

Rutas sectoriales para el escenario nacional emisiones netas cero de México

Una propuesta desde
Sociedad Civil



Rutas sectoriales para el escenario nacional emisiones netas cero de México

Una propuesta desde Sociedad Civil

Primera edición.

Iniciativa Climática de México, 2023

Coordinación institucional

Adrián Fernández Bremauntz
Luisa Sierra Brozon
Jorge Villarreal Padilla
Erika Ortiz Sánchez
Ana Sofía Tamborrel Signoret
Mariana Gutierrez Grados
Héctor Magallón Larson
Paulina Rebeca Cárdenas Moreno
Marisol Rivera Planter

Coordinación técnica

Marco Aurelio Jano Ito
Paulina Rebeca Cárdenas Moreno
Erika Ortiz Sánchez

Investigación

Alejandro Blázquez García
Andrea Zafra Ortega
Dennis Gastelum Rivera
Félix Delgado Elizundia
Ilse Ávalos Vargas
Irving Ubaldo Tzec Quiñones
José David Peñaloza Pérez
José Morales Rodríguez
Juana Isabel Girón Cruz
Marco Aurelio Jano Ito
Mariana Karina Hernández Escalante
Mariano Osvaldo Birlain Escalante
Rodrigo Palacios Saldaña

Colaboración

Alexa Preinfalk Dávila
Analuz Presbítero García
Carmen Alejandra Neri Villeda
Dahely Junueth Castelán Mendoza
FABLE- México
Héctor Magallón Larson
José de Jesús Calderón
July Marcela Puentes Puentes
Lisbeth Camacho Téllez
María Fernanda García Naranjo Ortega
Mariana Díaz Ávila
Mariana Gutierrez Grados
Mario Alejandro Mercado Mendoza
Pamela Ligregni Aguilera
Ricardo Cruz Salinas
Viridiana González Uribe

Diseño gráfico

Angel Moreno Benítez, ICM
Sakbe Comunicación para el Cambio Social

Revisión editorial

Español Fácil

ICM desea expresar su sincero agradecimiento y reconocimiento a todas las personas comprometidas que participaron en los talleres para la elaboración de la Ruta Emisiones Netas Cero para México 2060, desde Sociedad Civil. Sus contribuciones, hechas desde organizaciones de la sociedad civil, colectivos de juventudes, representantes del sector académico, del ámbito privado y gobiernos subnacionales, han sido fundamentales para el diseño de las medidas que componen esta Ruta.

Contenido

A. Introducción	14
B. Ruta de Emisiones Netas Cero para México	19
<i>B.1. Escenario Línea base a 2060</i>	<i>20</i>
<i>B.2. Escenario de Emisiones Netas Cero para México a 2060.....</i>	<i>23</i>
B.2.1. Consumo de combustibles	26
B.2.2. Cadena de suministro de hidrógeno verde	27
B.2.3. Uso de suelo para la generación de energía eléctrica (solar y eólica)	28
B.2.4. Uso de agua en la generación de energía eléctrica	29
B.2.5. Curva de costos marginales de abatimiento	30
C. Metodología para elaborar las rutas de emisiones netas cero para México	35
<i>C.1. Experiencias en el establecimiento de escenarios de reducción de emisiones de largo plazo</i>	<i>36</i>
<i>C.2. Metodología general.....</i>	<i>38</i>
<i>C.3. Descripción de los modelos empleados.....</i>	<i>42</i>
C.3.1. OSeMOSYS/CLEWs: la aplicación para México.....	42
C.3.2. Modelo TIMES.....	43
C.3.3. Scenario Analysis Interface (SAInt)	44
C.3.4. Modelo Mobilise Your City (MYC)	45
C.3.5. Modelo MOVES.....	46
C.3.6. FABLE	46
<i>C.4. Diseño del costo marginal de abatimiento para el análisis económico.....</i>	<i>47</i>
C.4.1. Cálculo sobre costo marginal de abatimiento (CMA).....	48
D. Contribución del sector eléctrico.....	51
<i>D.1. Contexto nacional</i>	<i>52</i>
<i>D.2. Línea base</i>	<i>67</i>
D.2.1. Consumo de electricidad	67
D.2.2. Pérdidas en transmisión y distribución	68
D.2.3. Instalación de generación distribuida	69
D.2.4. Adición de capacidad a gran escala.....	69
D.2.5. Proyección del escenario base a largo plazo con base en la generación por tecnología y consumo de combustibles	72
D.2.6. Consumo de agua	74
D.2.7. Áreas requeridas para la energía solar y eólica	74
<i>D.3. Medidas de mitigación.....</i>	<i>75</i>
D.3.1. Eficiencia del Sistema Eléctrico	80
D.3.2. Reducción de pérdidas en transmisión y distribución	89
D.3.3. Mecanismos para el impulso de la instalación de capacidad limpia a gran escala.....	96
D.3.4. Mecanismos para el impulso de capacidad limpia en generación distribuida	111
D.3.5. Flexibilidad, almacenamiento y otros vectores de la transición energética.....	120

