural es el combustible más utilizado. Se importaron 18.3 mil millones de MMBtu.

Esta solución requiere de un análisis más amplio para su posible implementa-

ción. Conforme a la LGCC, un nivel tan bajo de emisiones tendría que ser financiado por organismos internos pues es de esperar que se requiere una inversión económica importante. Sin embargo; una participación tan alta de energías renovables en la generación eléctrica, pone a discusión la seguridad y estabilidad del sistema eléctrico. Como es sabido, la fluctuación en la generación de las energías renovables requiere de una representación más adecuada que un porcentaje de la capacidad total, como es abordado en este trabajo. Una modelación adecuada del potencial de energías renovables, su variación y comportamiento en la generación se deja como otra vertiente futura de esta investigación.

En comparación con la planificación de referencia se aprecia una mayor instalación de plantas solares (casi el triple) y eólicas. Destaca la reducción de utilización de las plantas convencionales, principalmente las plantas carboeléctricas, las cuáles casi caen en desuso. Como propuesta futura, conviene analizar los beneficios de la desinstalación programada de plantas.

6.6.3 SOLUCIÓN DE MENOR USO DE AGUA

La solución de menor uso de agua es bastante similar a la solución de menos emisiones de GEI. Únicamente se diferencian en la nula expansión de capacidad nuclear. La energía eléctrica que provendría de las plantas nucleares es suplida por plantas de cogeneración y en su mayoría por las plantas de ciclo combinado. Esta relación confirma el análisis de correlación hecho en la sección 6.5.1. Más aún, señala el camino hacia una correcta definición de energías limpias.

Las emisiones de GEI a 2030 correspondientes a esta planificación son 103.5 millones de toneladas, nivel aún por debajo de la meta condicionada de la LGCC, pero a un mayor costo que la planeación de menos emisiones (324,864 mil millones de dólares). El uso total de agua con esta planificación es de 10 mil millones de metros cúbicos, equivalente a una disminución del 18.9% respecto al PRODESEN.

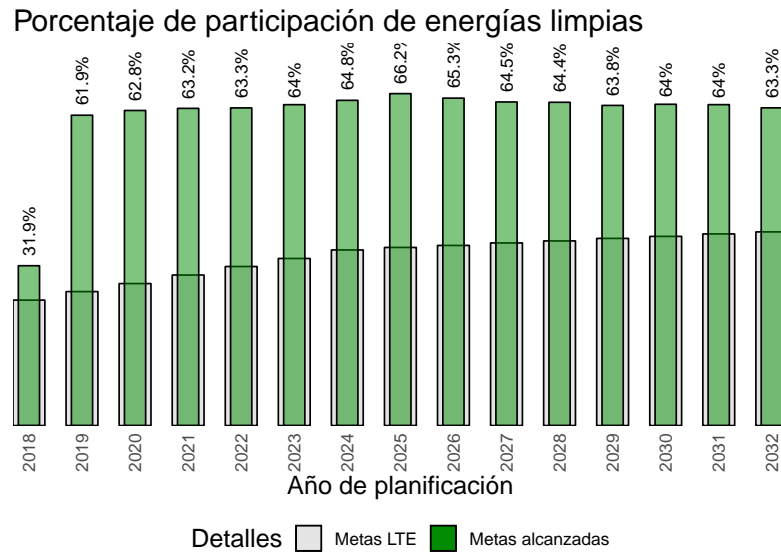


Figura 6.10: Participación de las energías limpias en la generación para la solución de menor uso de agua. Elaboración propia.

Las metas de la participación en la generación de las energías limpias de la LTE son cumplidas con creces, como lo muestra la figura 6.10.

6.6.4 SOLUCIÓN DE MENOR PRECIO DE ENERGÍA

La solución de menor precio de energía tiene un alto nivel de expansión de la capacidad, con una razón de crecimiento anual del 4.9% equivalente a 4406 MW al año. Las plantas eólicas representan el 29% de esta expansión durante toda la planificación. Las tecnologías convencionales tienen una participación del 56.8% en la generación total, tan solo las plantas de ciclo combinado representan el 36.7% de la generación total. Destaca la utilización de las tecnologías convencionales (93%).

El consumo de combustible es alto, durante todo el horizonte de planificación se consumen 53,851 millones de MMBtu. El 61% de este combustible es gas natural. El total de combustible importado equivale al 35% del combustible consumido.

La mejor solución para el objetivo de mínimo precio de energía es bastante

similar en valores objetivo a la planificación del PRODESEN. Con respecto a la referencia, esta solución tiene una mejora en costo del 1.5 %, una mejora del 4.4 % de emisiones de GEI, un consumo de agua 0.6 % mayor y un precio de energía 2.7 % menor.

El costo total de esta solución, ajustado a la forma de comparación con la referencia, es de 164,502 millones de dólares. El costo total calculado bajo las consideraciones de este trabajo es de 664 mil millones de dólares. Se aprecia fácilmente la diferencia entre los valores, producto en su mayoría por el precio en el consumo de combustibles. Este hecho reafirma la necesidad de una mejor modelación de los costos y consumos de combustible, tanto en este documento, como en la medición considerada en el PRODESEN.

6.7 PLANIFICACIÓN PROPUESTA

El enfoque multiobjetivo permite analizar una amplia variedad de soluciones del GTEP, las cuales representan una planificación de largo plazo. Seleccionar una solución del frente de Pareto para proponer como la mejor solución es un ejercicio subjetivo que puede, en la medida de lo posible, apoyarse en la experiencia del tomador de decisiones. Recordando que matemáticamente toda solución determinada con esta metodología es equivalente, el que sigue es un ejercicio de justificación para seleccionar una solución.

En este documento, proponemos una solución que considera un aspecto fundamental que no fue abordado en la metodología, el cumplimiento de los acuerdos de París para una transición adecuada de la matriz energética a una visión renovable del SEN. La planificación propuesta es la solución más económica que cumple con los requisitos transpuestos para México en los acuerdos de París. La LGCC establece la reducción del 22 % de emisiones de GEI al 2030, en específico para el sector eléctrico, este monto equivale a no sobrepasar las 130 millones de toneladas en dicho año.

Por el conflicto entre los objetivos económico-ambientales, la solución propuesta es la de menor costo que cumpla el requisito de la LGCC. De las 200 soluciones del frente de Pareto, hay 86 soluciones con un valor de emisiones de GEI menor a 130 toneladas en 2030.

La solución propuesta tiene un costo total de 214,700 millones de dólares (28.5 % más que el PRODESEN), una generación total de emisiones de GEI de 1,559 millones de toneladas (21.2 % menos que la referencia), un total de agua utilizada equivalente a 12,586 millones de toneladas (1.2 más que la referencia) y 663,187 millones de dólares como precio de energía (2.7 % menos que la referencia).

La figura 6.11 muestra una comparativa de los valores objetivo de la solución propuesta, la solución de referencia y las mejores soluciones encontradas para cada uno de los objetivos. Los valores objetivo fueron normalizados para su comparación considerando el mínimo y máximo valor de cada objetivo en el frente de Pareto. Los incumbentes de cada objetivo, se encuentran en el *cero* de su solución correspondiente. Note como los valores objetivo de las mejores soluciones de cada objetivo son bastante contrastantes, por ejemplo, la solución de menos emisiones tiene un alto costo muy cercano al máximo. La solución del PRODESEN presenta valores altos en las emisiones de GEI y el precio de energía. La solución propuesta se muestra bastante equilibrada con todos sus valores objetivos situados por debajo del 50 % del rango de cada objetivo. Este análisis gráfico permite visualizar el buen compromiso que tiene la solución seleccionada.

En las figuras 6.7 y 6.8 se aprecia la expansión de la capacidad en tecnologías de generación renovables, tan sólo de 2018 a 2019 se añaden 33969 MW de capacidad, un crecimiento del 45 % respecto a 2017. Los años subsecuentes, la expansión de la capacidad sigue un ritmo promedio de expansión de 1302 MW. En total, se instalaron 94609 MW en toda la planificación, de los cuales, el 63.8 % corresponden a tecnologías renovables (27.3 % plantas solares, 20.5 % plantas eólicas y 14.5 % plantas hidroeléctricas). El 27 % de la expansión correspondiente a tecnologías con-

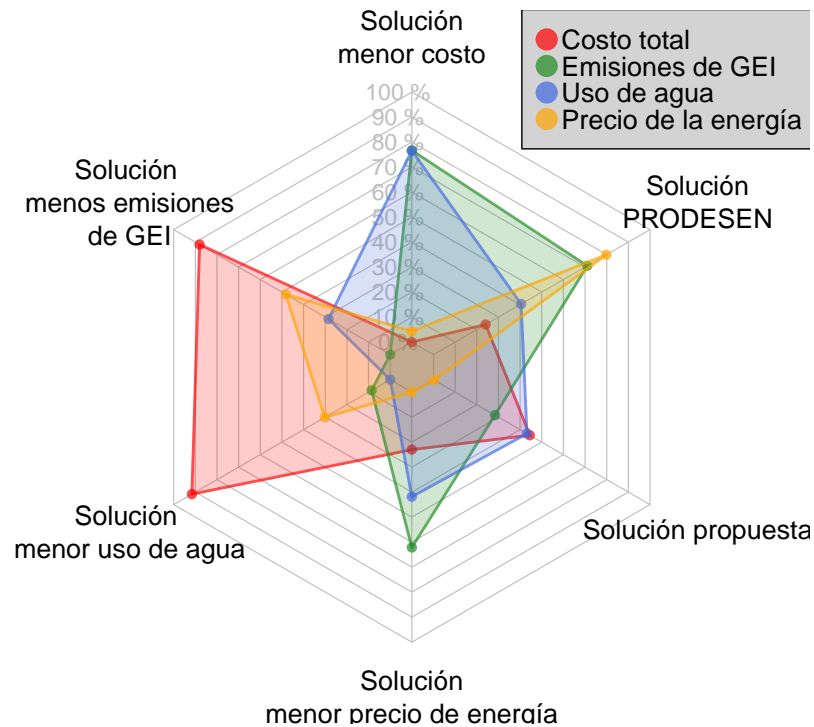


Figura 6.11: Comparación de los valores objetivo de la solución propuesta. Elaboración propia.

vencionales se dividen en 14 % en plantas de ciclo combinado (13,675 MW), 5 % en plantas termoeléctricas (5,125 MW) y 3.6 % en plantas de turbogás (3,390 MW).

Las plantas convencionales tienen un porcentaje de participación en la generación eléctrica total del 46 % y las tecnologías renovables del 43 %. Las plantas convencionales tienen un porcentaje de utilización promedio de 62 %, contra 98 % de las plantas de energías limpias.

La capacidad de generación desglosada por tecnología se muestra gráficamente en la sección B.1. La figura 6.12 muestra la demanda cubierta promedio anual por región de transmisión. Entiéndase demanda cubierta por la diferencia entre la ge-

neración eléctrica de todas las plantas en una región de transmisión y la demanda (considerando los márgenes de reserva) de esa región. La escala de calor muestra en azul a las regiones de transmisión que tienen un excedente de electricidad; es decir, generan más de lo que necesitan. El color rojo representa el nivel de déficit de energía, destaca la región Central con un déficit de 41.492 GWh en promedio al año a pesar de su alto nivel de capacidad instalada (véase figura B.1). Las líneas de color negro representan la capacidad de los corredores de transmisión y las líneas rojas representan el porcentaje de utilización del corredor; es decir, representan el flujo de electricidad promedio por hora en ese corredor. Note como el flujo de electricidad se concentra en los corredores entre regiones cercanas a la región Central (31), muestra de la estrategia para reducir pérdidas eléctricas de la metodología propuesta. Se aprecia como el corredor Lázaro Cárdenas-Central (29-31) se amplió por la necesidad de enviar más energía, la línea roja en este corredor se ve delgada por el porcentaje que ocupa de la nueva capacidad.

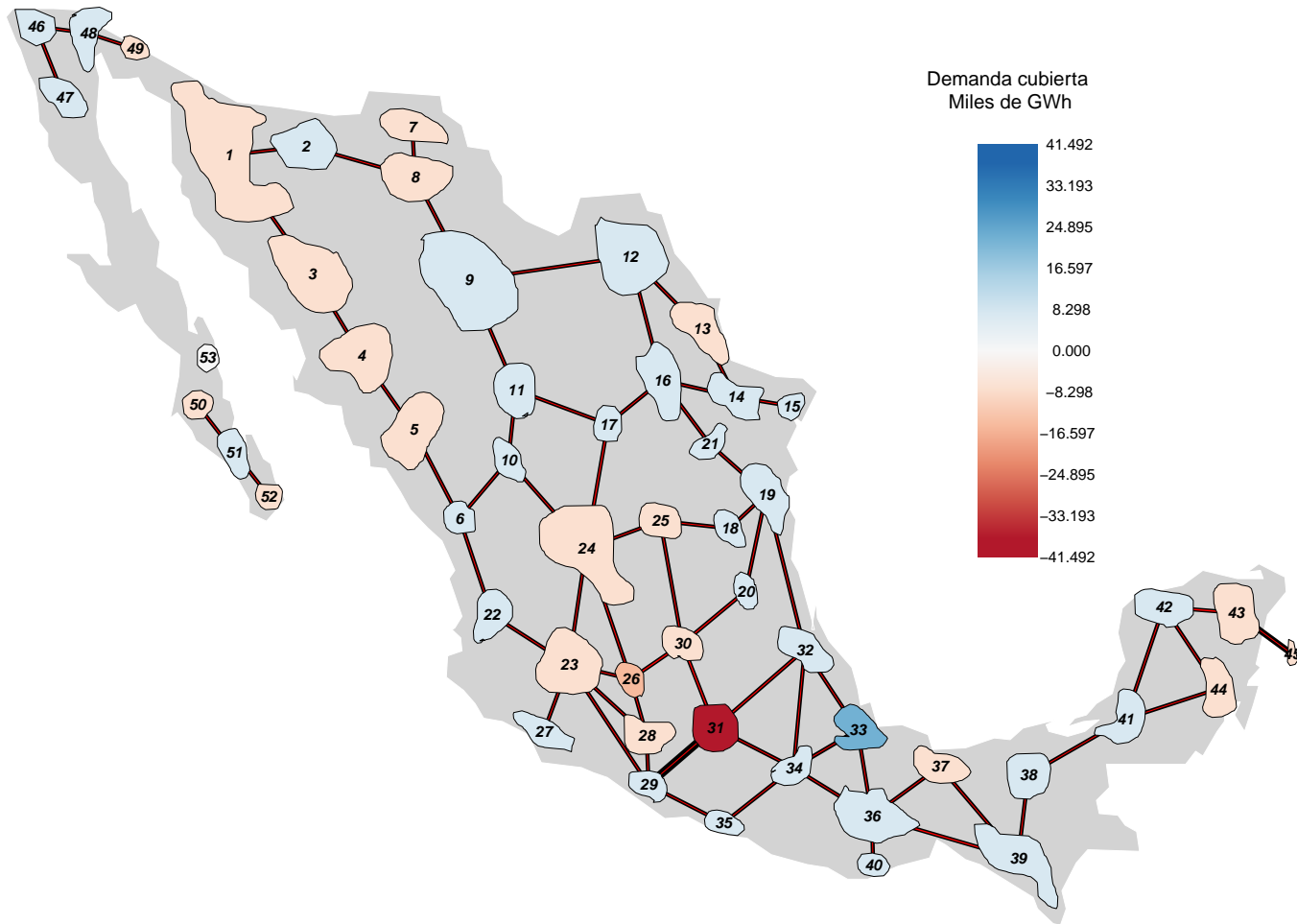


Figura 6.12: Comparación de los valores objetivo de la solución propuesta. Elaboración propia.

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES

Este trabajo aborda el estudio del problema de planificación de la expansión de la capacidad de generación y transmisión de la red de suministro eléctrico, bajo un enfoque multiobjetivo que considera simultáneamente la minimización de los costos del sistema, la minimización de las emisiones de gases de efecto invernadero y del uso de agua debido a la generación eléctrica y, la minimización del precio de la energía a los consumidores finales.

Se propone una formulación no lineal entera mixta que representa los tres vértices del trilema energético: la seguridad energética con la consideración de márgenes de reserva y la obligación del completo suministro eléctrico; la equidad energética con la minimización del precio final al consumidor y; la sostenibilidad ambiental con la minimización de los gases de efecto invernadero y la reducción del uso de agua en las plantas generadoras. Se consideran pérdidas de electricidad debidas a la transmisión y uso e importación de combustibles. La utilidad de la formulación es la representación del problema y facilidad de comunicación interdisciplinar.

Se desarrolla una metodología de optimización multiobjetivo que utiliza un algoritmo genético NSGA-II para obtener una aproximación al frente de Pareto. Esta investigación representa el primer estudio del GTEP con las características mencionadas cuyo objetivo es la determinación de soluciones al problema que manifiesten

un buen compromiso entre las funciones objetivo. El algoritmo genético no es contrastado contra otros algoritmos multiobjetivo para evaluar su calidad; sin embargo, sí se presenta un análisis de la convergencia del algoritmo midiendo diferentes métricas de calidad multiobjetivo, la variación de los valores objetivo, la evolución de los incumbentes de cada objetivo y, la variación de las variables de decisión.

El enfoque multiobjetivo permite la obtención de múltiples y diversas soluciones para el caso de estudio, algunas de las cuales son competitivas con la planificación 2018-2032 de la SENER. Se presenta un análisis holístico de las soluciones que permite visualizar el impacto de las preferencias que se tengan por los objetivos. Por la naturaleza de la investigación, no se cuenta con el apoyo de personal calificado que pueda fungir como tomador de decisiones; por lo tanto, este trabajo carece de una metodología formal de apoyo a la toma de decisiones. Una línea de continuación sería conducir a un tomador de decisiones a la selección de una solución no dominada de acuerdo a sus preferencia. Como ejercicio de selección de una solución, se introduce un criterio ajeno a la formulación del problema: los Acuerdos de París fijan una tendencia en la generación de GEI para coadyuvar en la mitigación de los efectos del calentamiento global, la solución propuesta es aquella de menor costo que cumple los Acuerdos de París.

7.1 TRABAJO FUTURO

Este trabajo tiene múltiples líneas futuras, se pueden distinguir tres ramas principales:

- El estudio aislado de los parámetros del modelo. La adecuación o mejora en la representación de cada parámetro es una línea de investigación en sí mismo, que contribuye a la exactitud de los resultados obtenidos con esta metodología.

Ejemplos clave son:

- el pronóstico del consumo eléctrico,

-
- el pronóstico de los precios de los combustibles,
 - la modelación del precio de la energía a nivel geográfico-técnico-temporal,
 - la modelación del consumo de agua por la generación de electricidad,
 - el desarrollo de un atlas de disponibilidad de recursos renovables,
 - la modelación de eficiencia, costos e impacto ambiental de las nuevas tecnologías de generación,
 - entre muchas otras.
- La adecuación de las características y restricciones del modelo en vías de una representación más realista del sector eléctrico. Como ejemplos pueden mencionarse el considerar:
 - importaciones y exportaciones de electricidad,
 - disponibilidad, costos de transporte y volatilidad de los precios de los combustibles,
 - generación distribuida,
 - entre muchas otras.
- El estudio de otras metodologías de solución al problema, incluyendo otras metaheurísticas multiobjetivo y, la linearización del problema para evaluar el uso de solvers comerciales.

GLOSARIO

Acuerdo de París es un acuerdo dentro del marco de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático que establece medidas para la reducción de las emisiones de GEI a través de la mitigación, adaptación y resiliencia de los ecosistemas. Su objetivo es mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2 C con respecto a los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1.5 C. 38

capacidad de generación de electricidad (MW) es la potencia eléctrica máxima que un generador de electricidad puede producir en condiciones específicas. Esta potencia se mide típicamente en megawatts (MW). La capacidad del generador está determinada por el fabricante e indica la producción máxima de electricidad que un generador puede producir sin exceder los límites térmicos del diseño. 13

consumo de energía (GWh) es el total anual de ventas de energía, autoabastecimiento remoto, importación y usos propios. 28

consumo final de energía (GWh) es el total anual de ventas de energía eléctrica y autoabastecimiento remoto, consumidos por los usuarios finales. 28

costo de falla (USD/MWh) es el valor promedio por unidad de energía eléctrica demandada no suministrada. En el ejercicio de planeación se consideró un valor de 2,600 dólares por MWh sin suministrar. 37

costo fijo de operación y mantenimiento (USD/MW) es el costo anual por concepto de sueldos y salarios, mantenimiento programado, servicios generales,

administración, entre otros 7, 37

costo unitario de inversión (USD/MW) es el costo asociado al desarrollo de un proyecto de generación, incluye los conceptos de ingeniería, suministro y construcción de la unidad generadora, estudios, diseño, permisos, y otras actividades relacionadas con la obra 7, 37

costo variable de operación y mantenimiento (USD/MWh) es el costo por concepto de materias primas, insumos, combustible, equipos, materiales, refacciones, mantenimiento mayor, entre otros 7, 37

curva de carga (MWh/h) (también llamada curva de demanda horaria) es la variación secuencial de la demanda de potencia horaria en un intervalo de tiempo determinado. 9

curva de referencia (MWh/h) es la curva de duración de carga que excluye los valores atípicos de demanda causados por efectos aleatorios como huracanes u otras situaciones meteorológicas extraordinarias, condiciones de emergencia, efectos por falla en equipo eléctrico, entre otros. 28

efecto Joule es el fenómeno por el cual parte de la energía cinética de los electrones que circulan por un conductor se transforma en calor, debido a las colisiones atómicas por el movimiento desordenado de los electrones en el cable. La potencia calorífica de la corriente se expresa como: $P = I^2R$, donde I es la intensidad o corriente eléctrica y R es la resistencia eléctrica del material conductor. 4

factor de carga (%) es la relación entre el consumo en un periodo específico y el consumo que resultaría de considerar la demanda máxima de forma continua en ese mismo periodo. 28

factor de participación de carga (%) es la distribución de la demanda máxima anual en cada región de transmisión por región de control. 29

factor de planta es el cociente entre la energía real generada por una central eléctrica durante un período de tiempo (generalmente anual) y la energía generada si hubiera trabajado a máxima capacidad durante ese mismo período. Es

una indicación de la utilización de la capacidad de la planta respecto a un periodo de tiempo. 9, 22, 43

generación de electricidad (MWh) es la cantidad de electricidad que un generador produce durante un período específico de tiempo. Por ejemplo, un generador con una capacidad de 1 MW que funciona a esa capacidad de manera consistente durante una hora producirá 1 megawatt hora (MWh) de electricidad. 4, 15

precio medio de electricidad (USD/kWh) es el promedio anual del precio que paga un usuario final por una unidad de energía recibida, de acuerdo con el sector tarifario en cada región de control. 28

producto interno bruto (USD) es el valor monetario anual de la producción de bienes y servicios de un país. 28

resistencia eléctrica es un parámetro técnico que mide la oposición al paso de la corriente eléctrica de la línea de transmisión con base a la longitud, material y temperatura del conductor. 27

tensión (V) (también denominada voltaje) es una magnitud física que cuantifica la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos. Esta diferencia de potencial produce una circulación de cargas y por tanto una corriente eléctrica. 4

usuarios finales son el número total anual de usuarios finales del sector eléctrico por sector tarifario en cada región de control. Los sectores tarifarios son los siguientes: residencial, comercial, servicios, agrícola, mediana empresa y gran empresa. 28

SIGLAS

BC Sistema Eléctrico Baja California 11, 13

BCS Sistema Eléctrico Baja California Sur 11, 13, 42

CA Corriente Alterna 23

CC Corriente Continua 23

CeMIEGeo Centro Mexicano de Innovación en Energía Geotérmica 22

CENACE Centro Nacional de Control de Energía 28

CFE Comisión Federal de Electricidad 42

ENS energía no suministrada 9, 37, 51

GEI Gases de Efecto Invernadero 6, 7, 17–21, 24–26, 38–40, 48, 60–65, 67, 68, 71, 72, 74, 76, 77

GEP Problema de Planeación de la Expansión de Generación 5

GTEP Problema de Planeación de la Expansión de la Generación y Transmisión 6, 46, 48, 60

GW Gigawatt 73

GWh Gigawatt-hora 15, 17–23, 25, 27

kg Kilogramo 31, 33, 34

kV Kilovoltio 4

LGCC Ley General de Cambio Climático 38, 60, 72, 74, 76, 77

LIE Ley de la Industria Energética 17, 21

LTE Ley de Transición Energética 21, 39, 60, 72, 75

m³ Metro cúbico 31

MJ Megajoule 31, 33, 34

MMBtu Millón Btu 31, 33–35, 73, 75

MW Megawatt 13, 14, 17–25, 71

NREL National Renewable Energy Laboratory 41

NSGA-II Fast and Elitist Nondominated Sorting Genetic Algorithm 46, 47, 54, 55

PRODESEN Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032 13, 14, 26, 28, 35, 38, 40, 42, 60–62, 71, 72, 74, 76, 77

SEM Sistema Eléctrico Mulegé 11, 13

SEN Sistema Eléctrico Nacional 7, 11, 13, 14, 22, 27, 37, 39, 41, 54, 60, 76

SENER Secretaría de Energía 13

SIE Sistema de Información Energética 31

SIN Sistema Interconectado Nacional 11, 13, 26, 27

TEP Problema de Planeación de la Expansión de Transmisión 5

TWh Terawatt-hora 29

USD United State Dollar 27, 35

WEC Consejo Mundial de Energía 6, 63

APÉNDICE A

INFORMACIÓN DEL SEN

A.1 CAPACIDAD DE GENERACIÓN INSTALADA

Región de transmisión	Tecnologías													
	Bioenergía	Carboeléctrica	Ciclo combinado	Cogeneración	Combustión interna	Eólica	Geotérmica	Hidroeléctrica	Lecho fluidizado	Nuclear	Solar	Termoeléctrica	Termosolar	Turbogás
1	0	0	477	0	0	2	0	135	0	0	1	632	0	42
2	0	0	1247	30	0	0	0	0	0	0	1	37	0	0
3	0	0	0	0	25	0	0	452	0	0	1	484	0	0
4	0	0	0	0	13	0	0	152	0	0	0	320	0	0
5	0	0	0	0	17	0	0	204	0	0	0	0	0	30
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	616	0	0
7	6	0	831	0	24	0	0	0	0	0	0	316	0	77
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24	0	0	0
9	1	0	1068	0	80	0	0	27	0	0	32	465	0	0
10	2	0	582	0	0	0	0	20	0	0	62	0	0	23
11	2	0	839	0	35	0	0	0	0	0	20	327	0	84
12	0	2600	260	0	24	0	0	66	0	0	0	16	0	70
13	0	0	0	0	43	0	0	33	0	0	0	0	0	0

Tabla A.1 continúa desde la página anterior

14	0	0	359	0	0	306	0	0	0	0	0	300	0	20
15	0	0	1490	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	32	0	3687	42	77	22	0	0	0	0	0	79	0	251
17	3	0	298	60	34	340	0	0	0	0	0	0	0	209
18	0	0	0	0	0	0	0	19	580	0	0	0	0	62
19	40	0	2857	97	62	0	0	0	0	0	0	663	0	262
20	0	0	1236	0	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	249	0	0	0	0	0	0	0	0
22	35	0	0	0	0	0	0	991	0	0	0	0	0	0
23	88	0	0	4	13	0	52	1917	0	0	0	13	0	13
24	4	0	0	6	6	445	0	0	0	0	5	0	0	0
25	49	0	7	0	81	200	0	0	0	0	0	800	0	0
26	0	0	0	0	124	0	0	0	0	0	4	693	0	393
27	0	0	1456	0	0	0	0	11	0	0	0	1300	0	0
28	8	0	0	0	0	0	226	187	0	0	0	0	0	9
29	0	2778	0	0	0	0	0	1520	0	0	0	0	0	0
30	48	0	1498	0	32	0	0	292	0	0	5	27	0	15
31	36	0	1038	102	306	0	0	341	0	0	22	2193	0	757
32	0	0	2371	0	7	0	0	61	0	0	0	2100	0	0
33	206	0	560	0	33	0	0	51	0	1608	0	0	0	0
34	1	0	1108	47	26	66	69	237	0	0	0	66	0	48
35	0	0	0	0	0	0	0	668	0	0	0	0	0	0
36	79	0	0	9	22	0	0	404	0	0	0	125	0	40
37	108	0	398	392	19	0	0	26	0	0	0	162	0	188
38	25	0	0	367	38	0	0	420	0	0	0	0	0	289
39	73	0	0	0	0	32	0	4408	0	0	0	0	0	0
40	0	0	0	0	10	2524	0	0	0	0	0	0	0	0
41	0	0	267	0	0	0	0	0	0	0	0	114	0	247
42	87	0	1229	39	1	0	0	0	0	0	0	244	0	198
43	0	0	0	0	46	2	0	0	0	0	0	0	0	357
44	74	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	293
45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	144
46	0	0	1209	0	2	10	0	0	0	0	1	320	0	345
47	0	0	894	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	27
48	0	0	818	56	27	0	570	0	0	0	5	0	0	184

Tabla A.1 continúa desde la página anterior

49	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60
50	0	0	0	0	105	0	0	0	0	0	0	0	0	33
51	0	0	0	0	210	0	0	0	0	0	30	134	0	89
52	0	0	0	0	34	0	0	0	0	0	0	0	0	217
53	0	0	0	0	41	1	10	0	0	0	1	0	0	60

Tabla A.1: Capacidad de generación instalada por región de transmisión por tecnología (MW).

Región de transmisión	Tecnologías													
	Bioenergía	Carboeléctrica	Ciclo combinado	Cogeneración	Combustión interna	Eólica	Geotérmica	Hidroeléctrica	Lecho fluidizado	Nuclear	Solar	Termoeléctrica	Termosolar	Turbogás
1	28	0	590	0	0	6	0	180	0	0	6178	632	0	42
2	7	0	3198	30	0	208	0	11	0	0	807	37	28	0
3	5	0	3323	160	7	0	60	452	0	0	1571	484	0	0
4	19	0	3342	160	0	0	0	179	0	0	660	320	0	0
5	31	0	0	0	3	0	0	204	0	0	120	0	0	30
6	0	0	4753	0	0	0	0	96	0	0	0	616	0	0
7	16	0	831	160	0	0	0	0	0	0	2232	316	0	77
8	0	0	1813	0	0	0	0	0	0	0	2834	0	0	0
9	91	0	1968	0	163	0	0	929	0	0	1825	365	0	0
10	31	0	582	0	0	0	0	20	0	0	1236	0	0	23
11	106	0	2864	160	47	100	0	0	0	0	4810	327	0	84
12	8	2729	260	0	91	2158	0	66	461	0	20	16	0	70
13	14	0	0	0	2	0	0	33	0	0	0	0	0	0
14	0	0	359	0	0	5492	0	0	0	0	0	300	0	20
15	10	0	1610	0	0	168	0	0	0	0	0	0	0	0
16	59	0	8835	1124	92	2829	0	0	0	0	1152	79	0	875
17	17	0	298	220	27	1799	0	0	0	0	4216	0	0	209
18	0	0	0	0	0	0	0	19	580	0	0	0	0	0
19	100	0	2857	957	21	0	0	0	0	1360	0	663	0	297
20	0	0	2300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	160	0	2297	0	0	0	0	20	0	0	0
22	73	0	0	0	0	0	155	1325	0	0	0	0	0	0
23	356	0	5349	4	609	0	687	1928	0	0	854	13	0	13
24	37	0	0	6	306	2427	180	0	0	0	4884	0	0	0
25	67	0	2407	160	106	1110	0	0	0	0	1000	700	0	0

Tabla A.2 continúa desde la página anterior

26	56	0	4227	0	13	0	0	0	0	0	63	693	0	393
27	96	0	1454	0	0	0	0	33	0	0	0	1300	0	0
28	30	0	0	0	0	0	649	187	0	0	0	0	0	9
29	0	2778	0	0	0	0	0	1520	0	0	0	0	0	0
30	34	0	1507	107	42	434	87	315	0	0	1788	27	0	13
31	1050	0	13419	1187	130	0	53	419	0	0	3895	2193	0	767
32	8	0	6571	160	7	220	0	485	0	0	0	2100	0	0
33	135	0	452	0	7	0	0	118	0	4329	0	0	0	0
34	126	0	1108	207	27	806	182	297	0	0	3150	66	0	5
35	19	0	0	0	0	0	0	1019	0	0	0	0	0	0
36	163	0	0	9	10	380	0	990	0	0	0	125	0	40
37	14	0	348	631	19	400	0	26	0	0	0	112	0	319
38	52	0	1430	2239	38	0	0	465	0	0	0	0	0	202
39	12	0	0	0	0	32	253	4771	0	0	120	0	0	0
40	0	0	0	0	0	10536	0	0	0	0	0	0	0	0
41	0	0	252	0	0	198	0	0	0	0	1000	114	0	47
42	41	0	2293	13	1	3554	0	0	0	0	1957	244	0	68
43	0	0	0	0	4	2	0	0	0	0	0	0	0	190
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120	0	0	72
45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	53
46	68	0	743	0	2	616	0	41	0	0	1	320	0	345
47	14	0	1424	0	0	860	60	0	0	0	146	0	0	27
48	41	0	2782	23	3	0	784	0	0	0	875	0	0	62
49	0	0	2952	0	0	0	0	0	0	0	1120	0	0	340
50	0	0	0	0	105	0	0	0	0	0	226	0	0	33
51	138.9	0	0	0	252.8	200	0	0	0	0	400	114	0	189
52	162.9	0	0	0	4	0	0	0	0	0	100	0	0	217
53	0	0	0	0	63	1	10	0	0	0	1	0	0	60

Tabla A.2: Capacidad de instalación por región de control por tecnología por año (MW).

A.2 GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

Región de transmisión	Tecnologías													
	Bioenergía	Carboeléctrica	Ciclo combinado	Cogeneración	Combustión interna	Eólica	Geotérmica	Hidroeléctrica	Lecho fluidizado	Nuclear	Solar	Termoeléctrica	Termosolar	Turbogás
1	85	80	75	80	70	37	80	61	85	90	20	60	20	60
2	85	80	75	80	70	37	80	61	85	90	20	60	20	60
3	85	80	75	80	70	37	80	61	85	90	20	60	20	60
4	85	80	75	80	70	36	80	61	85	90	19	60	19	60
5	85	80	75	80	70	33	80	61	85	90	19	60	19	60
6	85	80	75	80	70	33	80	61	85	90	19	60	19	60
7	85	80	75	80	70	37	80	61	85	90	21	60	21	60
8	85	80	75	80	70	37	80	61	85	90	20	60	20	60
9	85	80	75	80	70	37	80	61	85	90	20	60	20	60
10	85	80	75	80	70	36	80	61	85	90	21	60	21	60
11	85	80	75	80	70	36	80	61	85	90	21	60	21	60
12	85	80	75	80	70	37	80	61	85	90	18	60	18	60
13	85	80	75	80	70	39	80	61	85	90	0	60	0	60
14	85	80	75	80	70	39	80	61	85	90	17	60	17	60
15	85	80	75	80	70	44	80	61	85	90	0	60	0	60
16	85	80	75	80	70	38	80	61	85	90	19	60	19	60
17	85	80	75	80	70	37	80	61	85	90	21	60	21	60
18	85	80	75	80	70	37	80	61	85	90	0	60	0	60
19	85	80	75	80	70	38	80	61	85	90	17	60	17	60
20	85	80	75	80	70	37	80	61	85	90	0	60	0	60
21	85	80	75	80	70	39	80	61	85	90	18	60	18	60
22	85	80	75	80	70	35	80	61	85	90	19	60	19	60
23	85	80	75	80	70	0	80	61	85	90	20	60	20	60
24	85	80	75	80	70	36	80	61	85	90	21	60	21	60
25	85	80	75	80	70	36	80	61	85	90	20	60	20	60
26	85	80	75	80	70	0	80	61	85	90	20	60	20	60
27	85	80	75	80	70	0	80	61	85	90	18	60	18	60
28	85	80	75	80	70	0	80	61	85	90	20	60	20	60
29	85	80	75	80	70	0	80	61	85	90	0	60	0	60

Tabla A.3 continúa desde la página anterior

30	85	80	75	80	70	33	80	61	85	90	20	60	20	60
31	85	80	75	80	70	33	80	61	85	90	19	60	19	60
32	85	80	75	80	70	38	80	61	85	90	0	60	0	60
33	85	80	75	80	70	36	80	61	85	90	17	60	17	60
34	85	80	75	80	70	37	80	61	85	90	20	60	20	60
35	85	80	75	80	70	0	80	61	85	90	20	60	20	60
36	85	80	75	80	70	40	80	61	85	90	0	60	0	60
37	85	80	75	80	70	46	80	61	85	90	0	60	0	60
38	85	80	75	80	70	36	80	61	85	90	16	60	16	60
39	85	80	75	80	70	40	80	61	85	90	18	60	18	60
40	85	80	75	80	70	48	80	61	85	90	0	60	0	60
41	85	80	75	80	70	37	80	61	85	90	18	60	18	60
42	85	80	75	80	70	42	80	61	85	90	17	60	17	60
43	85	80	75	80	70	40	80	61	85	90	0	60	0	60
44	85	80	75	80	70	37	80	61	85	90	17	60	17	60
45	85	80	75	80	70	40	80	61	85	90	0	60	0	60
46	85	80	75	80	70	39	80	61	85	90	20	60	20	60
47	85	80	75	80	70	37	80	61	85	90	20	60	20	60
48	85	80	75	80	70	39	80	61	85	90	20	60	20	60
49	85	80	75	80	70	39	80	61	85	90	20	60	20	60
50	85	80	75	80	70	37	80	61	85	90	20	60	20	60
51	85	80	75	80	70	36	80	61	85	90	19	60	19	60
52	85	80	75	80	70	36	80	61	85	90	19	60	19	60
53	85	80	75	80	70	36	80	61	85	90	20	60	20	60

Tabla A.3: Capacidad de generación por región de control por tecnología (%).