<i>D.4. Ruta para el escenario de emisiones netas cero</i>	125
D.4.1. Consumo de electricidad	126
D.4.2. Pérdidas en transmisión y distribución	128
D.4.3. Instalación de generación distribuida	128
D.4.4. Evolución de capacidad instalada por tecnología	128
D.4.5. Escenario a largo plazo de emisiones netas cero con base en la generación por tecnología y el consumo de combustibles	131
D.4.6. Evolución del consumo de combustibles y emisiones de GEI	133
D.4.7. Evolución del consumo de agua y uso de territorio	134
D.4.8. Regionalización del sistema eléctrico	136
D.4.9. Fase 1. Demanda eléctrica	137
D.4.10. Fase 2. Regionalización y despacho	137
D.4.11. Simulación operativa multinodal del Sistema Eléctrico Nacional en 2060	140
D.4.12. Scenario Analysis Interface: SAInt	142
D.4.13. Construcción del modelo del Sistema Eléctrico Nacional en SAInt	142
<i>D.5. Análisis de resultados</i>	149
D.5.1. Análisis de resultados generales	149
D.5.2. Análisis de resultados de la simulación operativa	149
D.5.3. Indicadores principales.....	150
D.5.4. Generación total por tecnología	151
D.5.5. Comportamiento del sistema en semanas de mínima y máxima demanda	152
D.5.6. Expansión del Sistema de Transmisión	155
<i>D.6. Costos de abatimiento</i>	157
E. Contribución del sector transporte	161
<i>E.1. Contexto nacional</i>	162
E.1.1. Consumo histórico de combustibles y electricidad	163
E.1.2. Contribución histórica a las emisiones nacionales	165
<i>E.2. Línea base</i>	166
E.2.1. Transporte carretero.....	166
E.2.2. Transporte ferroviario.....	167
E.2.3. Transporte aéreo	168
E.2.4. Transporte marítimo.....	169
E.2.5. Sector transporte	169
<i>E.3. Medidas de mitigación</i>	171
E.3.1. Evitar	173
E.3.2. Cambiar	182
E.3.3. Mejorar	193
<i>E.4. Ruta para el escenario de emisiones netas cero</i>	206
<i>E.5. Análisis de resultados</i>	206
E.5.1. Condiciones habilitadoras.....	209
<i>E.6. Costos de abatimiento</i>	211
F. Contribución del sector petróleo y gas	214

<i>F.1. Contexto nacional</i>	215
<i>F.2. Línea base</i>	218
F.2.1. Exploración y producción de crudo y gas	219
F.2.2. Consumo de combustibles en exploración y producción de crudo y gas.....	219
F.2.3. Procesamiento de gas natural	220
F.2.4. Refinación de petróleo.....	220
<i>F.3. Medidas de mitigación</i>	223
<i>F.4. Ruta para el escenario de emisiones netas cero</i>	242
<i>F.5. Análisis de resultados</i>	244
F.5.1. Gas natural	244
F.5.2. Refinación y producción de petrolíferos.....	245
<i>F.6. Costos de abatimiento</i>	249
G. Contribución del sector industria	252
<i>G.1. Contexto nacional</i>	253
G.1.1. Minería	257
G.1.2. Cemento y cal	258
G.1.3. Hierro y acero	258
G.1.4. Química.....	259
G.1.5. Celulosa y papel.....	259
G.1.6. Vidrio	260
G.1.7. Azúcar	260
G.1.8. Amoniaco.....	261
G.1.9. Metanol	262
G.1.10. Automotriz.....	262
<i>G.2. Línea base</i>	263
G.2.1. Subsector de producción de cemento y cal	263
G.2.2. Subsector de producción de hierro y acero	263
G.2.3. Subsector de producción de amoniaco.....	264
G.2.4. Subsector de producción de metanol	265
G.2.5. Resto de subsectores industriales.....	266
G.2.6. Línea base del sector industrial.....	267
<i>G.3. Medidas de mitigación</i>	268
G.3.1. Industria de metales (minería, y hierro y acero).....	271
G.3.2. Industria de cemento y cal	283
G.3.3. Industria del vidrio	295
G.3.4. Industria química.....	305
G.3.5. Industria del azúcar	324
G.3.6. Industria de celulosa y papel.....	327
G.3.7. Industria automotriz.....	333
G.3.8. Otros subsectores industriales.....	334
<i>G.4. Ruta para el escenario de emisiones netas cero</i>	341
<i>G.5. Análisis de resultados</i>	342