A.3 TRANSMISIÓN

	Origen		Destino	Capacidad	Longitud
				MW	km
1	Hermosillo	3	Obregón	1400	252
2	Cananea	1	Hermosillo	975	116

Tabla A.4 continúa desde la página anterior

2	Cananea	8	Moctezuma	400	292
3	Obregón	4	Los Mochis	600	230
5	Culiacán	4	Los Mochis	750	214
6	Mazatlán	5	Culiacán	1450	210
6	Mazatlán	22	Tepic	1380	252
7	Juárez	8	Moctezuma	965	381
8	Moctezuma	9	Chihuahua	640	532
9	Chihuahua	11	Laguna	330	150
10	Durango	6	Mazatlán	600	150
10	Durango	24	Aguascalientes	300	215
11	Laguna	10	Durango	550	206
11	Laguna	17	Saltillo	550	182
12	Río Escondido	9	Chihuahua	450	354
12	Río Escondido	13	Nuevo Laredo	400	169
12	Río Escondido	16	Monterrey	2100	172
14	Reynosa	13	Nuevo Laredo	100	216
14	Reynosa	16	Monterrey	1900	65
15	Matamoros	14	Reynosa	1400	60
16	Monterrey	17	Saltillo	1500	87
17	Saltillo	24	Aguascalientes	1260	494
18	Valles	25	San Luis Potosí	1500	258
19	Huasteca	18	Valles	1050	268
19	Huasteca	20	Tamazunchale	1200	167
19	Huasteca	21	Güémez	1700	201
19	Huasteca	32	Poza Rica	1600	233
20	Tamazunchale	30	Querétaro	1750	197
21	Güémez	16	Monterrey	1500	275
22	Tepic	23	Guadalajara	1150	146
23	Guadalajara	24	Aguascalientes	1000	235
23	Guadalajara	26	Salamanca	700	212
23	Guadalajara	28	Carapan	700	172
23	Guadalajara	29	Lázaro Cárdenas	600	104
24	Aguascalientes	26	Salamanca	1400	56
25	San Luis Potosí	24	Aguascalientes	1300	145
26	Salamanca	30	Querétaro	1600	60

Tabla A.4 continúa desde la página anterior

27	Manzanillo	23	Guadalajara	2800	164
28	Carapan	26	Salamanca	700	203
29	Lázaro Cárdenas	28	Carapan	600	298
29	Lázaro Cárdenas	31	Central	2900	243
29	Lázaro Cárdenas	35	Acapulco	350	176
30	Querétaro	25	San Luis Potosí	300	130
30	Querétaro	31	Central	1750	92
32	Poza Rica	31	Central	4000	239
32	Poza Rica	34	Puebla	310	122
33	Veracruz	32	Poza Rica	750	132
33	Veracruz	34	Puebla	1100	211
33	Veracruz	36	Temascal	440	94
34	Puebla	31	Central	3000	134
35	Acapulco	34	Puebla	300	154
36	Temascal	34	Puebla	3000	225
37	Coatzacoalcos	36	Temascal	1750	142
38	Tabasco	41	Lerma	1200	298
39	Grijalva	36	Temascal	2800	240
39	Grijalva	37	Coatzacoalcos	2100	181
39	Grijalva	38	Tabasco	1400	107
40	Ixtepec	36	Temascal	2500	213
41	Lerma	42	Mérida	800	103
41	Lerma	44	Chetumal	206	216
42	Mérida	43	Cancún	825	162
42	Mérida	44	Chetumal	250	289
43	Cancún	45	Cozumel	48	114
46	Tijuana	47	Ensenada	255	90
46	Tijuana	48	Mexicali	520	178
48	Mexicali	49	San Luis Río Colorado	315	79
50	Villa Constitución	51	La Paz	90	210
51	La Paz	52	Los Cabos	180	186

Tabla A.4: Capacidad y longitud de los corredores de transmisión (MW).

A.4 MARGEN DE RESERVA

Región	RenFor (%)	DemFor (%)	Región	RenFor (%)	DemFor (%)
1	2.569	0.100	28	1.239	0.100
2	0.934	0.100	29	1.859	0.100
3	1.168	0.100	30	4.166	0.100
4	0.623	0.100	31	15.000	0.100
5	0.623	0.100	32	1.015	0.100
6	1.869	0.100	33	1.015	0.100
7	0.833	0.100	34	5.586	0.207
8	0.833	5.000	35	1.380	0.100
9	3.889	0.100	36	0.492	0.100
10	1.052	0.547	37	3.045	0.100
11	0.451	0.100	38	1.687	0.100
12	1.861	0.100	39	1.483	0.100
13	0.615	0.100	40	0.738	5.000
14	0.820	1.829	41	0.632	0.100
15	1.025	0.100	42	1.681	0.100
16	8.477	0.100	43	1.194	0.100
17	2.791	1.815	44	0.434	0.100
18	0.574	0.100	45	0.543	0.100
19	1.025	0.100	46	1.906	0.100
20	0.574	0.100	47	0.953	0.100
21	0.615	1.192	48	0.953	0.100
22	0.721	0.100	49	0.953	0.100
23	6.091	0.100	50	0.427	0.100
24	1.665	4.646	51	0.320	0.340
25	2.339	1.012	52	0.289	0.100
26	5.440	0.100	53	0.031	0.100
27	0.839	0.100			

Tabla A.5: Detalles del margen de reserva por región de transmisión.

A.5 DEMANDA

Reg	Año de planificación														
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	5073.21	5283.00	5500.50	5694.77	5897.95	6092.69	6287.71	6489.00	6698.10	6905.89	7113.39	7332.19	7571.94	7805.40	8038.14
2	5073.21	5283.00	5500.50	5694.77	5897.95	6092.69	6287.71	6489.00	6698.10	6905.89	7113.39	7332.19	7571.94	7805.40	8038.14
3	5073.21	5283.00	5500.50	5694.77	5897.95	6092.69	6287.71	6489.00	6698.10	6905.89	7113.39	7332.19	7571.94	7805.40	8038.14
4	3043.93	3169.80	3300.30	3416.86	3538.77	3655.61	3772.63	3893.40	4018.86	4143.53	4268.04	4399.31	4543.17	4683.24	4822.88
5	3043.93	3169.80	3300.30	3416.86	3538.77	3655.61	3772.63	3893.40	4018.86	4143.53	4268.04	4399.31	4543.17	4683.24	4822.88
6	4058.57	4226.40	4400.40	4555.81	4718.36	4874.15	5030.17	5191.20	5358.48	5524.71	5690.71	5865.75	6057.55	6244.32	6430.51
7	6736.29	6978.33	7208.86	7449.27	7713.34	7977.38	8247.86	8484.53	8726.27	8984.74	9255.32	9518.66	9787.30	10064.52	10365.85
8	6736.29	6978.33	7208.86	7449.27	7713.34	7977.38	8247.86	8484.53	8726.27	8984.74	9255.32	9518.66	9787.30	10064.52	10365.85
9	6736.29	6978.33	7208.86	7449.27	7713.34	7977.38	8247.86	8484.53	8726.27	8984.74	9255.32	9518.66	9787.30	10064.52	10365.85
10	2694.52	2791.33	2883.55	2979.71	3085.34	3190.95	3299.14	3393.81	3490.51	3593.89	3702.13	3807.46	3914.92	4025.81	4146.34
11	4041.77	4187.00	4325.32	4469.56	4628.00	4786.43	4948.71	5090.72	5235.76	5390.84	5553.19	5711.20	5872.38	6038.71	6219.51
12	5642.26	5853.77	6084.76	6302.11	6520.67	6721.33	6943.21	7172.38	7402.15	7641.79	7890.59	8144.52	8414.89	8697.15	8991.80
13	3949.58	4097.64	4259.33	4411.47	4564.47	4704.93	4860.25	5020.67	5181.50	5349.25	5523.41	5701.16	5890.42	6088.01	6294.26
14	2821.13	2926.88	3042.38	3151.05	3260.33	3360.66	3471.61	3586.19	3701.07	3820.90	3945.30	4072.26	4207.44	4348.58	4495.90
15	2821.13	2926.88	3042.38	3151.05	3260.33	3360.66	3471.61	3586.19	3701.07	3820.90	3945.30	4072.26	4207.44	4348.58	4495.90
16	22569.05	23415.08	24339.03	25208.42	26082.68	26885.31	27772.85	28689.52	29608.58	30567.16	31562.37	32578.08	33659.54	34788.61	35967.19
17	7334.94	7609.90	7910.18	8192.74	8476.87	8737.73	9026.18	9324.10	9622.79	9934.33	10257.77	10587.87	10939.35	11306.30	11689.34
18	2821.13	2926.88	3042.38	3151.05	3260.33	3360.66	3471.61	3586.19	3701.07	3820.90	3945.30	4072.26	4207.44	4348.58	4495.90
19	2821.13	2926.88	3042.38	3151.05	3260.33	3360.66	3471.61	3586.19	3701.07	3820.90	3945.30	4072.26	4207.44	4348.58	4495.90
20	2821.13	2926.88	3042.38	3151.05	3260.33	3360.66	3471.61	3586.19	3701.07	3820.90	3945.30	4072.26	4207.44	4348.58	4495.90
21	2821.13	2926.88	3042.38	3151.05	3260.33	3360.66	3471.61	3586.19	3701.07	3820.90	3945.30	4072.26	4207.44	4348.58	4495.90
22	2076.95	2151.71	2222.89	2302.24	2380.70	2460.53	2547.08	2626.86	2707.37	2790.01	2876.29	2966.07	3058.76	3156.01	3257.34
23	16615.62	17213.68	17783.15	18417.92	19045.63	19684.23	20376.64	21014.91	21658.93	22320.10	23010.36	23728.52	24470.05	25248.04	26058.75
24	3461.59	3586.18	3704.82	3837.07	3967.84	4100.88	4245.13	4378.11	4512.28	4650.02	4793.82	4943.44	5097.93	5260.01	5428.91
25	6923.18	7172.37	7409.65	7674.13	7935.68	8201.76	8490.27	8756.21	9024.55	9300.04	9587.65	9886.88	10195.85	10520.02	10857.81
26	18000.26	18648.16	19265.08	19952.74	20632.77	21324.58	22074.69	22766.15	23463.84	24180.11	24927.89	25705.90	26509.22	27352.05	28230.31
27	2076.95	2151.71	2222.89	2302.24	2380.70	2460.53	2547.08	2626.86	2707.37	2790.01	2876.29	2966.07	3058.76	3156.01	3257.34
28	7615.49	7889.60	8150.61	8441.55	8729.25	9021.94	9339.29	9631.83	9927.01	10230.05	10546.41	10875.57	11215.44	11572.02	11943.59
29	8071.92	8242.99	8415.84	8591.99	8805.68	9024.26	9249.29	9484.31	9728.41	9988.08	10267.58	10559.15	10867.18	11195.02	11531.67
30	12461.72	12910.26	13337.36	13813.44	14284.22	14763.17	15282.48	15761.18	16244.19	16740.08	17257.77	17796.39	18352.53	18936.03	19544.06
31	54019.76	55164.64	56321.37	57500.26	58930.32	60393.10	61899.07	63471.94	65105.51	66843.29	68713.78	70665.10	72726.49	74920.54	77173.51
32	5993.63	6152.60	6314.00	6493.69	6680.64	6872.30	7061.81	7259.46	7460.35	7671.45	7888.52	8112.57	8346.40	8587.71	8835.05
33	5494.17	5639.89	5787.84	5952.55	6123.92	6299.61	6473.33	6654.50	6838.65	7032.16	7231.14	7436.53	7650.87	7872.07	8098.80
34	10988.33	11279.78	11575.67	11905.09	12247.84	12599.22	12946.65	13309.01	13677.30	14064.32	14462.28	14873.05	15301.73	15744.14	16197.60
35	3496.29	3589.02	3683.17	3787.98	3897.04	4008.84	4119.39	4234.68	4351.87	4475.01	4601.64	4732.33	4868.73	5009.50	5153.78
36	2996.82	3076.30	3157.00	3246.84	3340.32	3436.15	3530.90	3629.73	3730.17	3835.72	3944.26	4056.29	4173.20	4293.86	4417.53
37	10988.33	11279.78	11575.67	11905.09	12247.84	12599.22	12946.65	13309.01	13677.30	14064.32	14462.28	14873.05	15301.73	15744.14	16197.60
38	3496.29	3589.02	3683.17	3787.98	3897.04	4008.84	4119.39	4234.68	4351.87	4475.01	4601.64	4732.33	4868.73	5009.50	5153.78

Tabla A.6 continúa desde la página anterior

39	3496.29	3589.02	3683.17	3787.98	3897.04	4008.84	4119.39	4234.68	4351.87	4475.01	4601.64	4732.33	4868.73	5009.50	5153.78
40	2996.82	3076.30	3157.00	3246.84	3340.32	3436.15	3530.90	3629.73	3730.17	3835.72	3944.26	4056.29	4173.20	4293.86	4417.53
41	1855.68	1934.75	2021.43	2106.75	2195.28	2269.40	2347.07	2428.91	2514.47	2606.98	2706.92	2810.76	2918.27	3033.41	3150.13
42	4904.29	5113.27	5342.36	5567.83	5801.82	5997.70	6202.96	6419.27	6645.38	6889.89	7154.01	7428.44	7712.56	8016.87	8325.34
43	2120.77	2211.14	2310.21	2407.71	2508.90	2593.60	2682.36	2775.90	2873.68	2979.41	3093.63	3212.30	3335.16	3466.75	3600.15
44	2120.77	2211.14	2310.21	2407.71	2508.90	2593.60	2682.36	2775.90	2873.68	2979.41	3093.63	3212.30	3335.16	3466.75	3600.15
45	2253.32	2349.34	2454.60	2558.19	2665.70	2755.70	2850.01	2949.39	3053.28	3165.62	3286.98	3413.07	3543.61	3683.42	3825.15
46	3605.55	3738.43	3868.20	3988.66	4113.90	4242.17	4371.34	4503.65	4640.77	4786.70	4932.72	5089.40	5252.40	5416.08	5589.35
47	3605.55	3738.43	3868.20	3988.66	4113.90	4242.17	4371.34	4503.65	4640.77	4786.70	4932.72	5089.40	5252.40	5416.08	5589.35
48	3605.55	3738.43	3868.20	3988.66	4113.90	4242.17	4371.34	4503.65	4640.77	4786.70	4932.72	5089.40	5252.40	5416.08	5589.35
49	3605.55	3738.43	3868.20	3988.66	4113.90	4242.17	4371.34	4503.65	4640.77	4786.70	4932.72	5089.40	5252.40	5416.08	5589.35
50	1704.08	755.50	774.65	811.32	846.70	874.61	909.17	943.41	980.23	1017.96	1059.37	1099.84	1145.53	1185.83	1230.24
51	1704.08	2690.31	2741.88	2852.88	2959.15	3034.14	3129.66	3214.40	3306.29	3396.89	3496.07	3589.96	3698.35	3798.31	3912.72
52	2272.11	2483.23	2635.24	2710.63	2818.57	2973.89	3081.06	3189.76	3314.61	3454.15	3600.15	3754.84	3904.77	4075.00	4235.15
53	164.19	170.25	176.93	183.46	190.22	197.25	204.53	212.09	219.93	228.06	236.50	245.26	254.34	263.77	273.55

Tabla A.6: Pronóstico 2018-2032 de la demanda de electricidad por región de transmisión.

A.6 TEMPERATURA

Reg	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	16.0	17.5	19.3	23.0	26.2	30.8	32.0	31.2	30.7	26.5	20.5	16.6
2	6.8	7.7	9.8	13.3	17.7	23.5	23.5	22.3	20.5	16.5	11.3	6.7
3	17.5	18.8	20.5	23.3	26.4	30.5	32.5	31.5	31.1	28.2	22.6	18.7
4	18.0	19.1	20.3	22.9	25.6	29.4	31.0	30.5	30.1	27.4	22.8	19.0
5	19.7	20.5	21.8	24.4	26.9	29.9	30.1	29.6	29.2	27.7	23.7	20.8
6	20.4	20.5	21.2	22.9	25.4	27.9	28.5	28.5	28.2	27.2	24.1	21.4
7	11.6	13.8	16.0	19.0	22.7	26.7	29.7	29.1	27.5	22.5	16.4	12.5
8	12.5	14.3	17.1	21.4	25.3	30.0	30.4	29.4	27.9	23.3	16.8	13.4
9	9.6	11.7	15.0	19.4	23.2	26.3	25.1	24.4	22.3	18.5	13.5	10.0
10	11.9	13.6	15.8	18.9	21.2	22.6	21.1	20.8	19.8	17.7	15.1	12.3
11	17.8	19.2	21.3	24.4	26.8	31.2	32.7	32.7	32.1	28.7	23.1	19.1
12	16.1	17.6	19.3	22.4	25.6	29.4	31.4	31.2	30.5	26.4	20.8	16.6
13	13.4	16.1	20.0	24.6	27.6	30.1	31.3	31.3	28.8	24.6	18.9	14.6
14	14.8	16.7	20.8	24.5	26.7	28.5	29.4	29.8	28.0	24.1	19.6	15.8
15	15.9	17.5	20.2	23.8	26.4	28.4	29.0	29.2	27.5	24.3	20.0	16.4
16	14.0	16.3	19.3	23.4	25.8	27.6	28.2	28.0	25.7	22.4	18.0	15.2
17	12.0	13.7	16.6	20.4	23.0	24.1	24.3	23.8	21.4	18.5	14.8	12.6
18	18.5	20.5	23.3	27.5	28.8	29.0	28.2	28.5	27.2	24.5	21.6	19.0
19	18.6	19.8	21.6	24.3	26.7	27.5	27.4	27.6	27.0	25.3	22.0	19.5
20	19.1	21.0	23.5	27.0	28.4	28.7	28.0	28.1	27.1	25.1	22.0	19.6
21	17.2	19.2	22.2	26.0	28.0	29.3	29.4	29.4	27.8	24.6	20.2	17.5
22	17.8	18.3	19.0	20.7	22.5	23.8	24.0	23.8	23.7	22.7	20.3	18.9
23	15.6	16.9	19.2	21.3	23.2	22.8	21.2	21.2	20.8	19.5	17.7	16.0
24	13.2	14.6	17.0	19.7	21.7	21.9	20.6	20.6	19.7	18.1	15.7	13.7
25	13.7	15.4	17.9	20.4	21.1	21.1	19.8	20.0	19.1	17.3	15.6	14.0
26	15.7	17.4	19.8	22.0	23.3	23.0	21.5	21.4	20.9	19.7	17.7	16.1
27	24.7	24.6	24.4	25.0	26.7	28.4	28.6	28.6	28.1	28.1	26.9	25.5
28	25.2	26.4	28.3	30.1	31.4	30.4	28.8	28.6	28.2	28.0	27.3	25.5

Tabla A.7 continúa desde la página anterior

29	11.0	12.3	14.6	15.9	16.2	15.9	15.0	15.3	14.9	13.8	12.2	11.4
30	11.1	12.3	13.8	17.2	20.4	24.3	23.5	22.8	22.4	19.5	15.1	12.1
31	12.6	13.8	16.2	17.5	18.2	18.3	17.4	17.6	17.0	15.9	14.0	12.7
32	19.2	20.5	22.5	26.1	27.5	28.2	27.7	27.9	27.2	25.3	22.2	19.8
33	21.7	22.1	23.9	26.2	27.7	28.1	27.3	27.6	27.3	26.3	24.3	22.5
34	13.9	15.2	17.4	18.9	19.1	18.7	17.7	17.9	17.6	16.8	15.3	14.1
35	27.1	27.4	27.5	28.1	29.3	29.1	29.1	29.2	28.5	28.6	28.2	27.4
36	21.8	22.6	24.9	27.5	28.8	28.5	27.2	27.6	27.2	26.1	24.0	22.3
37	22.2	22.8	24.7	26.7	28.2	27.9	27.3	27.5	27.2	26.0	24.2	22.9
38	23.3	24.7	26.5	28.4	29.3	29.0	28.7	28.9	28.4	27.2	25.4	24.0
39	13.2	13.6	14.9	15.9	16.2	16.3	16.3	16.2	16.0	15.0	14.1	13.2
40	26.1	26.5	27.2	27.8	28.6	28.1	28.0	28.2	27.9	27.2	26.4	26.0
41	23.2	24.1	26.2	28.1	28.8	28.7	28.0	28.0	27.7	26.3	24.4	23.4
42	22.7	23.4	25.6	27.2	27.7	27.8	27.3	27.5	27.2	25.8	24.0	22.8
43	22.7	22.9	24.5	25.9	26.8	27.3	27.5	27.7	27.3	26.0	24.2	23.0
44	23.6	24.1	25.4	26.7	27.5	27.6	27.6	27.3	27.4	26.4	24.3	23.7
45	23.6	23.8	25.2	26.6	27.3	27.6	27.6	27.8	27.4	26.6	25.0	24.0
46	13.0	13.5	14.2	15.7	17.2	18.7	21.3	22.3	21.3	19.0	16.2	13.8
47	12.8	13.3	13.8	15.2	16.5	17.9	20.1	21.0	20.4	18.2	15.7	13.4
48	12.4	14.8	17.2	20.9	24.8	29.3	33.2	32.6	29.9	24.0	17.4	12.8
49	13.1	15.0	17.7	21.2	25.1	29.4	32.9	32.9	30.0	24.5	18.0	13.2
50	24.1	23.2	21.2	16.3	13.8	11.0	10.7	11.9	13.9	16.7	19.7	22.0
51	11.5	13.1	14.0	17.9	21.7	26.4	28.7	27.2	25.8	21.3	15.7	12.5
52	19.5	19.3	20.1	22.3	23.7	25.4	28.1	28.8	28.5	26.5	23.8	21.1
53	15.9	16.6	18.2	21.0	23.8	27.0	30.8	30.8	29.5	25.7	20.8	17.0

Tabla A.7: Temperatura promedio mensual de cada región de transmisión.