G.6. Costos de abatimiento	345
H. Contribución del sector residencial, agropecuario, público, comercial y servicios (emisiones directas e indirectas).....	348
<i>H.1. Contexto nacional</i>	349
H.1.1. Sector agropecuario	349
H.1.2. Sector Comercial y Servicios.....	350
H.1.3. Sector residencial	351
H.1.4. Sector público.....	352
H.1.5. Normatividad nacional	353
<i>H.2. Línea base</i>	354
H.2.1. Sector agropecuario	355
H.2.2. Sector comercial y servicios	355
H.2.3. Sector residencial	355
H.2.4. Sector público.....	355
<i>H.3. Medidas de mitigación</i>	360
H.3.1. Sector agropecuario	362
H.3.2. Sector comercial y servicios	366
H.3.3. Sector residencial	376
H.3.4. Sector público.....	391
<i>H.4. Ruta para el escenario de emisiones netas cero</i>	395
<i>H.5. Análisis de resultados</i>	396
H.5.1. Sector agropecuario	397
H.5.2. Sector comercial y servicios	398
H.5.3. Sector residencial	399
H.5.4. Sector público.....	400
<i>H.6. Costos de abatimiento</i>	401
I. Contribución del sector agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra	404
<i>I.1. Contexto nacional</i>	405
I.1.1. Subsector pecuario	406
I.1.2. Subsector agrícola.....	407
I.1.3. Subsector tierras forestales	408
<i>I.2. Línea base</i>	409
<i>I.3. Medidas de mitigación</i>	411
<i>I.4. Ruta para el escenario de emisiones netas cero</i>	434
<i>I.5. Análisis de resultados</i>	436
<i>I.6. Costos de abatimiento</i>	438
J. Contribución del sector residuos.....	441
<i>J.1. Contexto nacional</i>	442
J.1.1. Residuos sólidos urbanos (RSU)	443
J.1.2. Aguas Residuales	444

<i>J.2. Línea base</i>	445
J.2.1. Residuos sólidos urbanos	446
J.2.2. Aguas residuales	447
<i>J.3. Medidas de mitigación</i>	449
<i>J.4. Ruta para el escenario de emisiones netas cero</i>	469
<i>J.5. Análisis de resultados</i>	471
J.5.1. Contribución del sector a la ruta nacional	471
J.5.2. Condiciones habilitadoras	473
<i>J.6. Costos de abatimiento</i>	474
K. Referencias	478
L. Anexos	510
<i>L.1. Contribución del sector petróleo y gas</i>	511

Figuras

- Figura 1. Línea base emisiones de GEI, 2021-2060..... 21
- Figura 2. Ruta de México a 2060 para alcanzar las emisiones netas cero.....23
- Figura 3. Trayectoria del consumo nacional de combustibles en el escenario de emisiones netas cero.....27
- Figura 4. Costo de inversión acumulado para la implementación de la RENC-SC para el periodo 2023-2060.....32
- Figura 5. Curva de costos marginales de abatimiento para el escenario de emisiones netas cero.....34
- Figura 6. Diagrama general de la metodología de modelado..... 40
- Figura 7. Pasos para la construcción de los escenarios y aplicación de la metodología.....42
- Figura 8. Participantes del Sistema Eléctrico Nacional.....53
- Figura 9. Evolución de las pérdidas del SEN..... 58
- Figura 10. Evolución de la capacidad instalada en GD..... 59
- Figura 11. Evolución de generación anual mediante GD..... 60
- Figura 12. Evolución de capacidad instalada por tecnología.....61
- Figura 13. Evolución de generación neta por tecnología..... 64
- Figura 14. Evolución del consumo de combustibles para la generación de electricidad..... 65
- Figura 15. Evolución de la generación neta y el factor de emisiones del SEN..... 66
- Figura 16. Evolución del consumo eléctrico por sector..... 68
- Figura 17. Proyección de capacidad instalada por tecnología 2021-2060 en escenario de la línea base.....71
- Figura 18. Proyección de la generación por tecnología en escenario línea base.....73
- Figura 19. Proyección del consumo de combustibles fósiles y de las emisiones de GEI en escenario línea base.....73
- Figura 20. Proyección del consumo de agua para enfriamiento en centrales térmicas.....74
- Figura 21. Proyección de las áreas ocupadas por sistemas de generación eléctrica solar.....75
- Figura 22. Diagrama de la metodología seguida para la modelación de la ruta de emisiones netas cero..... 126
- Figura 23. Proyección del consumo de energía eléctrica por sector.....127
- Figura 24. Proyección de la capacidad instalada por tecnología para el escenario de emisiones netas cero..... 130
- Figura 25. Proyección de generación por tecnología en el escenario de emisiones netas cero.....132
- Figura 26. Proyección del consumo de combustibles fósiles y de las emisiones de GEI.....134
- Figura 27. Proyección de del consumo de agua para enfriamiento en centrales térmicas.....135
- Figura 28. Proyección de área ocupada por centrales renovables variables eólica y solar en escenario de emisiones netas cero..... 136