A.7 PRECIO MEDIO DE LA ELECTRICIDAD

Reg	Precio medio anual (USD/MWh)														
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	88.3	90.4	92.4	94.5	96.6	98.6	100.7	102.8	104.8	106.9	109.0	111.1	113.1	115.2	117.3
2	88.3	90.4	92.4	94.5	96.6	98.6	100.7	102.8	104.8	106.9	109.0	111.1	113.1	115.2	117.3
3	88.3	90.4	92.4	94.5	96.6	98.6	100.7	102.8	104.8	106.9	109.0	111.1	113.1	115.2	117.3
4	88.3	90.4	92.4	94.5	96.6	98.6	100.7	102.8	104.8	106.9	109.0	111.1	113.1	115.2	117.3
5	88.3	90.4	92.4	94.5	96.6	98.6	100.7	102.8	104.8	106.9	109.0	111.1	113.1	115.2	117.3
6	88.3	90.4	92.4	94.5	96.6	98.6	100.7	102.8	104.8	106.9	109.0	111.1	113.1	115.2	117.3
7	89.1	90.5	92.0	93.5	95.0	96.4	97.9	99.4	100.9	102.3	103.8	105.3	106.8	108.2	109.7
8	89.1	90.5	92.0	93.5	95.0	96.4	97.9	99.4	100.9	102.3	103.8	105.3	106.8	108.2	109.7
9	89.1	90.5	92.0	93.5	95.0	96.4	97.9	99.4	100.9	102.3	103.8	105.3	106.8	108.2	109.7
10	89.1	90.5	92.0	93.5	95.0	96.4	97.9	99.4	100.9	102.3	103.8	105.3	106.8	108.2	109.7
11	89.1	90.5	92.0	93.5	95.0	96.4	97.9	99.4	100.9	102.3	103.8	105.3	106.8	108.2	109.7
12	95.1	97.6	100.2	102.7	105.2	107.8	110.3	112.9	115.4	117.9	120.5	123.0	125.6	128.1	130.6
13	95.1	97.6	100.2	102.7	105.2	107.8	110.3	112.9	115.4	117.9	120.5	123.0	125.6	128.1	130.6
14	95.1	97.6	100.2	102.7	105.2	107.8	110.3	112.9	115.4	117.9	120.5	123.0	125.6	128.1	130.6
15	95.1	97.6	100.2	102.7	105.2	107.8	110.3	112.9	115.4	117.9	120.5	123.0	125.6	128.1	130.6
16	95.1	97.6	100.2	102.7	105.2	107.8	110.3	112.9	115.4	117.9	120.5	123.0	125.6	128.1	130.6
17	95.1	97.6	100.2	102.7	105.2	107.8	110.3	112.9	115.4	117.9	120.5	123.0	125.6	128.1	130.6
18	95.1	97.6	100.2	102.7	105.2	107.8	110.3	112.9	115.4	117.9	120.5	123.0	125.6	128.1	130.6
19	95.1	97.6	100.2	102.7	105.2	107.8	110.3	112.9	115.4	117.9	120.5	123.0	125.6	128.1	130.6
20	95.1	97.6	100.2	102.7	105.2	107.8	110.3	112.9	115.4	117.9	120.5	123.0	125.6	128.1	130.6
21	95.1	97.6	100.2	102.7	105.2	107.8	110.3	112.9	115.4	117.9	120.5	123.0	125.6	128.1	130.6

Tabla A.8 continúa desde la página anterior

22	95.7	97.9	100.2	102.4	104.6	106.8	109.0	111.2	113.4	115.6	117.8	120.0	122.2	124.4	126.6
23	95.7	97.9	100.2	102.4	104.6	106.8	109.0	111.2	113.4	115.6	117.8	120.0	122.2	124.4	126.6
24	95.7	97.9	100.2	102.4	104.6	106.8	109.0	111.2	113.4	115.6	117.8	120.0	122.2	124.4	126.6
25	95.7	97.9	100.2	102.4	104.6	106.8	109.0	111.2	113.4	115.6	117.8	120.0	122.2	124.4	126.6
26	95.7	97.9	100.2	102.4	104.6	106.8	109.0	111.2	113.4	115.6	117.8	120.0	122.2	124.4	126.6
27	95.7	97.9	100.2	102.4	104.6	106.8	109.0	111.2	113.4	115.6	117.8	120.0	122.2	124.4	126.6
28	95.7	97.9	100.2	102.4	104.6	106.8	109.0	111.2	113.4	115.6	117.8	120.0	122.2	124.4	126.6
29	109.6	113.3	116.9	120.6	124.2	127.9	131.6	135.2	138.9	142.5	146.2	149.8	153.5	157.1	160.8
30	95.7	97.9	100.2	102.4	104.6	106.8	109.0	111.2	113.4	115.6	117.8	120.0	122.2	124.4	126.6
31	109.6	113.3	116.9	120.6	124.2	127.9	131.6	135.2	138.9	142.5	146.2	149.8	153.5	157.1	160.8
32	96.1	98.8	101.5	104.3	107.0	109.7	112.4	115.2	117.9	120.6	123.4	126.1	128.8	131.5	134.3
33	96.1	98.8	101.5	104.3	107.0	109.7	112.4	115.2	117.9	120.6	123.4	126.1	128.8	131.5	134.3
34	96.1	98.8	101.5	104.3	107.0	109.7	112.4	115.2	117.9	120.6	123.4	126.1	128.8	131.5	134.3
35	96.1	98.8	101.5	104.3	107.0	109.7	112.4	115.2	117.9	120.6	123.4	126.1	128.8	131.5	134.3
36	96.1	98.8	101.5	104.3	107.0	109.7	112.4	115.2	117.9	120.6	123.4	126.1	128.8	131.5	134.3
37	96.1	98.8	101.5	104.3	107.0	109.7	112.4	115.2	117.9	120.6	123.4	126.1	128.8	131.5	134.3
38	96.1	98.8	101.5	104.3	107.0	109.7	112.4	115.2	117.9	120.6	123.4	126.1	128.8	131.5	134.3
39	96.1	98.8	101.5	104.3	107.0	109.7	112.4	115.2	117.9	120.6	123.4	126.1	128.8	131.5	134.3
40	96.1	98.8	101.5	104.3	107.0	109.7	112.4	115.2	117.9	120.6	123.4	126.1	128.8	131.5	134.3
41	95.9	94.9	93.8	92.8	91.8	90.8	89.8	88.8	87.7	86.7	85.7	84.7	83.7	82.7	81.6
42	95.9	94.9	93.8	92.8	91.8	90.8	89.8	88.8	87.7	86.7	85.7	84.7	83.7	82.7	81.6
43	95.9	94.9	93.8	92.8	91.8	90.8	89.8	88.8	87.7	86.7	85.7	84.7	83.7	82.7	81.6

Tabla A.8 continúa desde la página anterior

44	95.9	94.9	93.8	92.8	91.8	90.8	89.8	88.8	87.7	86.7	85.7	84.7	83.7	82.7	81.6
45	95.9	94.9	93.8	92.8	91.8	90.8	89.8	88.8	87.7	86.7	85.7	84.7	83.7	82.7	81.6
46	90.8	92.8	94.8	96.8	98.7	100.7	102.7	104.7	106.7	108.7	110.7	112.7	114.7	116.7	118.7
47	90.8	92.8	94.8	96.8	98.7	100.7	102.7	104.7	106.7	108.7	110.7	112.7	114.7	116.7	118.7
48	90.8	92.8	94.8	96.8	98.7	100.7	102.7	104.7	106.7	108.7	110.7	112.7	114.7	116.7	118.7
49	90.8	92.8	94.8	96.8	98.7	100.7	102.7	104.7	106.7	108.7	110.7	112.7	114.7	116.7	118.7
50	98.7	101.4	104.0	106.7	109.3	112.0	114.6	117.2	119.9	122.5	125.2	127.8	130.4	133.1	135.7
51	98.7	101.4	104.0	106.7	109.3	112.0	114.6	117.2	119.9	122.5	125.2	127.8	130.4	133.1	135.7
52	98.7	101.4	104.0	106.7	109.3	112.0	114.6	117.2	119.9	122.5	125.2	127.8	130.4	133.1	135.7
53	94.8	97.1	99.4	101.7	104.0	106.3	108.7	111.0	113.3	115.6	117.9	120.2	122.6	124.9	127.2

Tabla A.8: Pronóstico 2018-2032 del precio medio de la energía eléctrica por región de transmisión.

APÉNDICE B

GALERÍA DE IMÁGENES DE LA SOLUCIÓN PROPUESTA

B.1 DISTRIBUCIÓN REGIONAL DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN INSTALADA A 2032 POR TECNOLOGÍA

La capacidad instalada al año 2032 para la solución propuesta se presenta en una escala de calor para todas las regiones de transmisión del SEN. Las escalas son propias de cada tecnología de generación para facilitar la visualización.

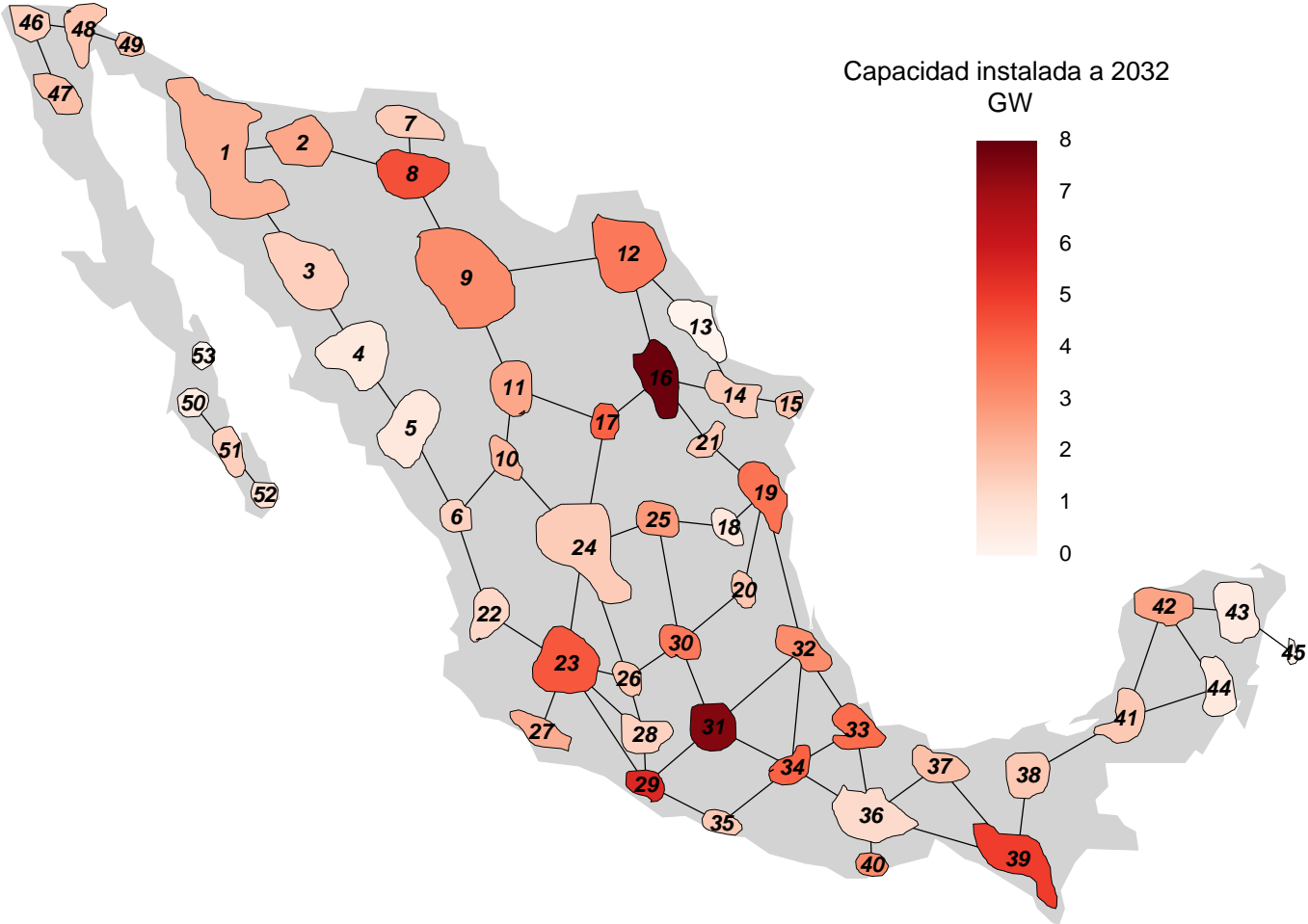


Figura B.1: Capacidad de generación total instalada a 2032. Elaboración propia.

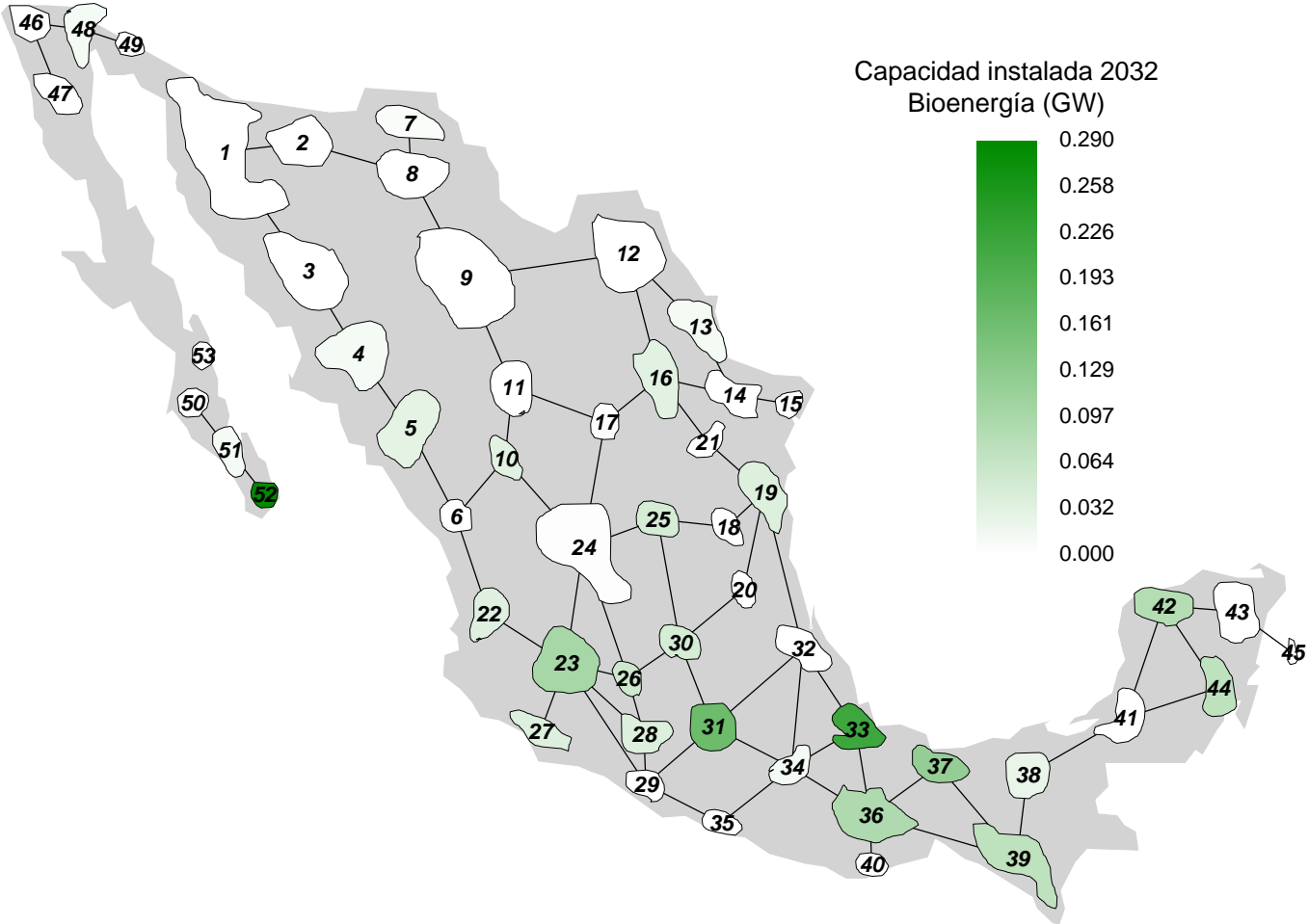


Figura B.2: Capacidad de generación instalada a 2032 de plantas de bioenergía. Elaboración propia.

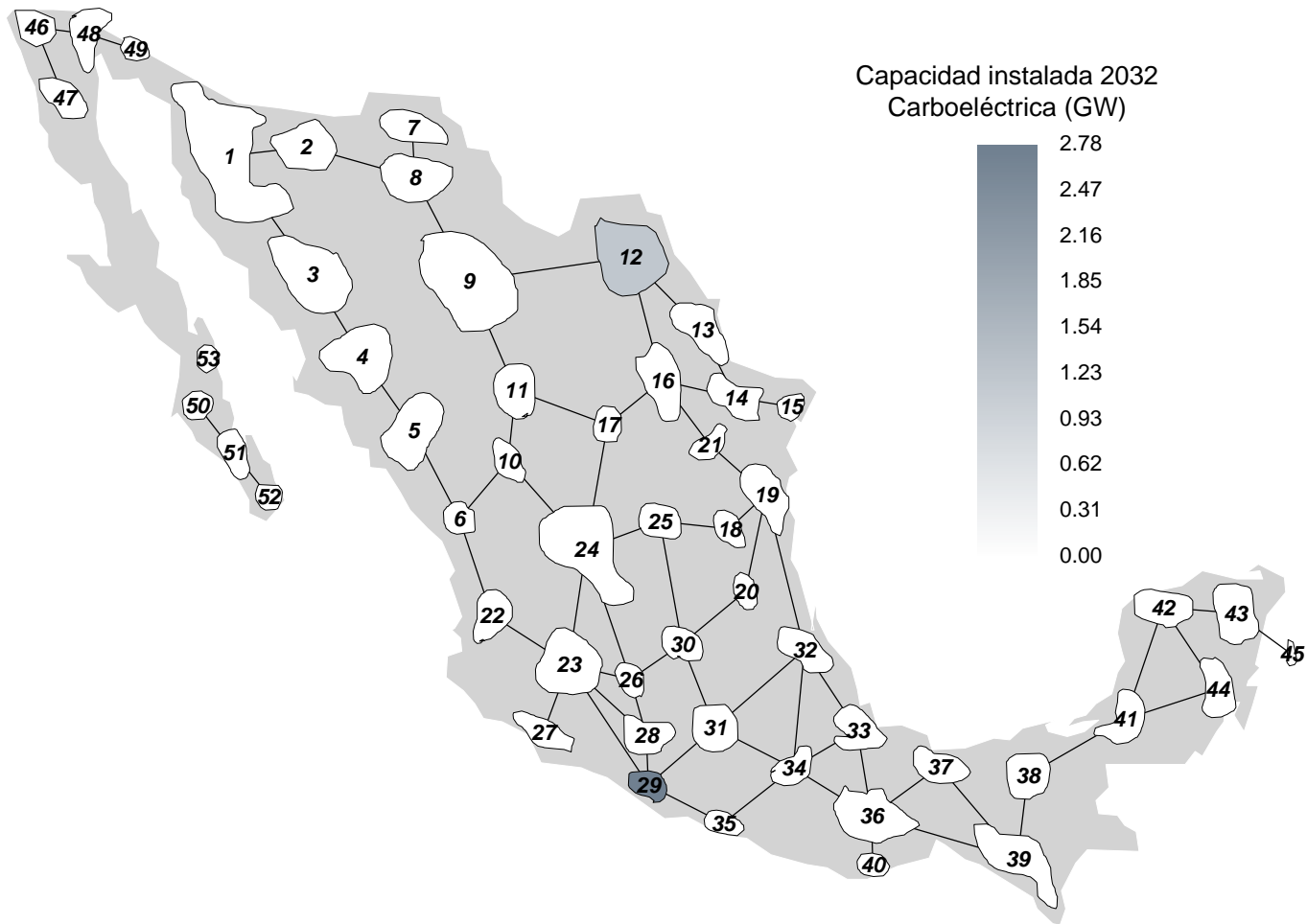


Figura B.3: Capacidad de generación instalada a 2032 de plantas carboeléctricas. Elaboración propia.

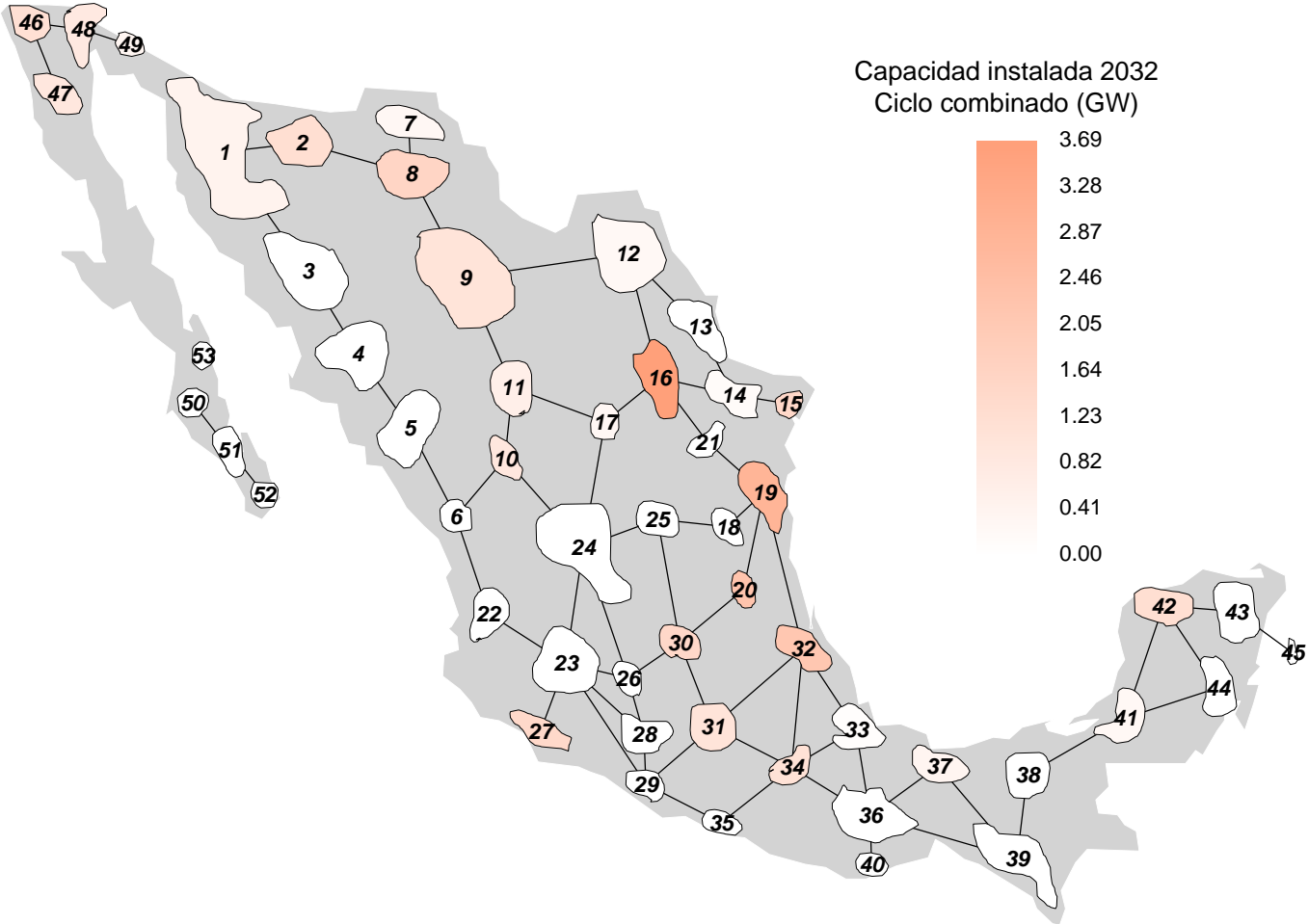


Figura B.4: Capacidad de generación instalada a 2032 de plantas de ciclo combinado. Elaboración propia.

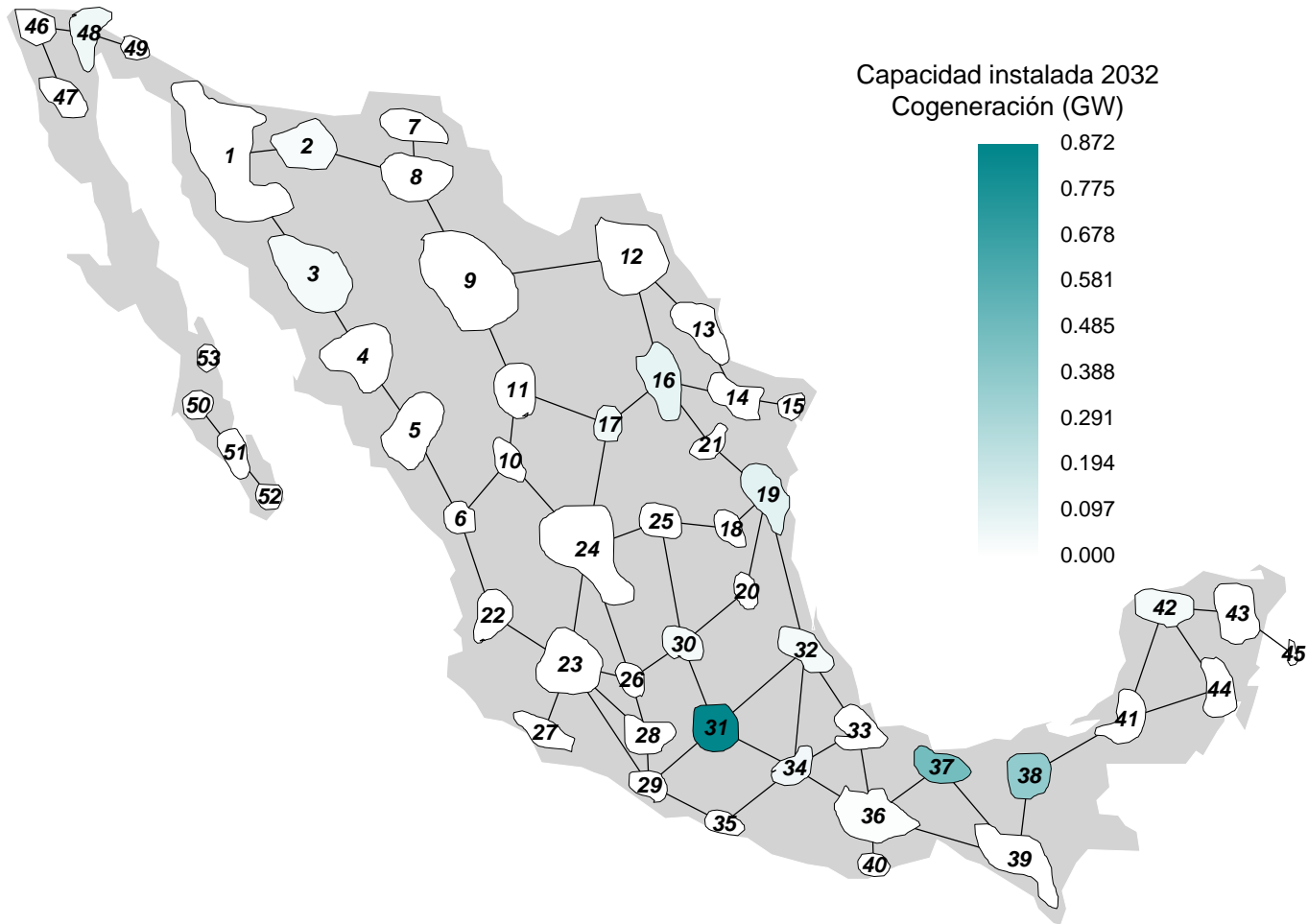


Figura B.5: Capacidad de generación instalada a 2032 de plantas de cogeneración. Elaboración propia.

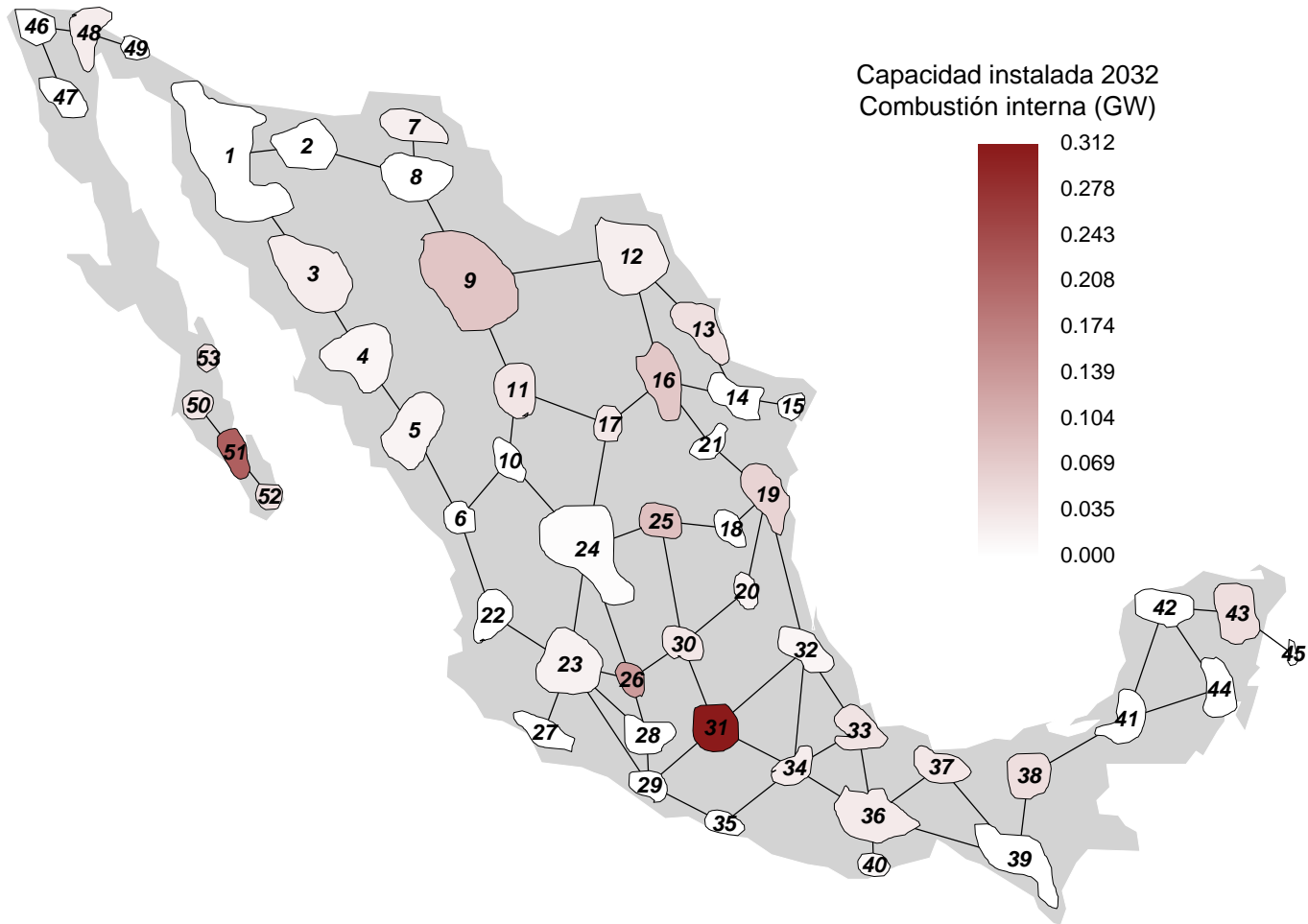


Figura B.6: Capacidad de generación instalada a 2032 de plantas de combustión interna. Elaboración propia.

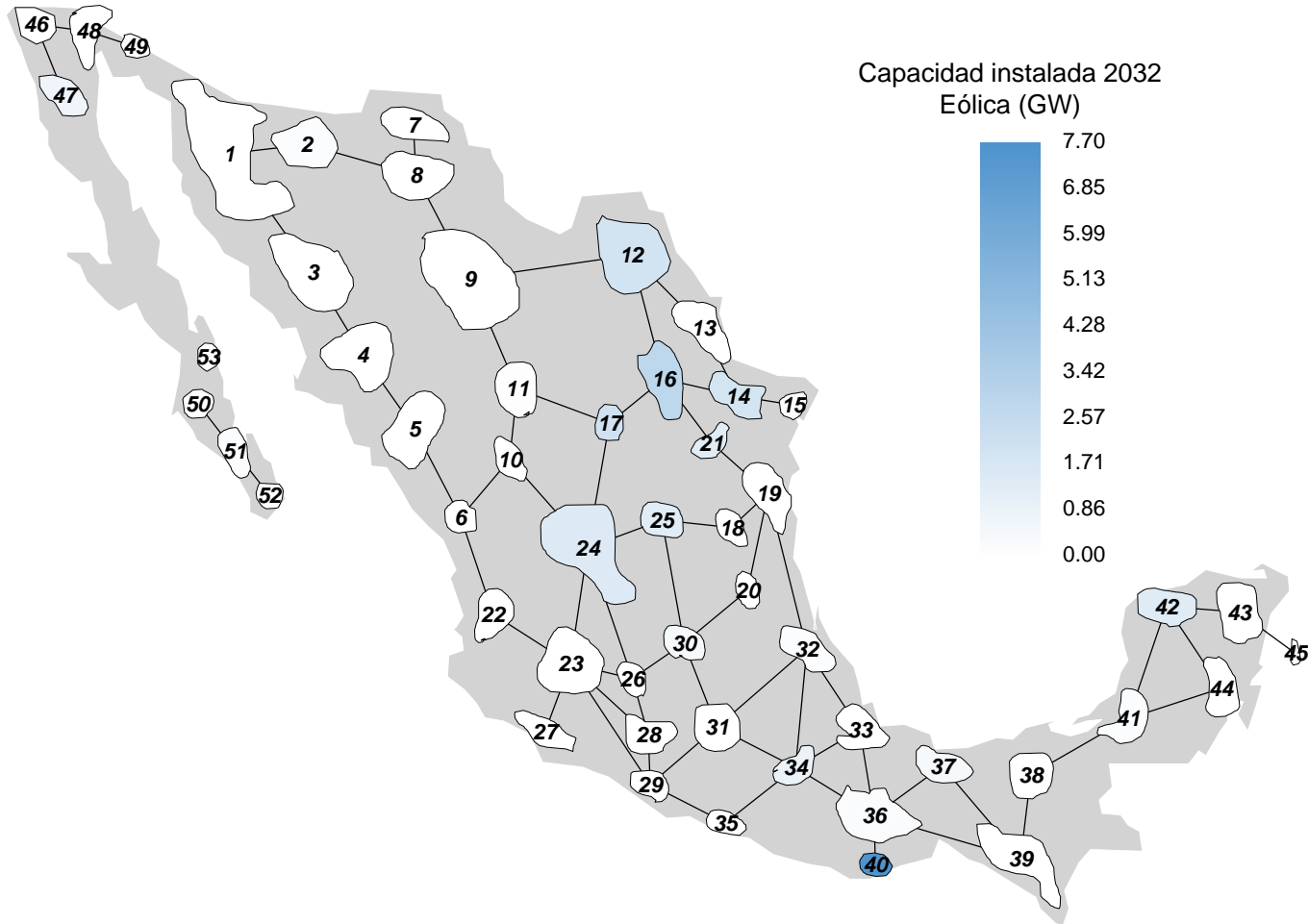


Figura B.7: Capacidad de generación instalada a 2032 de plantas eólicas. Elaboración propia.

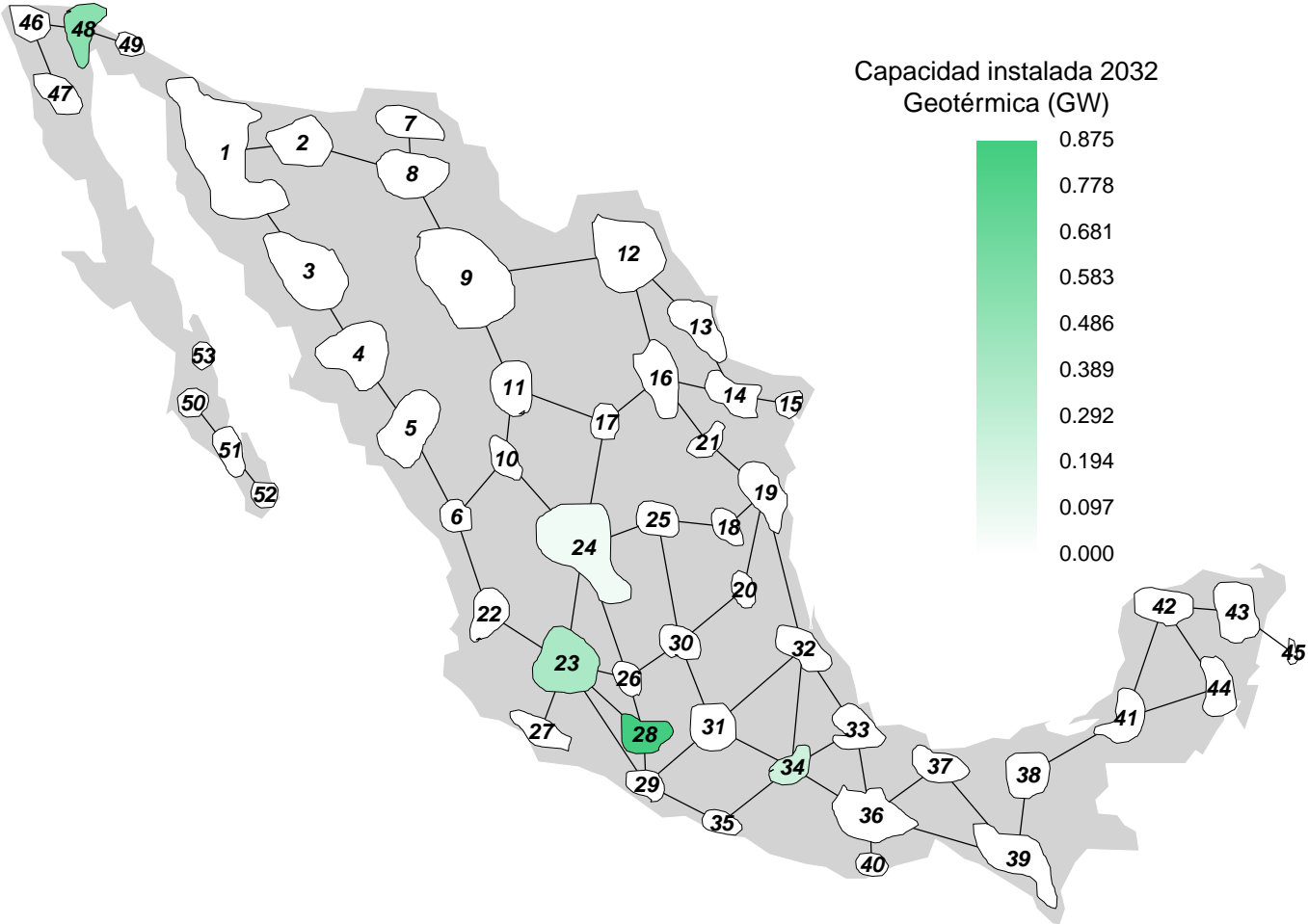


Figura B.8: Capacidad de generación instalada a 2032 de plantas geotérmicas. Elaboración propia.