- Figura 29. Evolución de capacidad de almacenamiento instalada 140
- Figura 30. Diagrama de la metodología de la modelación en SAInt.142
- Figura 31. Regiones y enlaces de transmisión del SEN.....143
- Figura 32. Generación por tecnología en el año 2060 en escenario de Emisiones Netas Cero.152
- Figura 33. Demanda y generación por tecnología en la semana de mínima demanda.153
- Figura 34. Demanda y generación por tecnología en la semana de máxima demanda.154
- Figura 35. Curva de costo marginal de abatimiento para el sector eléctrico escenario de Emisiones Neta Cero (Generación distribuida y energías renovables).159
- Figura 36. Curva de costo marginal de abatimiento para el sector eléctrico escenario de Emisiones Neta Cero (Limitación y retiros de centrales eléctricas). 160
- Figura 37. Consumo de energía por tipo de combustible 2010-2021..... 164
- Figura 38. Emisiones GEI nacionales por modo de transporte 2010-2019..... 165
- Figura 39. Línea base de emisiones de GEI del sector transporte 2021-2060. 170
- Figura 40. Escenario de emisiones netas cero del sector transporte 2021-2060. 207
- Figura 41. Consumo por tipo de combustible del escenario de emisiones netas cero del sector transporte 2021-2060. 208
- Figura 42. Curva de costo marginal de abatimiento para el sector transporte escenario de Emisiones Netas Cero.213
- Figura 43. Producción de crudo por ubicación 2013-2022..... 216
- Figura 44. Línea base de emisiones en el sector petróleo y gas.221
- Figura 45. Trayectoria de descarbonización para el sector petróleo y gas en el escenario Net Zero. 242
- Figura 46. Trayectoria de la producción nacional de gas a 2060..... 244
- Figura 47. Importación de gas natural en línea base y ENo a 2060. 245
- Figura 48. Demanda de petrolíferos proyectada a 2060 en línea base y ENo..... 246
- Figura 49. Producción de petrolíferos en refinerías a 2060 en línea base y ENo..... 247
- Figura 50. Importación de diésel a 2060 en línea base y ENo. 248
- Figura 51. Importación de gasolina a 2060 en línea base y ENo..... 248
- Figura 52. Curva de costo marginal de abatimiento para el sector petróleo y gas del escenario de Emisiones Neta Cero.....251
- Figura 53. Evolución del PIB industrial en México de 1996 a 2021. 253
- Figura 54. Evolución de las emisiones del sector industrial en México de 1990 a 2021..... 255
- Figura 55. Evolución del consumo de energía del sector industrial en México de 2000 a 2021. 256
- Figura 56. Proyección de la producción de cemento y acero en 2060. 264
- Figura 57. Proyección de la producción de metanol y amoniaco en 2060..... 266
- Figura 58. Línea base del sector industrial (2021-2060). 267
- Figura 59. Demanda de energía de combustibles fósiles. 268
- Figura 60. Ruta de descarbonización para el sector industrial..... 342

- Figura 61. Demanda de energía de combustibles fósiles. 343
- Figura 62. Curva de costo marginal de abatimiento para el sector Industria del escenario de Emisiones Neta Cero..... 347
- Figura 63. Línea base de consumo de los sectores agrícola, público, comercial y servicios y residencial..... 356
- Figura 64. Línea base de emisiones de GEI de los sectores agrícola, público comercial y servicios y residencial..... 357
- Figura 65. Línea base de emisiones de GEI desagregado sector agrícola. 358
- Figura 66. Línea base de emisiones de GEI desagregado sector comercial y servicios..... 358
- Figura 67. Línea base de emisiones de GEI desagregado sector residencial..... 359
- Figura 68. Línea base de emisiones de GEI desagregado sector público. 359
- Figura 69. Ruta de escenario de Emisiones Neta Cero de los sectores agrícola, comercial y servicios, público y residencial. 396
- Figura 70. Curva de costo marginal de abatimiento para los sectores agropecuario, residencial, comercial y servicios del escenario de Emisiones Neta Cero. 403
- Figura 71. Escenario línea base AFOLU. 411
- Figura 72. Escenario emisiones neta cero AFOLU. 435
- Figura 73. Potenciales de mitigación. 436
- Figura 74. Curva de costo marginal de abatimiento para el sector AFOLU escenario de Emisiones Neta Cero..... 440
- Figura 75 Emisiones de GEI del sector residuos. 443
- Figura 76 Línea base de emisiones de GEI de tratamiento y eliminación del sector residuos 2020-2060..... 449
- Figura 77 Ruta para el escenario de emisiones netas cero del sector residuos 2020 – 2060..... 470
- Figura 78. Potencial de mitigación por medida en 2060. 473
- Figura 79 Curva de costo marginal de abatimiento para el sector residuos, aguas tratadas para el escenario de Emisiones Neta Cero..... 476
- Figura 80. Curva de costo marginal de abatimiento para el sector residuos para el escenario de Emisiones Neta Cero..... 477
- Figura 81. Proyecciones de producción de petróleo y gas..... 511
- Figura 82. Proceso de crudo en refinerías y porcentaje de utilización, línea base..... 511
- Figura 83. Demanda, producción e importaciones de gasolinas, línea base.512
- Figura 84. Demanda, producción e importaciones de diésel, línea base.....512
- Figura 85. Demanda, producción e importaciones de gas natural, línea base.....513

Tablas

○ Tabla 1. Mitigación de emisiones de GEI sectoriales en el escenario emisiones netas cero de México a 2060.....	24
○ Tabla 2. Uso de suelo en México.....	29
○ Tabla 3 Consumo de agua en centrales térmicas.....	30
○ Tabla 4 Costos de inversión acumulados para el periodo 2023-2060 de los sectores de la RENC-SC.....	32
○ Tabla 5. Modalidades para la generación y consumo de energía eléctrica vigentes, derivada de la LSPEE y la LIE.....	57
○ Tabla 6. Evolución de la capacidad por tecnología para el escenario línea base (GW).	70
○ Tabla 7. Evolución de la generación por tecnología para el escenario líneas base (GWh).....	72
○ Tabla 8. Consumo eléctrico por sector (GWh) en 2060.....	127
○ Tabla 9. Proyección de capacidad y generación eléctrica bajo la modalidad de generación distribuida en el escenario de emisiones netas cero.....	128
○ Tabla 10. Evolución de la capacidad instalada en el escenario de emisiones netas cero (GW).....	129
○ Tabla 11. Evolución de la generación por tecnología en el escenario de emisiones netas cero (GWh).....	133
○ Tabla 12. Criterios considerados para la planeación de la transición energética justa.....	137
○ Tabla 13. Capacidad por región de transmisión en 2060 (MW).....	138
○ Tabla 14. Capacidad de almacenamiento energético por tecnología.....	148
○ Tabla 15. Generación por tecnología durante el año 2060 en escenario de emisiones netas cero.....	151
○ Tabla 16. Enlaces de transmisión que requieren expansión para reducir la saturación del sistema de transmisión actual.....	156
○ Tabla 17. Volumen de vehículos por tipo.....	167
○ Tabla 18. Aeronaves matriculadas durante el periodo por tipo de uso.....	168
○ Tabla 19. Embarcaciones de la flota mercante mexicana.....	169
○ Tabla 20. Refinerías del Sistema Nacional de Refinación en territorio mexicano.....	217
○ Tabla 21. Crecimiento del PIB del sector industrial.....	267
○ Tabla 22. Consumo alimentario per cápita.....	409
○ Tabla 23 Composición porcentual promedio de los residuos.....	446
○ Tabla 24. Emisiones de línea base, millones de toneladas de CO ₂ e.....	513
○ Tabla 25. Indicadores de intensidad de emisiones por unidad de actividad.....	514

Abreviaturas y acrónimo

ADVC	Áreas Destinadas Voluntariamente a la Conservación	CPG	Complejo procesador de gas
AFAC	Asociación Federal de Aviación Civil	CRE	Comisión Reguladora de Energía
AFOLU	Agricultura, Silvicultura y otros usos de la tierra	CST	Concentración Solar Térmica
AHMSA	Altos Hornos de México	DBGIR	Diagnóstico Básico para la Gestión Integral de Residuos
ANFACAL	Asociación Nacional de Fabricantes de Cal	DNI	Irradiación Directa Normal
ANIQ	Asociación Nacional de la Industria Química	DOF	Diario Oficial de la Federación
ANPACT	sociación Nacional de Productores de autobuses, Camiones y Tractocamiones	DOT	Desarrollo Orientado al Tránsito
ARTF	Agencia Reguladora del Transporte Ferroviario	DRI	Producción de Hierro Esponja
ASA	Aeropuertos y Servicios Auxiliares	EAF	Horno de Arco Eléctrico
ASEA	Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente	ENME	Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica
ASI	Evitar-Cambiar-Mejorar	EPA	Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos
ASOLMEX	Asociación Mexicana de Energía Solar	ETSAP	Energy Technology Systems Analysis Programme
BAU	Costo de Escenario de Inacción o Tendencial	FABLE	Food, Agriculture, Biodiversity, Land Use and Energy
BF	Alto Horno	FAOSTAT	Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura
BNE	Balance Nacional de Energía	Ferromex	Ferrocarril Mexicano
BNE	Biblioteca Nacional de España	FP	Factor de Planta
BOF	Convertidor Básico de Oxígeno	GD	Generación Distribuida
BRT	Sistemas de Autobuses de Tránsito Rápido	GDVF	Generación distribuida fotovoltaica
CaCO ₃	Caliza	GEI	Gases de Efecto Invernadero
CAMIMEX	Cámara Minera de México	GGBS	Escoria Granulada de Alto Horno
CANACAR	Cámara Nacional del Autotransporte de Carga	GHI	Irradiación Global Horizontal
CANACEM	Cámara Nacional de Cemento	GLD	Generación Limpia Distribuida
CANACERO	Cámara Nacional de la Industria del Hierro y del Acero	GLP	Gas Licuado de Petróleo
CaO	Cal	GNR	Industria Global de Cemento
CAPEX	Gastos de Capital	GWP	Potencial de calentamiento global (Global-warming potential)
CCS	Captura y Almacenamiento de Carbono	GyCEI	Gases y Compuestos de Efecto Invernadero
CDR	Combustibles Derivados de Residuos	ICM	Iniciativa Climática de México
CEL	Certificados de Energías Limpias	IEA	Agencia Internacional de Energía
CeMIEGeo	Centro Mexicano de Innovación en Energía Geotérmica	IED	Inversión Extranjera Directa
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía	IFEU	Instituto de Investigación Ecológica (Institut für Energie und Umweltforschung)
CENAGAS	Centro Nacional de Control del Gas Natural	IMT	Instituto Mexicano de Transporte
CFE	Comisión Federal de Electricidad	INCA Rural	Instituto Nacional para el Desarrollo de Capacidades del Sector Rural
CFE SSB	CFE Suministrador de Servicios Básicos	INECC	Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático
CH ₄	Metano	INEEL	Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias
CIMMYT	Centro Internacional de Mejoramiento de Maíz y Trigo	INEGI	Instituto Nacional de Estadística y Geografía
CLEWS	Climate, Land, Energy, and Water Systems	INEGYCEI	Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero
CMA	Costo Marginal de Abatimiento	IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático
CN	Carbono Negro	ISAN	Impuesto Sobre Automóviles Nuevos
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos	KCSM	Kansas City Southern de México
CO ₂	Dióxido de Carbono	LCOE	Costo Nivelado de la Energía
CONACYT	Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología	LDR	Programas de Detección y Reparación de Fugas
CONADESUCA	Comité Nacional para el Desarrollo Sustentable de la Caña de Azúcar	LED	Diodo Emisor de Luz (Light Emitting Diode)
CONAFOR	Comisión Nacional Forestal	LGCC	Ley General de Cambio Climático
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua	LGMSV	Ley General de Movilidad y Seguridad Vial
CONAHCYT	Consejo Nacional de Humanidades Ciencia y Tecnología	LIE	Ley de la Industria Eléctrica
CONAMER	Comisión Nacional de Mejora Regulatoria		
CONUEE	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía		
CPEUM	Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos		