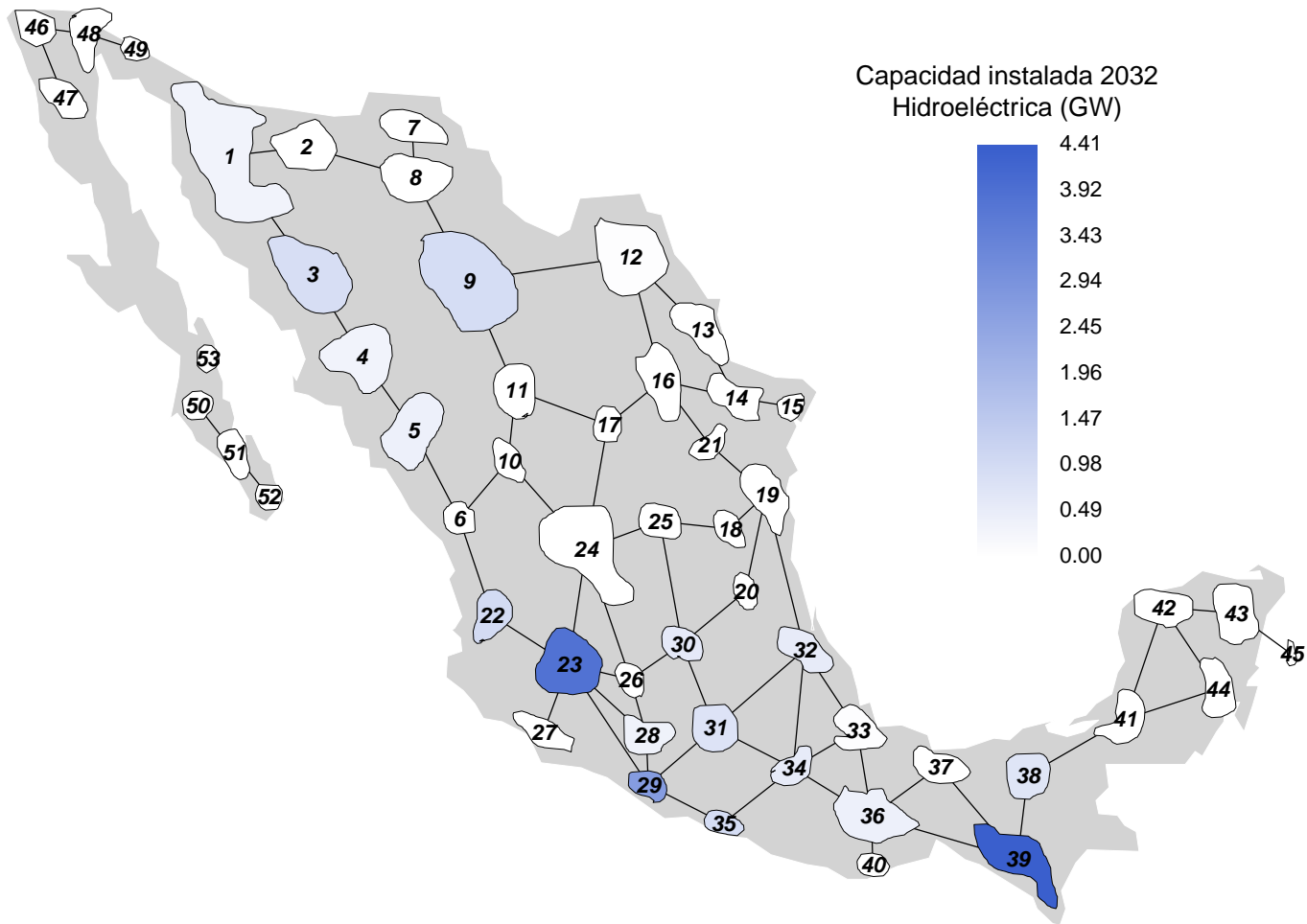


Figura B.9: Capacidad de generación instalada a 2032 de plantas hidroeléctricas. Elaboración propia.

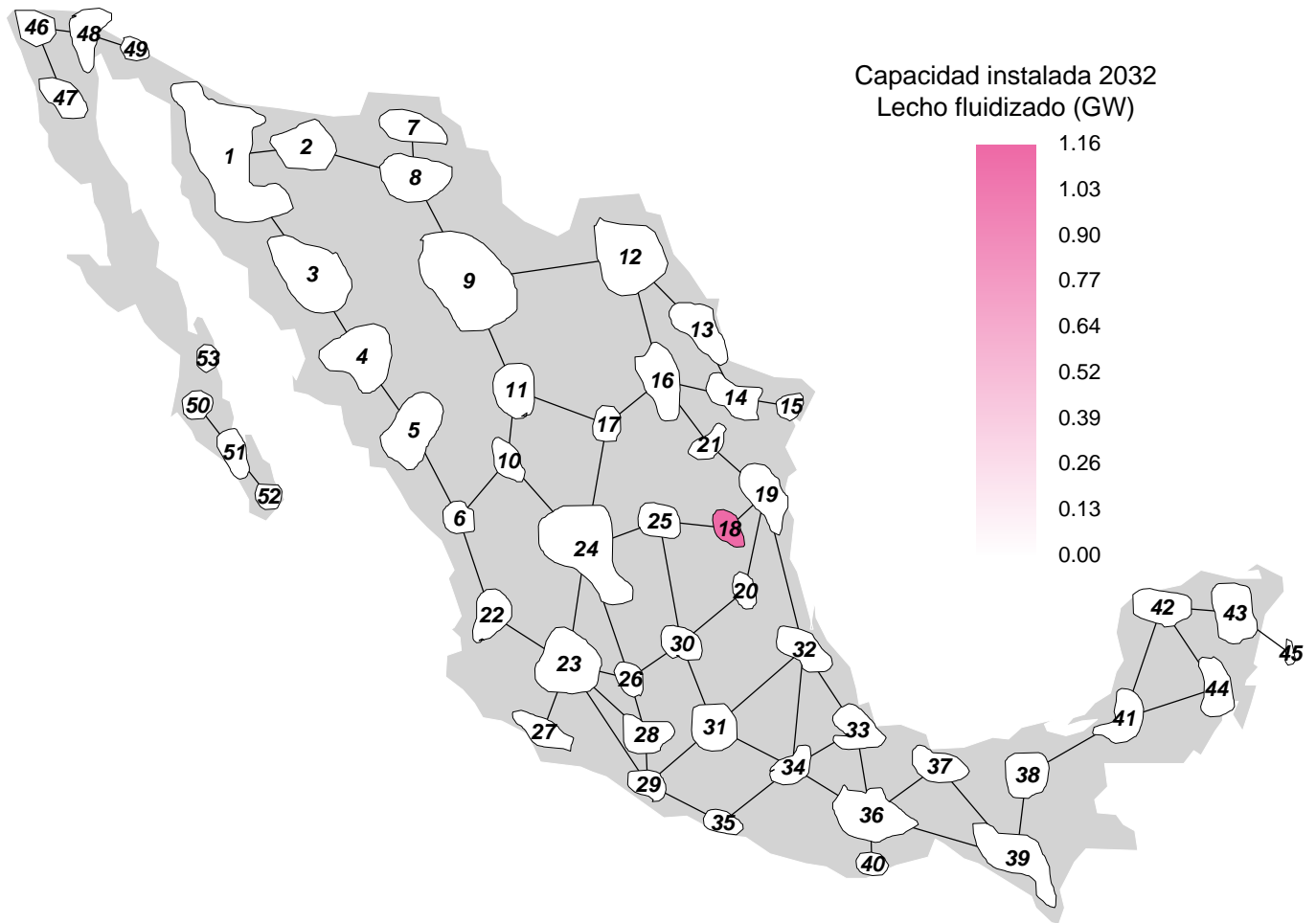


Figura B.10: Capacidad de generación instalada a 2032 de plantas de lecho fluidizado. Elaboración propia.

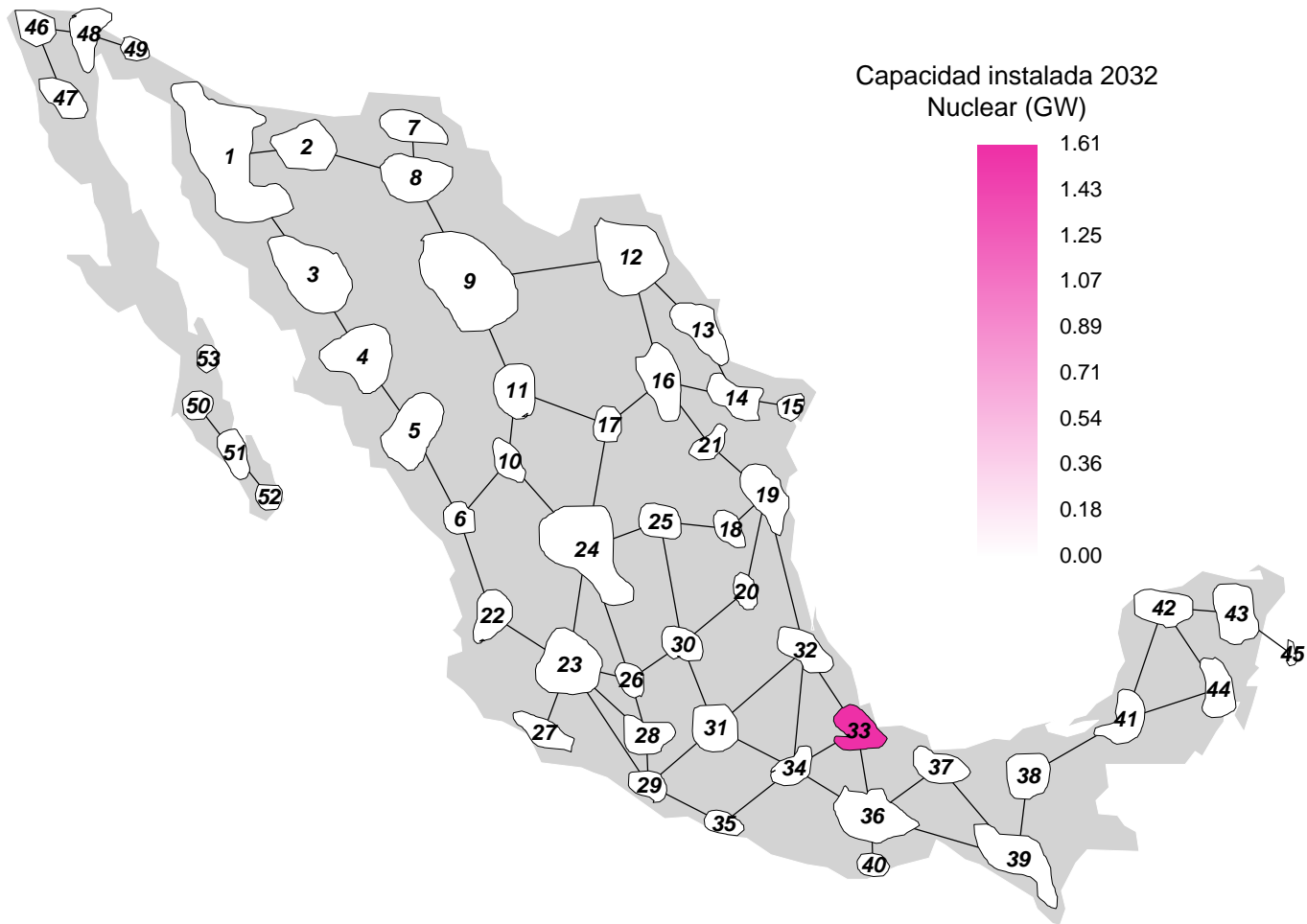


Figura B.11: Capacidad de generación instalada a 2032 de plantas nucleares. Elaboración propia.

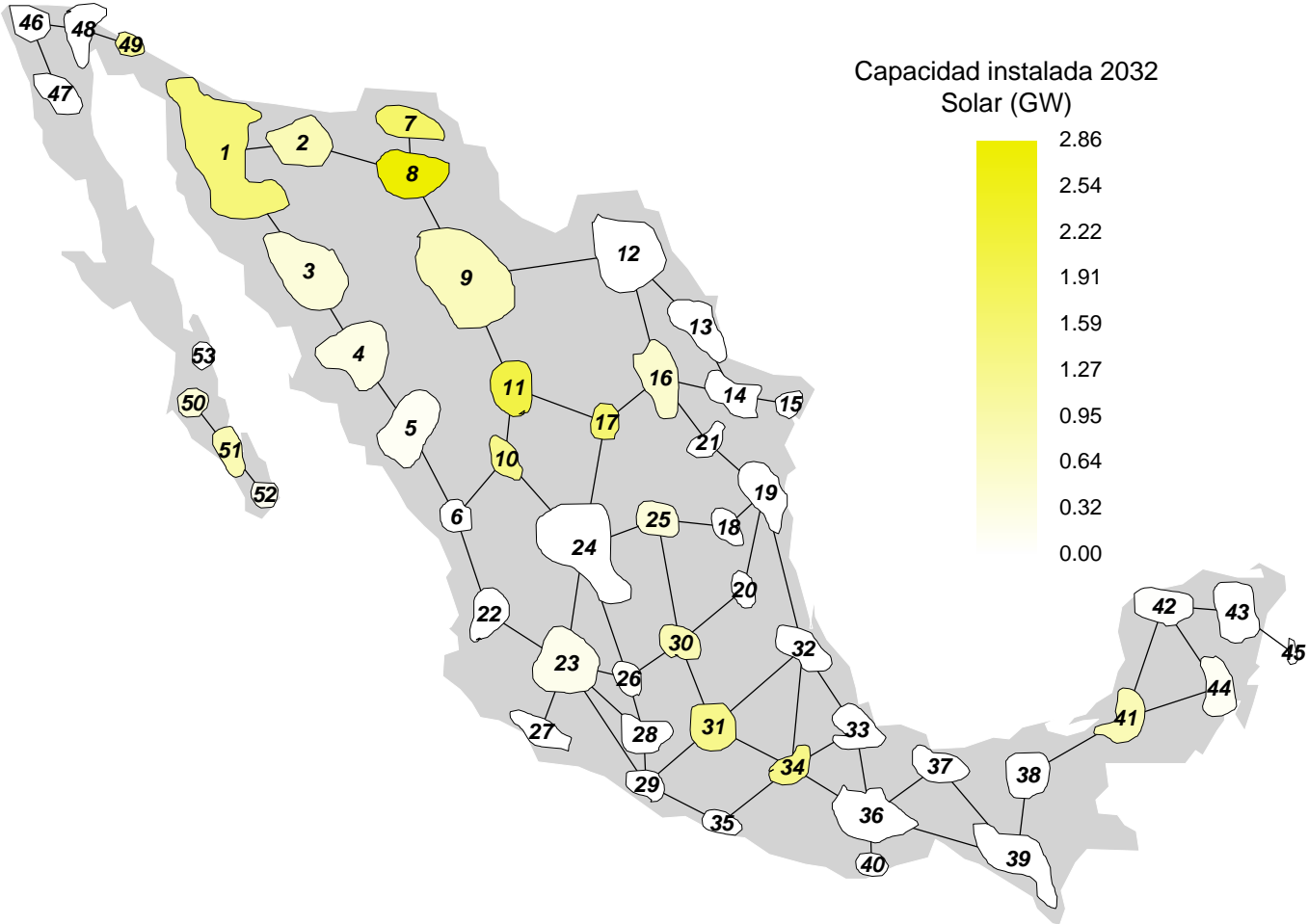


Figura B.12: Capacidad de generación instalada a 2032 de plantas fotovoltaicas. Elaboración propia.

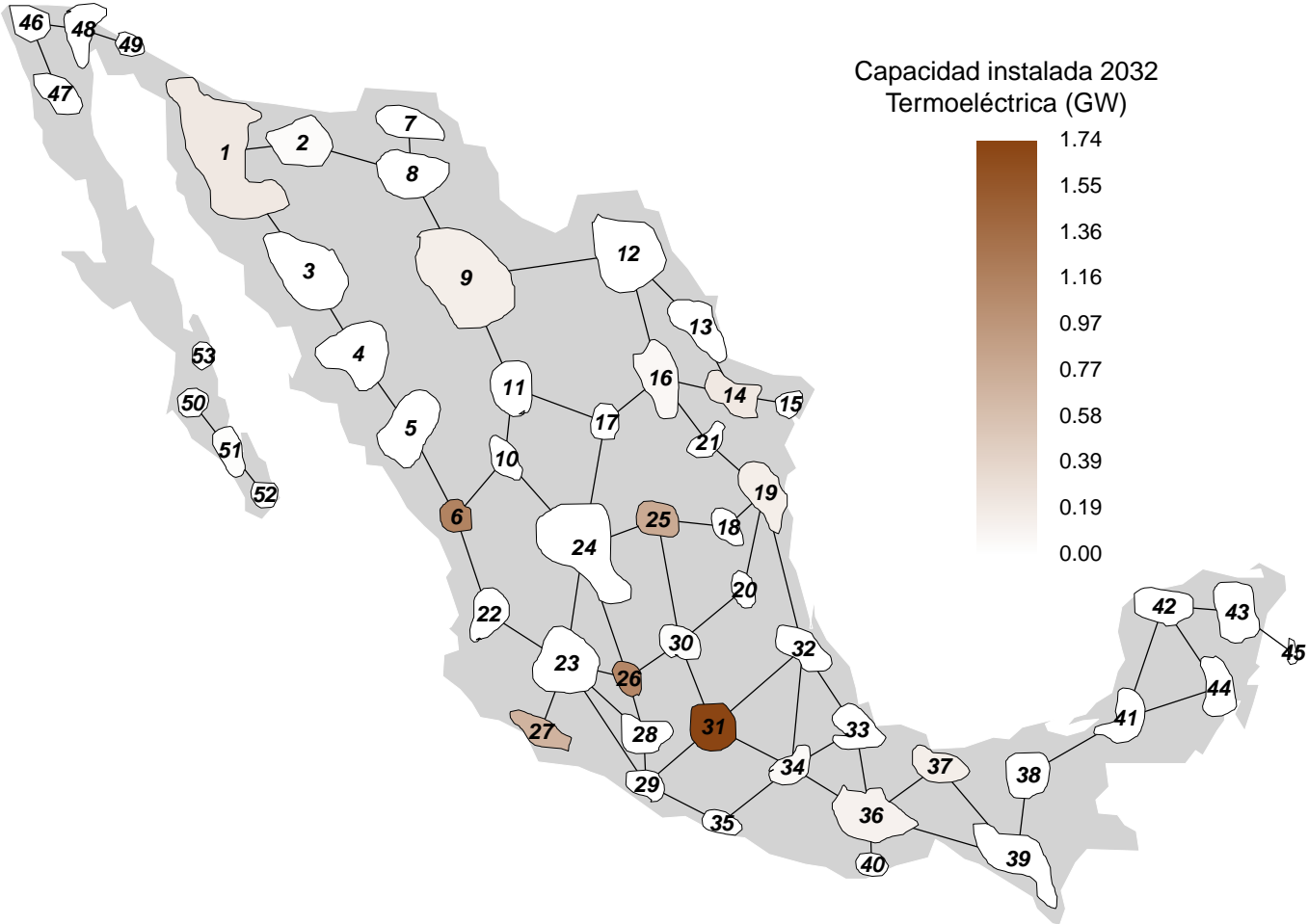


Figura B.13: Capacidad de generación instalada a 2032 de plantas termoeléctricas. Elaboración propia.