LSPEE	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica	RSU	Residuos Sólidos Urbanos
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista	SADER	Secretaría de Agricultura y Desarrollo Rural
MIMOSA	Minerales Monclova S.A. de C.V.	SAF	Combustibles Sostenibles de Aviación
MMbd	Millones de barriles diarios	SAInt	Scenario Analysis Interface
MMMpc	Mil millones de pies cúbicos	SBT	Science Based Target
MMpcd	Millones de Pies Cúbicos Diarios	SCUCED	Security Constrained Unit Commitment and Economic Dispatch
MOVES	Motor Vehicle Emission Simulator	SDF	Sitios de Disposición Final
MtCO₂e	Millones de toneladas de dióxido de carbono	SE	Secretaría de Economía
MYC	Mobilise Your City	SEDATU	Secretaría de Desarrollo Agrario, Territorial y Urbano
N₂O	Óxido de Nitrógeno	SEMARNAT	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
NAFIN	Nacional Financiera	SEN	Sistema Eléctrico Mexicano
NDC	Contribuciones Determinadas a nivel Nacional (Nationally Determinated Contribution)	SENER	Secretaría de Energía
NH₃	Amoniaco	SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
NREL	National Renewable Energy Laboratory	SIACON	Sistema de Información Agroalimentaria de Consulta
NRU	Instalación de Plantas de Eliminación de Nitrógeno	SICT	Secretaría de Infraestructura, Comunicaciones y Transportes
NSRDB	National Solar Radiation Database	SIE	Sistema de Información de Energía
OACI	Organización de Aviación Civil Internacional	SISTRANGAS	Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural
OPEX	Gastos Operativos	SNG	Sistema Nacional de Gasoductos
ORC	Ciclo Rankie Orgánico	SNR	Sistema Nacional de Refinación
OSeMOSYS	The Open Source Energy Modelling System	SO₂	Óxido de Azufre
PAM de las RGD	Programas de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución	SRE	Secretaría de Relaciones Exteriores
PEMEX	Petróleos Mexicanos	STEM	Ciencia, Tecnología, Ingeniería y Matemáticas (Science, Technology, Engineering and Mathematics)
PFR	Flujo Paralelo Regenerativo	STPS	Secretaría del Trabajo y Previsión Social
PIB	Producto Interno Bruto	TCMA	Tasa de Crecimiento Media Anual
PIE	Producción Independiente de Energía	TIC	Tecnologías de la Información y Comunicación
PIMUS	Planes Integrales de Movilidad Urbana Sustentable	TIMES	The Integrated MARKAL - EFOM System
PML	Precios Marginados Locales	U4E	United for Efficiency
PP	Pequeña Producción	UE	Unión Europea
PPCIEM	Prevención y el Control Integral de las Emisiones de Metano del Sector Hidrocarburos	UK PACT	Partnering for Accelerated Climate Transitions
PRODESEN	Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional	UMA	Unidades de Manejo para la Conservación de Vida Silvestre
PRONASE	Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía	UNFCCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
PROTRAM	Programa de Apoyo Federal al Transporte Masivo	VKT	vehículos-km recorridos. (del inglés vehicles kilometers traveled).
PTAR	Planta de Tratamiento de Aguas Residuales	VPE	Vehículo de Propósito Específico
PTARI	Tratamiento de Aguas Residuales Industriales	VPN	Valor Presente Neto
PyMES	Pequeñas y Medianas Empresas	WSA	Asociación Mundial de Acero
REDD+	Reducción de las emisiones de la deforestación (Reducing emissions from deforestation and forest degradation)	WWF	Fondo Mundial para la Naturaleza (World Wildlife Fund)
RGD	Redes Generales de Distribución		
RNT	Red Nacional de Transmisión		