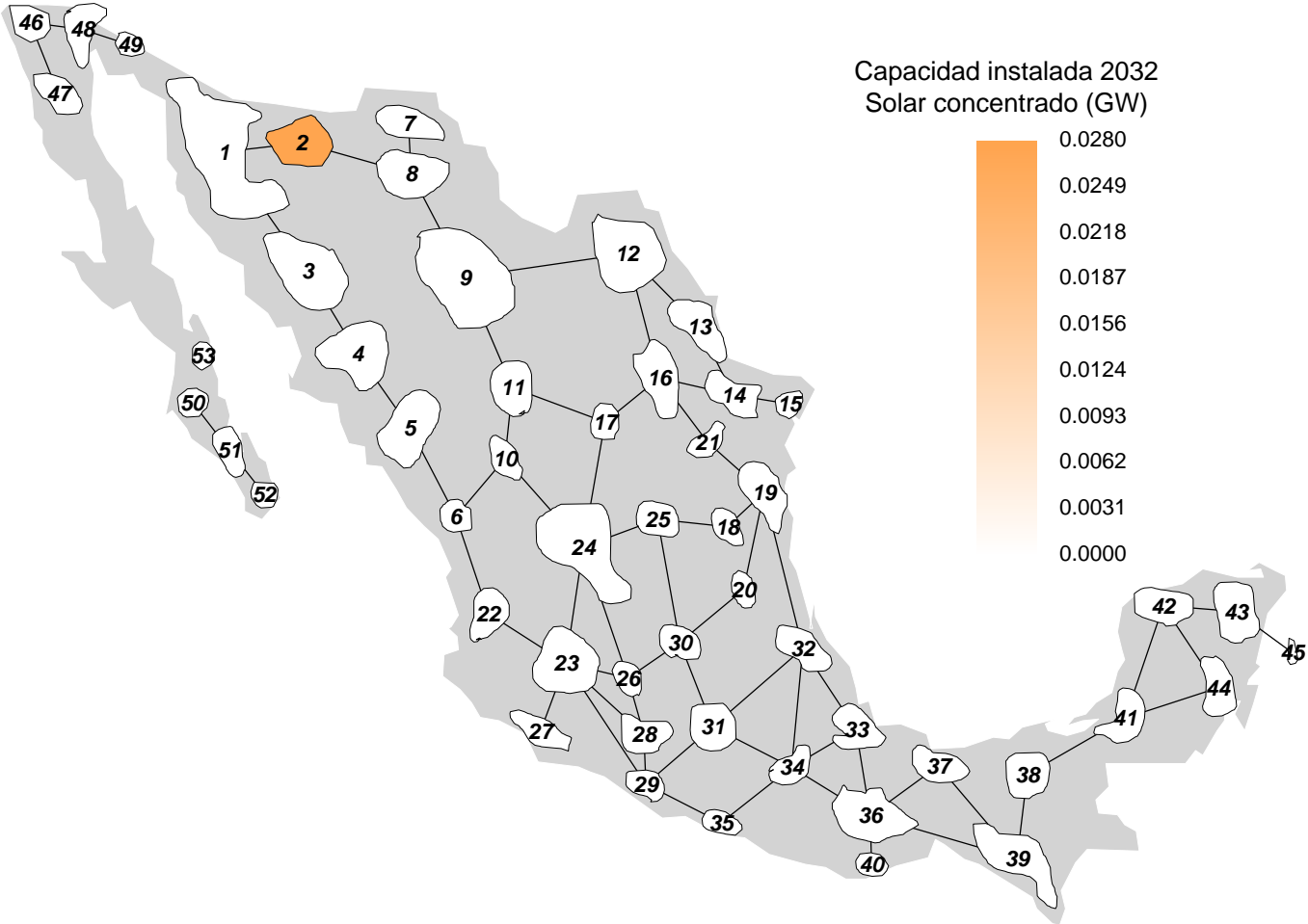


Figura B.14: Capacidad de generación instalada a 2032 de plantas termosolares. Elaboración propia.

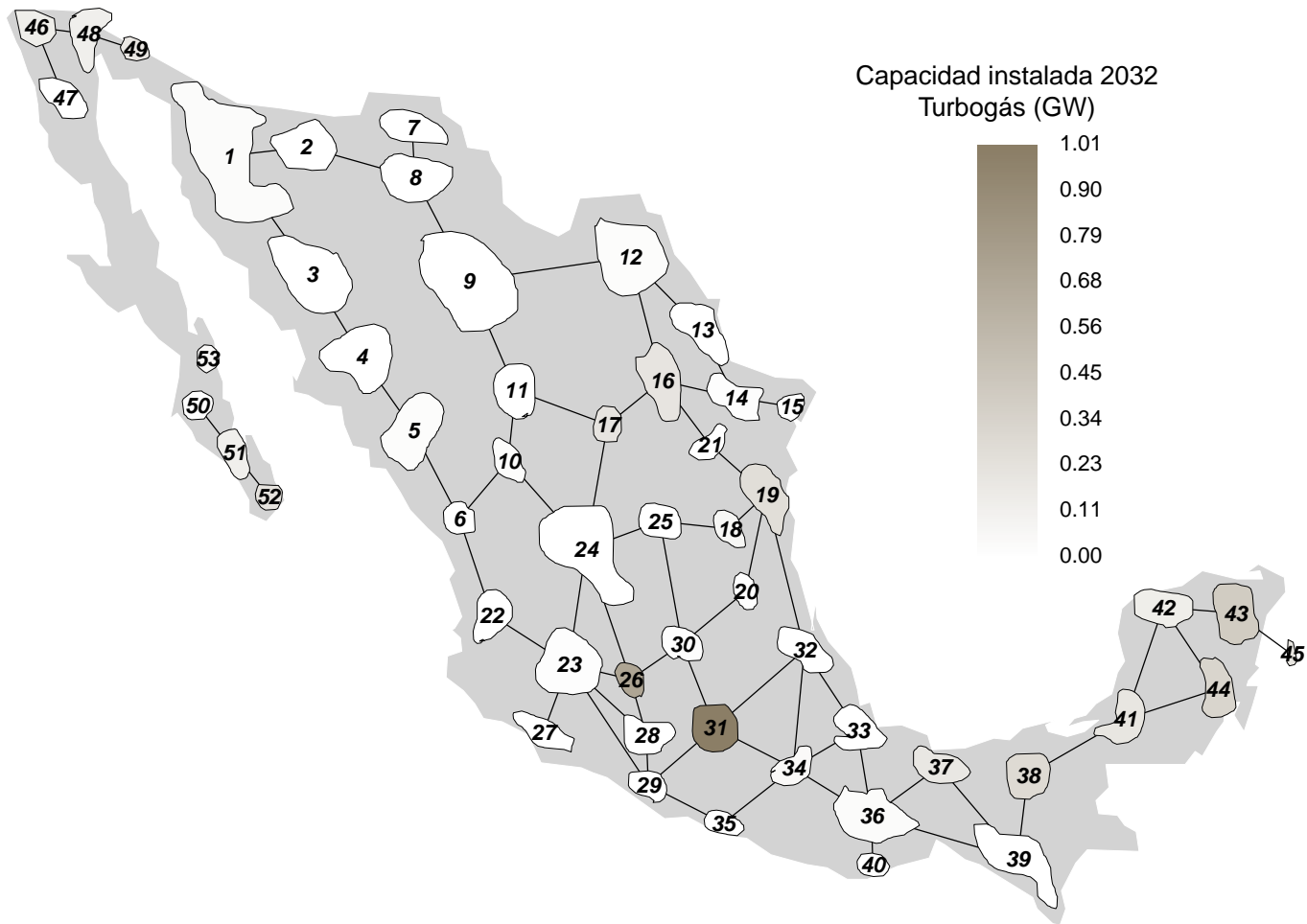


Figura B.15: Capacidad de generación instalada a 2032 de plantas de turbogás. Elaboración propia.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ley de transición energética. *Diario Oficial de la Federación*.
- [2] National renewable energy laboratory. <https://www.nrel.gov/>. Acceso: 2019-06-13.
- [3] Energy.gov. www.energy.gov, . Accessed: 2019-08-13.
- [4] Circuit globe. <https://circuitglobe.com/power-system.html>, . Accessed: 2019-08-13.
- [5] J. Aghaei, M. Akbari, A. Roosta, M. Gitizadeh, and T. Niknam. Integrated renewable–conventional generation expansion planning using multiobjective framework. *IET generation, transmission & distribution*, 6(8):773–784, 2012.
- [6] J. Aghaei, M. A. Akbari, A. Roosta, and A. Baharvandi. Multiobjective generation expansion planning considering power system adequacy. *Electric Power Systems Research*, 102:8–19, 2013.
- [7] J. Aghaei, A. Roosta, M. A. Akbari, A. Rabiee, and M. Gitizadeh. Reliability constrained multi-period generation expansion planning of electrical energy resources using MILP. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 23(7):961–974, 2013.
- [8] J. Aghaei, N. Amjady, A. Baharvandi, and M.-A. Akbari. Generation and transmission expansion planning: Milp–based probabilistic model. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(4):1592–1601, 2014.

-
- [9] R. K. Ahuja, T. L. Magnanti, and J. B. Orlin. Network flows. 1988.
- [10] D. Anderson. Models for determining least-cost investments in electricity supply. *The Bell Journal of Economics and Management Science*, pages 267–299, 1972.
- [11] C. H. Antunes, A. G. Martins, and I. S. Brito. A multiple objective mixed integer linear programming model for power generation expansion planning. *Energy*, 29(4):613–627, 2004.
- [12] O. Babatunde, J. Munda, and Y. Hamam. Generation expansion planning: A survey. In *2018 IEEE PES/IAS PowerAfrica*, pages 307–312. IEEE, 2018.
- [13] O. M. Babatunde, J. L. Munda, and Y. Hamam. A comprehensive state-of-the-art survey on power generation expansion planning with intermittent renewable energy source and energy storage. *International Journal of Energy Research*.
- [14] A. Bagheri, J. Wang, and C. Zhao. Data-driven stochastic transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(5):3461–3470, 2016.
- [15] A. Baharvandi, J. Aghaei, T. Niknam, M. Shafie-Khah, R. Godina, and J. P. Catalao. Bundled generation and transmission planning under demand and wind generation uncertainty based on a combination of robust and stochastic optimization. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 9(3):1477–1486, 2018.
- [16] G. A. Bakirtzis, P. N. Biskas, and V. Chatziathanasiou. Generation expansion planning by milp considering mid-term scheduling decisions. *Electric Power Systems Research*, 86:98–112, 2012.
- [17] L. Baringo and A. Baringo. A stochastic adaptive robust optimization approach for the generation and transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(1):792–802, 2017.

-
- [18] L. Baringo and A. J. Conejo. Wind power investment: A benders decomposition approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(1):433–441, 2011.
- [19] F. Beglari and M. Laughton. The combined costs method for optimal economic planning of an electrical power system. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 94(6):1935–1942, 1975.
- [20] N. Beume, C. M. Fonseca, M. López-Ibáñez, L. Paquete, and J. Vahrenhold. On the complexity of computing the hypervolume indicator. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, 13(5):1075–1082, 2009.
- [21] A. Bhuvanesh, K. Karunanithi, and S. Kannan. Least cost generation expansion planning with wind plant using differential evolution algorithm. In *2014 international conference on circuits, power and computing technologies [ICCPCT-2014]*, pages 540–547. IEEE, 2014.
- [22] J. A. Bloom. Solving an electricity generating capacity expansion planning problem by generalized benders’ decomposition. *Operations Research*, 31(1):84–100, 1983.
- [23] F. Careri, C. Genesi, P. Marannino, M. Montagna, S. Rossi, and I. Siviero. Generation expansion planning in the age of green economy. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(4):2214–2223, 2011.
- [24] Q. Chen, C. Kang, Q. Xia, and J. Zhong. Power generation expansion planning model towards low-carbon economy and its application in china. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(2):1117–1125, 2010.
- [25] S. Chen, P. Liu, and Z. Li. Multi-regional power generation expansion planning with air pollutants emission constraints. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 112:382–394, 2019.
- [26] A. S. Chuang, F. Wu, and P. Varaiya. A game-theoretic model for generation expansion planning: problem formulation and numerical comparisons. *IEEE Transactions on Power Systems*, 16(4):885–891, 2001.

- [27] J. Climaco, C. Antunes, A. Martins, J. Marta, and A. Almeida. A decision support system for power generation expansion planning with a case study. In *29th IEEE Conference on Decision and Control*, pages 264–270. IEEE, 1990.
- [28] A. J. Conejo, L. Baringo, S. J. Kazempour, and A. S. Siddiqui. Investment in electricity generation and transmission. *Cham Zug, Switzerland: Springer International Publishing*, 2016.
- [29] A. M. L. da Silva, M. R. Freire, and L. M. Honório. Transmission expansion planning optimization by adaptive multi-operator evolutionary algorithms. *Electric Power Systems Research*, 133:173–181, 2016.
- [30] A. M. L. da Silva, F. A. de Assis, L. A. Manso, M. R. Freire, and S. A. Flávio. Constructive metaheuristics applied to transmission expansion planning with security constraints. In *2017 19th International Conference on Intelligent System Application to Power Systems (ISAP)*, pages 1–7. IEEE, 2017.
- [31] C. Dang, X. Wang, X. Wang, Y. Xiao, and W. Teng. Generation expansion planning with decomposition-coordination: An improved iterative method. In *2015 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, pages 1–5. IEEE, 2015.
- [32] E. De Hoyos-Argueta. Herramientas matemáticas para la recolección de residuos sólidos urbanos. Maestría en Logística y Cadena de Suministro, Universidad Autónoma de Nuevo León, 2019.
- [33] L. E. de Oliveira, F. D. Freitas, I. C. da Silva, and P. V. Gomes. Dynamic and static transmission network expansion planning via harmony search and branch & bound on a hybrid algorithm. In *EPIA Conference on Artificial Intelligence*, pages 271–282. Springer, 2017.
- [34] S. Dehghan, N. Amjady, and A. J. Conejo. Adaptive robust transmission expansion planning using linear decision rules. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(5):4024–4034, 2017.

-
- [35] A. H. Domínguez, A. H. Escobar, and R. A. Gallego. An milp model for the static transmission expansion planning problem including hvac/hvdc links, security constraints and power losses with a reduced search space. *Electric Power Systems Research*, 143:611–623, 2017.
- [36] A. H. Dominguez, L. H. Macedo, A. H. Escobar, and R. Romero. Multistage security-constrained hvac/hvdc transmission expansion planning with a reduced search space. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(6):4805–4817, 2017.
- [37] M. Ehrgott. *Multicriteria optimization*, volume 491. Springer Science & Business Media, 2005.
- [38] M. El-Bages and W. Elsayed. Social spider algorithm for solving the transmission expansion planning problem. *Electric Power Systems Research*, 143:235–243, 2017.
- [39] A. Elizondo, V. Pérez-Cirera, A. Strapasson, J. C. Fernández, and D. Cruz-Cano. Mexico’s low carbon futures: An integrated assessment for energy planning and climate change mitigation by 2050. *Futures*, 93:14–26, 2017.
- [40] S. Farghal, R. El-Dewieny, and M. R. A. Aziz. Generation expansion planning using the decision tree technique. *Electric power systems research*, 13(1):59–70, 1987.
- [41] Y. Feng and S. M. Ryan. Scenario construction and reduction applied to stochastic power generation expansion planning. *Computers & Operations Research*, 40(1):9–23, 2013.
- [42] H. T. Firmo and L. L. Legey. Generation expansion planning: an iterative genetic algorithm approach. *IEEE Transactions on Power systems*, 17(3):901–906, 2002.
- [43] A. Flores-Quiroz, R. Palma-Behnke, G. Zakeri, and R. Moreno. A column generation approach for solving generation expansion planning problems with

- high renewable energy penetration. *Electric Power Systems Research*, 136: 232–241, 2016.
- [44] C. M. Fonseca, L. Paquete, and M. López-Ibáñez. An improved dimension-sweep algorithm for the hypervolume indicator. In *2006 IEEE international conference on evolutionary computation*, pages 1157–1163. IEEE, 2006.
- [45] J. A. H. Galicia and R. N. Gómez. Modelo para la planificación de la expansión del sistema eléctrico de generación con criterios de acotamiento de riesgo. *Comité Técnico Operativo*, page 131, 2007.
- [46] C. Galloway, L. Garver, L. Kirchmayer, and A. Wood. Generation-transmission expansion planning. In *Proc. Power Systems Computation Conf. pt*, volume 5, 1966.
- [47] L. L. Garver. Transmission network estimation using linear programming. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, (7):1688–1697, 1970.
- [48] E. Gil, I. Aravena, and R. Cárdenas. Generation capacity expansion planning under hydro uncertainty using stochastic mixed integer programming and scenario reduction. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(4):1838–1847, 2014.
- [49] B. Gorenstin, N. Campodonico, J. Costa, and M. Pereira. Power system expansion planning under uncertainty. *IEEE Transactions on Power Systems*, 8(1):129–136, 1993.
- [50] O. J. Guerra, D. A. Tejada, and G. V. Reklaitis. An optimization framework for the integrated planning of generation and transmission expansion in interconnected power systems. *Applied energy*, 170:1–21, 2016.
- [51] R. Hemmati, R.-A. Hooshmand, and A. Khodabakhshian. Coordinated generation and transmission expansion planning in deregulated electricity market considering wind farms. *Renewable energy*, 85:620–630, 2016.

- [52] R. Hemmati, H. Saboori, and M. A. Jirdehi. Multistage generation expansion planning incorporating large scale energy storage systems and environmental pollution. *Renewable Energy*, 97:636–645, 2016.
- [53] J. Hernández et al. Pegyt ii: Modelo para la planeación integrada de la expansión de los sistemas de generación, transmisión y transporte de gas natural. *Boletín IEE*, julio/agosto, pages 174–180, 1999.
- [54] V. Hinojosa and F. Gonzalez-Longatt. Stochastic security-constrained generation expansion planning methodology based on a generalized line outage distribution factors. In *2017 IEEE Manchester PowerTech*, pages 1–6. IEEE, 2017.
- [55] Y. Hu, T. Ding, Z. Bie, and H. Lian. Integrated generation and transmission expansion planning with carbon capture operating constraints. In *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, pages 1–5. IEEE, 2016.
- [56] M. Jadidoleslam, A. Ebrahimi, and M. A. Latify. Probabilistic transmission expansion planning to maximize the integration of wind power. *Renewable energy*, 114:866–878, 2017.
- [57] S. Jalilzadeh, A. Shabani, and A. Azadru. Multi-period generation expansion planning using genetic algorithm. In *International Congress on Ultra Modern Telecommunications and Control Systems*, pages 358–363. IEEE, 2010.
- [58] M. Kandil, S. Farghal, and N. Hasanin. Economic assessment of energy storage options in generation expansion planning. In *IEE Proceedings C (Generation, Transmission and Distribution)*, volume 137, pages 298–306. IET, 1990.
- [59] S. Kannan, S. M. R. Slochanal, and N. P. Padhy. Application of evolutionary computation techniques for generation expansion planning. In *2003 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (IEEE Cat. No. 03CH37495)*, volume 1, pages 120–125. IEEE, 2003.