A. Introducción



En el marco del Acuerdo de París, firmado en 2015 por más de 190 países, entre los que se encuentra México, los países se comprometieron a proponer una ruta de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para mantener el calentamiento global por debajo de 1.5 grados centígrados, en comparación con los niveles preindustriales, y así limitar los efectos del cambio climático. Esto equivale a reducir las emisiones globales de GEI al menos 45% para 2030 y continuar decreciendo de manera acelerada hasta lograr alcanzar un equilibrio entre las emisiones y las absorciones de estos gases por sumideros naturales, es decir, a emisiones netas cero (Naciones Unidas, 2023).

A nivel internacional, varios países han establecido metas para llegar a emisiones netas cero en un escenario de largo plazo. Algunos de los más destacados son los miembros de la Unión Europea (UE), que han planteado una ruta inicial de políticas y medidas clave necesarias para lograr el Pacto Verde Europeo (conocido como el "European Green Deal"). Este Pacto incluye iniciativas políticas y propuestas que revisan la legislación relacionada con el clima, la energía y el transporte, que pretenden encaminar a la UE hacia una transición sustentable, con el objetivo de alcanzar la neutralidad climática en 2050 (Comisión Europea, 2019).

Otro ejemplo es Costa Rica, quien también se ha comprometido a descarbonizar su economía con cero emisiones netas al año 2050, dicho país ha establecido una meta de largo plazo en el Plan Nacional de Descarbonización, con acciones concretas, se identifican cinco prioridades de acción a partir de 2018: la transformación del transporte público; escalar las acciones de transformación de las actividades del sector agropecuario; sentar las bases para la electrificación de la economía, no solo en transporte sino en la industria; evitar rutas tecnológicas en energía y transporte que se limiten a reducir parcialmente las emisiones; e iniciar con la reforma estructural y fiscal verde para promover las acciones de desarrollo sostenible y crecimiento sin emisiones, reduciendo externalidades negativas que deterioren el capital natural (Gobierno del Bicentenario Costa Rica, 2018).

En ese mismo sentido, Canadá también ha reconocido que las emisiones netas cero requieren de políticas públicas fuertes, aunque las grandes transiciones son inevitables, debido a las tendencias internacionales. El plan de descarbonización de Canadá a largo plazo se basa en dos conceptos fundamentales: las soluciones de bajo riesgo ("safe bets") y los comodines o soluciones de alto riesgo ("wild cards"). Por ende, el país busca la forma de implementar ambas medidas de forma que sean social y económicamente viables (Canadian Institute Climate Choices, 2021).

De los países que constituyen las 20 economías más grandes del mundo (G20), México es la única nación que aún no ha publicado formalmente un análisis y una meta relacionados con alcanzar el nivel de emisiones netas cero. Durante la COP27 en Sharm el Sheik, Egipto, al momento de anunciar la nueva NDC México reconoció la necesidad de limitar el calentamiento global a no más de 1.5 grados Celsius, y junto con los Estados Unidos señaló que buscarían alcanzar el nivel de cero emisiones para el año 2050 (Secretaría de Relaciones Exteriores, 2022). Si bien, esta declaración es



una buena señal, México no ha desarrollado una ruta viable para alcanzar esa meta ambiciosa.

En este sentido, la Iniciativa Climática de México (ICM) presenta la propuesta Rutas sectoriales para el escenario nacional emisiones netas cero de México. Una propuesta desde la Sociedad Civil donde se establece una meta ambiciosa pero realista, fijada en el año 2060, con el objetivo de lograr la neutralidad de emisiones. Este documento se fundamenta en un análisis técnico y científico sólido para buscar construir una estrategia nacional a largo plazo.

El análisis realizado considera las metas establecidas en la NDC nacional, pues representan las acciones que se deben tomar a corto plazo, a 2030, para sentar las bases de una mitigación acelerada. La postergación o falta de implementación de estas medidas representa un desafío más significativo en términos de reducción de emisiones, e implica la necesidad de considerar un conjunto más amplio de medidas con mayor ambición para lograr la mitigación deseada, aumentar la inversión requerida y asumir un compromiso más extenso.

El documento contiene insumos técnicos y sólidos para apoyar el alcance de estos objetivos en nuestro país. ICM en un esfuerzo multidisciplinario, inició este proyecto con un proceso colaborativo entre diversos actores para la elaboración de esta propuesta. Cabe resaltar que esta propuesta representa un ejercicio inédito al analizar de forma integral todos los sectores económicos donde se generan emisiones de GEI tomando en cuenta el flujo de energía y de los recursos naturales como el agua y las áreas, optimizándolos en términos de costos y analizando el mayor potencial de mitigación con la interrelación entre sectores.