-
- [60] S. Kannan, S. M. R. Slochanal, and N. P. Padhy. Application and comparison of metaheuristic techniques to generation expansion planning problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(1):466–475, 2005.
- [61] S. Kannan, S. M. R. Slochanal, S. Baskar, and P. Murugan. Application and comparison of metaheuristic techniques to generation expansion planning in the partially deregulated environment. *IET generation, transmission & distribution*, 1(1):111–118, 2007.
- [62] S. H. Karaki, F. B. Chaaban, N. Al-Nakhl, and K. A. Tarhini. Power generation expansion planning with environmental consideration for lebanon. *International journal of electrical power & energy systems*, 24(8):611–619, 2002.
- [63] K. Karunanithi, S. Saravanan, B. Prabakar, S. Kannan, and C. Thangaraj. Integration of demand and supply side management strategies in generation expansion planning. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 73:966–982, 2017.
- [64] M. Kendzioriski, M. Setje-Eilers, and F. Kunz. Generation expansion planning under uncertainty: An application of stochastic methods to the german electricity system. In *2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, pages 1–7. IEEE, 2017.
- [65] A. Z. Khan, S. Yingyun, and A. Ashfaq. Generation expansion planning considering externalities for large scale integration of renewable energy. In *2014 IEEE International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*, pages 135–140. IEEE, 2014.
- [66] H. Kim, S. Lee, S. Han, W. Kim, K. Ok, and S. Cho. Integrated generation and transmission expansion planning using generalized Bender’s decomposition method. In *2015 IEEE International Conference on Computational Intelligence & Communication Technology*, pages 493–497. IEEE, 2015.

- [67] J.-H. Kim, J.-B. Park, J.-K. Park, and S.-K. Joo. A market-based analysis on the generation expansion planning strategies. In *Proceedings of the 13th International Conference on, Intelligent Systems Application to Power Systems*, pages 6–pp. IEEE, 2005.
- [68] Y.-C. Kim and B.-H. Ahu. Multicriteria generation-expansion planning with global environmental considerations. *IEEE Transactions on engineering management*, 40(2):154–161, 1993.
- [69] N. E. Koltsaklis and M. C. Georgiadis. A multi-period, multi-regional generation expansion planning model incorporating unit commitment constraints. *Applied energy*, 158:310–331, 2015.
- [70] J. Li, Z. Li, F. Liu, H. Ye, X. Zhang, S. Mei, and N. Chang. Robust coordinated transmission and generation expansion planning considering ramping requirements and construction periods. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(1):268–280, 2017.
- [71] S. Li, D. W. Coit, and F. Felder. Stochastic optimization for electric power generation expansion planning with discrete climate change scenarios. *Electric Power Systems Research*, 140:401–412, 2016.
- [72] S. Lumbreras, A. Ramos, and F. Banez-Chicharro. Optimal transmission network expansion planning in real-sized power systems with high renewable penetration. *Electric Power Systems Research*, 149:76–88, 2017.
- [73] M. Majidi-Qadikolai and R. Baldick. A generalized decomposition framework for large-scale transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(2):1635–1649, 2017.
- [74] A. Marcato, I. C. S Jr, P. Garcia, A. Mendes, A. M. Lung, J. Pereira, and E. J. Oliveira. Genetic algorithm approach applied to long term generation expansion planning. In *2006 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America*, pages 1–7. IEEE, 2006.

- [75] L. Martínez-Villaseñor, H. Ponce, J. A. Marmolejo, J. M. Ramírez, and A. Hernández. A genetic algorithm to solve power system expansion planning with renewable energy. In *Mexican International Conference on Artificial Intelligence*, pages 3–17. Springer, 2018.
- [76] P. Masse and R. Gibrat. Application of linear programming to investments in the electric power industry. *Management Science*, 3(2):149–166, 1957.
- [77] H. Mavalizadeh, A. Ahmadi, F. H. Gandoman, P. Siano, and H. A. Shayanfar. Multiobjective robust power system expansion planning considering generation units retirement. *IEEE Systems Journal*, 12(3):2664–2675, 2017.
- [78] J. Meldrum, S. Nettles-Anderson, G. Heath, and J. Macknick. Life cycle water use for electricity generation: a review and harmonization of literature estimates. *Environmental Research Letters*, 8(1):015031, 2013.
- [79] J. L. C. Meza, M. B. Yildirim, and A. S. Masud. A model for the multiperiod multiobjective power generation expansion problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(2):871–878, 2007.
- [80] R. Mínguez and R. García-Bertrand. Robust transmission network expansion planning in energy systems: Improving computational performance. *European Journal of Operational Research*, 248(1):21–32, 2016.
- [81] H. Mirzaesmaeeli, A. Elkamel, P. L. Douglas, E. Croiset, and M. Gupta. A multi-period optimization model for energy planning with co2 emission consideration. *Journal of environmental management*, 91(5):1063–1070, 2010.
- [82] B. Mo, J. Hegge, and I. Wangensteen. Stochastic generation expansion planning by means of stochastic dynamic programming. *IEEE Transactions on Power Systems*, 6(2):662–668, 1991.
- [83] A. Moradi, Y. Alinejad-Beromi, and K. Kiani. Multi-objective transmission expansion planning with allocation of fixed series compensation under un-

- certainties. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 27(11): e2417, 2017.
- [84] A. Moreira, D. Pozo, A. Street, and E. Sauma. Reliable renewable generation and transmission expansion planning: co-optimizing system's resources for meeting renewable targets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(4): 3246–3257, 2016.
- [85] A. Moreira, G. Strbac, R. Moreno, A. Street, and I. Konstantelos. A five-level milp model for flexible transmission network planning under uncertainty: A min–max regret approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(1): 486–501, 2017.
- [86] J. D. Mosquera-Artamonov, E. Valdés, and J. F. Vasco-Leal. Multiobjective forecasting for lumpy series of oilseed production. Enviado a *Annals of Operations Research*, 2019.
- [87] P. Nag. *Power plant engineering*. Tata McGraw-Hill Education, 2002.
- [88] H. Nemati, M. A. Latify, and G. R. Yousefi. Coordinated generation and transmission expansion planning for a power system under physical deliberate attacks. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 96:208–221, 2018.
- [89] P. Nordlund, D. Sjelvgren, M. Pereira, and J. Bubenko. Generation expansion planning for systems with a high share of hydro power. *IEEE transactions on power systems*, 2(1):161–167, 1987.
- [90] D. Nualhong, S. Chusanapiputt, S. Jantarang, and V. Pungprasert. Generation expansion planning including biomass energy sources with global environmental consideration using improved tabu search. In *TENCON 2005-2005 IEEE Region 10 Conference*, pages 1–5. IEEE, 2005.
- [91] V. Oree, S. Z. S. Hassen, and P. J. Fleming. Generation expansion planning

- optimisation with renewable energy integration: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 69:790–803, 2017.
- [92] M. Ozcan, S. Ozturk, and M. Yildirim. Turkey’s long-term generation expansion planning with the inclusion of renewable-energy sources. *Computers & Electrical Engineering*, 40(7):2050–2061, 2014.
- [93] R. Palacios, E. Valdes, and R. Batres. A multi-step multi-objective generation expansion planning model-A case study in Mexico. *International Journal of Smart Grid and Clean Energy*, 7(2):90–97, 2018.
- [94] R. Palacios Saldaña, J. D. Mosquera Artamonov, and E. Valdés. New models of power distribution systems: smart grids and distributed generation. In *III Jornadas de Doctorandos de la Universidad de Burgos*, pages 193–201. Servicio de Publicaciones e Imagen Institucional, 2016.
- [95] B. Palmintier. Flexibility in generation planning: Identifying key operating constraints. In *2014 power systems computation conference*, pages 1–7. IEEE, 2014.
- [96] V. Pareto. Manuale di economica politica, societa editrice libraria. *Manual of political economy*, 1971, 1906.
- [97] H. Park and R. Baldick. Multi-year stochastic generation capacity expansion planning under environmental energy policy. *Applied energy*, 183:737–745, 2016.
- [98] S. Pereira, P. Ferreira, and A. I. F. Vaz. Generation expansion planning with high share of renewables of variable output. *Applied energy*, 190:1275–1288, 2017.
- [99] N. X. Phuc, C. Marpaung, and R. M. Shrestha. Portfolio risk analysis based generation expansion planning considering CO₂ trading. In *Proceedings of the International Conference on Energy and Sustainable Development: Issues and Strategies (ESD 2010)*, pages 1–8. IEEE, 2010.

-
- [100] Q. Ploussard, L. Olmos, and A. Ramos. An operational state aggregation technique for transmission expansion planning based on line benefits. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(4):2744–2755, 2016.
- [101] R. Poubel, E. De Oliveira, L. Manso, L. Honório, and L. Oliveira. Tree searching heuristic algorithm for multi-stage transmission planning considering security constraints via genetic algorithm. *Electric Power Systems Research*, 142:290–297, 2017.
- [102] D. Pozo, E. E. Sauma, and J. Contreras. A three-level static milp model for generation and transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power systems*, 28(1):202–210, 2012.
- [103] K. Promjiraprawat and B. Limmeechokchai. Multi-objective and multi-criteria optimization for power generation expansion planning with co 2 mitigation in Thailand. *Songklanakarin Journal of Science & Technology*, 35(3), 2013.
- [104] J. Qiu. How to build an electric power transmission network considering demand side management and a risk constraint? *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 94:311–320, 2018.
- [105] H. K. Rad and Z. Moravej. An approach for simultaneous distribution, sub-transmission, and transmission networks expansion planning. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 91:166–182, 2017.
- [106] H. K. Rad and Z. Moravej. Coordinated transmission substations and sub-transmission networks expansion planning incorporating distributed generation. *Energy*, 120:996–1011, 2017.
- [107] N. Rajabani, M. R. Mehregan, and M. R. Taghizadeh. Developing a multi-objective mathematical model for power generation expansion planning in iran. *Manage Administrative Sci Rev*, 3(7):1116–1125, 2014.

-
- [108] K. Rajesh, K. Karthikeyan, S. Kannan, and M. Karuppasamyandian. Generation capacity expansion planning with solar power plant incorporating emission. *VFSTR Journal of STEM*, 1(2):2062–2455, 2015.
- [109] K. Rajesh, S. Kannan, and C. Thangaraj. Least cost generation expansion planning with wind power plant incorporating emission using differential evolution algorithm. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 80:275–286, 2016.
- [110] K. Rajesh, K. Karthikeyan, S. Kannan, and C. Thangaraj. Generation expansion planning based on solar plants with storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57:953–964, 2016.
- [111] A. Ramos, I. J. Pérez-Arriaga, and J. Bogas. A nonlinear programming approach to optimal static generation expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 4(3):1140–1146, 1989.
- [112] C. Rathore and R. Roy. Impact of wind uncertainty, plug-in-electric vehicles and demand response program on transmission network expansion planning. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 75:59–73, 2016.
- [113] C. Roldán, A. S. de la Nieta, R. García-Bertrand, and R. Mínguez. Robust dynamic transmission and renewable generation expansion planning: Walking towards sustainable systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 96:52–63, 2018.
- [114] A. A. Román Acosta. Diseño de territorios de cobertura para las patrullas de policías. Maestría en Logística y Cadena de Suministro, Universidad Autónoma de Nuevo León, 2019.
- [115] G. Rosel Palacios. Estudios de optimización de parámetros de uniones soldadas robotizadas en estructuras de acero inoxidable. Maestría en Ciencias de la Ingeniería, Instituto Tecnológico de Tlalnepantla. Tecnológico Nacional de México, 2019.

-
- [116] H. Saadat et al. *Power system analysis*. McGraw-Hill Series in Electrical and Computer Engineering, 1999.
- [117] H. Saboori and R. Hemmati. Considering carbon capture and storage in electricity generation expansion planning. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 7(4):1371–1378, 2016.
- [118] K. Saxena, R. Bhakar, and P. Jain. Coordinated gep and tep approach with correlated generation and load. In *2018 3rd International Conference and Workshops on Recent Advances and Innovations in Engineering (ICRAIE)*, pages 1–6. IEEE, 2018.
- [119] Secretaría de Energía. Programa de desarrollo del sistema eléctrico nacional 2018–2032 (prodesen).
- [120] SEMARNAT-INECC. *Mexico’s Climate Change Mid-Century Strategy*. Secretaría de Marina y Recursos Naturales (SEMARNAT) e Instituto de Ecología y Cambio Climático (INECC).
- [121] I. Sharan and R. Balasubramanian. Integrated generation and transmission expansion planning including power and fuel transportation constraints. *Energy Policy*, 43:275–284, 2012.
- [122] W. Shengyu, C. Lu, Y. Xiaoqing, and Y. Bo. Long-term generation expansion planning under uncertainties and fluctuations of multi-type renewables. In *2015 IEEE 5th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG)*, pages 612–616. IEEE, 2015.
- [123] C. A. Sima, G. C. Lazaroiu, V. Dumbrava, C. Panait, and M. Roscia. Deterministic approach for generation and transmission expansion planning. In *2018 5th International Symposium on Environment-Friendly Energies and Applications (EFEA)*, pages 1–6. IEEE, 2018.
- [124] K. J. Singh, A. B. Philpott, and R. K. Wood. Dantzig-wolfe decomposition

- for solving multistage stochastic capacity-planning problems. *Operations Research*, 57(5):1271–1286, 2009.
- [125] J. Sirikum and A. Techanitisawad. Power generation expansion planning with emission control: a nonlinear model and a ga-based heuristic approach. *International Journal of Energy Research*, 30(2):81–99, 2006.
- [126] J. Sirikum, A. Techanitisawad, and V. Kachitvichyanukul. A new efficient GA-Benders’ decomposition method: For power generation expansion planning with emission controls. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(3):1092–1100, 2007.
- [127] F. Sánchez Ruiz. Big data como estrategia competitiva aplicado en la logística y el transporte de pymes. Maestría en Logística y Cadena de Suministro, Universidad Autónoma de Nuevo León, 2019.
- [128] B. Solano-Rodríguez, A. Pizarro-Alonso, K. Vaillancourt, and C. Martin-del Campo. Mexico’s transition to a net-zero emissions energy system: Near term implications of long term stringent climate targets. In *Limiting Global Warming to Well Below 2 C: Energy System Modelling and Policy Development*, pages 315–331. Springer, 2018.
- [129] S. Stoft. Power system economics. *Journal of Energy Literature*, 8:94–99, 2002.
- [130] E. S. Stults. *Minimizing Water Requirements for Electricity Generation in Water Scarce Areas*. PhD thesis, Worcester Polytechnic Institute, 2015.
- [131] S. M. Tafreshi, A. S. Lahiji, J. Aghaei, and A. Rabiee. Reliable generation expansion planning in pool market considering power system security. *Energy conversion and management*, 54(1):162–168, 2012.
- [132] H. Tekiner, D. W. Coit, and F. A. Felder. Multi-period multi-objective electricity generation expansion planning problem with Monte-Carlo simulation. *Electric Power Systems Research*, 80(12):1394–1405, 2010.

- [133] F. S. Thomé, S. Binato, M. V. Pereira, N. Campodónico, M. H. Fampa, and L. C. d. Costa Jr. Decomposition approach for generation and transmission expansion planning with implicit multipliers evaluation. *Pesquisa Operacional*, 33(3):343–359, 2013.
- [134] E. Valdés, R. Palacios, J. D. Mosquera-Artamonov, and J. Pacheco. *Un enfoque multidisciplinar de la optimización*. Universidad de Burgos, 2018. ISBN 978-84-16283-56-9.
- [135] E. Valdés, J. D. Mosquera-Artamonov, C. Cruz-Gonzalez, and J. J. Taha-Tijerina. Multiobjective optimization on adhesive bonding of aluminum-carbon fiber laminate. Enviado a *Journal of Computational Intelligence*, 2019.
- [136] N. Van Bracht, F. Grote, A. Fehler, and A. Moser. Incorporating long-term uncertainties in generation expansion planning. In *2016 13th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, pages 1–5. IEEE, 2016.
- [137] B. Vatani, B. Chowdhury, and J. Lin. The role of demand response as an alternative transmission expansion solution in a capacity market. In *2017 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, pages 1–7. IEEE, 2017.
- [138] M. Vaziri, K. Tomsovic, and A. Bose. A directed graph formulation of the multistage distribution expansion problem. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 19(3):1335–1341, 2004.
- [139] J. Veysey, C. Octaviano, K. Calvin, S. H. Martinez, A. Kitous, J. McFarland, and B. van der Zwaan. Pathways to mexico’s climate change mitigation targets: A multi-model analysis. *Energy Economics*, 56:587–599, 2016.
- [140] M. Webster, P. Donohoo, and B. Palmintier. Water–co₂ trade-offs in electricity generation planning. *Nature Climate Change*, 3(12):1029, 2013.
- [141] M. Wierzbowski, W. Lyzwa, and I. Musial. Milp model for long-term energy mix planning with consideration of power system reserves. *Applied Energy*, 169:93–111, 2016.

- [142] F. Wiese, R. Bramstoft, H. Koduvere, A. P. Alonso, O. Balyk, J. G. Kirkerud, Å. G. Tveten, T. F. Bolkesjø, M. Münster, and H. Ravn. Balmorel open source energy system model. *Energy strategy reviews*, 20:26–34, 2018.
- [143] H. L. Willis. *Spatial electric load forecasting*. CRC Press, 2002.
- [144] W. E. C. World Energy Council. Energy sustainability index. *World Energy Trilemma Index*, page 135, 2013.
- [145] Z. Wu, X. Du, W. Gu, X.-P. Zhang, and J. Li. Automatic selection method for candidate lines in transmission expansion planning. *IEEE Access*, 6:11605–11613, 2018.
- [146] L. Xiaotong, L. Yimei, Z. Xiaoli, and Z. Ming. Generation and transmission expansion planning based on game theory in power engineering. *Systems Engineering Procedia*, 4:79–86, 2012.
- [147] S. Yamgar, G. Nandaa, S. Srivastavaa, S. Singh, P. Guptab, D. Paulb, and R. Shrestha. Implications of energy tax on generation expansion plan & GHG emission: a case study on indian power sector. In *2004 International Conference on Power System Technology, 2004. PowerCon 2004.*, volume 2, pages 1734–1739. IEEE, 2004.
- [148] J. Zhan, C. Chung, and A. Zare. A fast solution method for stochastic transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(6):4684–4695, 2017.
- [149] X. Zhang and A. J. Conejo. Robust transmission expansion planning representing long-and short-term uncertainty. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(2):1329–1338, 2017.
- [150] X. Zhang and A. J. Conejo. Candidate line selection for transmission expansion planning considering long-and short-term uncertainty. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 100:320–330, 2018.

-
- [151] X. Zhang, K. Tomsovic, and A. Dimitrovski. Security constrained multi-stage transmission expansion planning considering a continuously variable series reactor. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(6):4442–4450, 2017.
- [152] Y. Zhang, J. Wang, Y. Li, and X. Wang. An extension of reduced disjunctive model for multi-stage security-constrained transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(1):1092–1094, 2017.
- [153] E. Zitzler, L. Thiele, M. Laumanns, C. M. Fonseca, and V. Da Fonseca Grunert. Performance assessment of multiobjective optimizers: An analysis and review. *TIK-Report*, 139, 2002.

RESUMEN AUTOBIOGRÁFICO

Eduardo Valdés García

Candidato para obtener el grado de
Doctorado en Ingeniería
con especialidad en Ingeniería de Sistemas

Universidad Autónoma de Nuevo León
Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica

Tesis:

METODOLOGÍA MULTI OBJETIVO PARA LA PLANIFICACIÓN
SOSTENIBLE DE LA EXPANSIÓN DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN
DEL SECTOR ELÉCTRICO.

Eduardo nació el 8 de junio de 1990 y es originario de Arteaga, Coahuila, México. Obtuvo el grado de Licenciado en Matemáticas Aplicadas en 2012 por la Universidad Autónoma de Coahuila. Obtuvo el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería de Sistemas en 2016 por la Universidad Autónoma de Nuevo León. Actualmente, es candidato a recibir el grado de Doctor en Ingeniería con especialidad en Ingeniería de Sistemas por la Universidad Autónoma de Nuevo León.