La ruta para alcanzar emisiones netas cero constituye una gran oportunidad para generar una trayectoria de desarrollo social y económico que priorice la atención a los grupos sociales históricamente desfavorecidos y rezagados. Esta trayectoria debe pasar por el cumplimiento de grandes hitos: el acceso universal a la electricidad libre de emisiones; la completa eliminación del uso del carbón y el combustóleo, y una drástica reducción del uso de gas natural para la generación eléctrica. De igual manera, alcanzar cero emisiones requiere detener por completo la deforestación, restaurar ecosistemas nativos en grandes extensiones del territorio, y la eliminación de todos los vehículos de combustión interna, entre otras medidas.

La estrategia a largo plazo no sólo debe enfocarse en la reducción de emisiones de GEI, sino que también se convierte en el marco que permitirá a México redefinir su modelo de desarrollo que catalice y oriente la transformación hacia una economía de bajo carbono, que genere empleos verdes, promueva la innovación y permita mejorar la calidad de vida de la población. Es por esto que este documento y las medidas planteadas en ella se enmarcan en los principios de justicia climática, igualdad de género y transparencia, con el fin de asegurar que los beneficios de la mitigación sean equitativamente distribuidos entre la sociedad, especialmente entre los sectores más vulnerables y que han sido excluidos históricamente.



El camino hacia emisiones netas cero presenta retos significativos y requiere cambiar paradigmas y corregir inercias. Uno de los principales desafíos es la necesidad de transformar nuestra matriz energética, alejándonos de todos los combustibles fósiles y adoptando fuentes de energía renovables. Existe cierta creencia generalizada entre profesionales de la energía y tomadores de decisiones de que el gas natural puede jugar un papel clave en el desarrollo futuro de México. Sin embargo, basta un análisis de aritmética básica para demostrar que si la creciente demanda futura de electricidad en México se atiende mediante la construcción de más plantas nuevas de generación a gas (ciclos combinados), nuestro país no sólo no cumplirá con las metas de mitigación que ha comprometido con sus socios internacionales, sino que la trayectoria de nuestras emisiones ni siquiera alcanzará un pico en la presente década.

Para implementar la ruta de descarbonización planteada en el presente documento es necesario realizar inversiones de gran escala, que rebasan con mucho los recursos disponibles del gobierno de México. Sin embargo, el establecimiento de políticas públicas adecuadas y el fortalecimiento del marco regulatorio y legal que brinde certidumbre a inversionistas nacionales e internacionales permitirá que se obtengan las inversiones necesarias.

Así pues, la propuesta Rutas sectoriales para el escenario nacional emisiones netas cero de México. Una propuesta desde la Sociedad Civil es una contribución que busca ayudar a los tomadores de decisiones, pero también es un llamado a la acción.

Este documento está integrado por 9 capítulos. En el capítulo B se presenta la propuesta de Ruta de Emisiones Netas Cero para México a 2060, donde se muestra el escenario base de donde se parte para establecer las estrategias de reducción y, de forma general las contribuciones que deberán tener los sectores estudiados para que en conjunto se obtenga la trayectoria nacional de reducción de emisiones que permita alcanzar un balance cero neto de emisiones. El capítulo C describe la metodología con la que se modeló la Ruta, el enfoque multisectorial que se obtiene con el uso de OSeMOSYS/CLEWs, así como una descripción de los modelos que se utilizaron en algunos sectores como el SAInt, TIMES, MOVES y FABLE. Adicionalmente, se explica el análisis del costo marginal de abatimiento y los supuestos generales que se utilizaron.

Los siguientes 7 capítulos corresponden a las rutas de emisiones netas cero de cada sector analizado: Eléctrico; Eficiencia Energética (consumo residencial, público, comercial, servicios y agropecuario); Petróleo y Gas; Transporte; Industria; Agricultura, Silvicultura y otros usos de la tierra (AFOLU, por sus siglas en inglés) y Residuos. Cada capítulo contiene su contexto nacional para entender las características particulares de cada sector; la línea base proyectada a 2060 en términos de emisiones y otros datos como consumo de combustibles; y, las medidas de mitigación que se proponen para lograr la reducción de emisiones. Cabe mencionar que para establecer un referente sobre los estándares elementales de transparencia, así como facilitar la lectura del documento, las medidas se presentan en un formato de fichas que



contienen la descripción de cada una, las condiciones habilitadoras necesarias para su implementación, los supuestos y fuentes de información para la modelación de las emisiones y la estimación de costos, y finalmente, los resultados expresados como potencial de mitigación de CO₂e y costo marginal de abatimiento. Finalmente, cada capítulo presenta la Ruta para el escenario de emisiones netas cero de cada sector, el análisis de los resultados obtenidos y las curvas de costos marginales de abatimiento derivadas del análisis de costos marginales de abatimiento de las medidas.



B. Ruta de Emisiones Netas Cero para México



Esta propuesta describe un enfoque innovador que combinó métodos cualitativos y cuantitativos utilizados para desarrollar una ruta de descarbonización para México contemplando reducción de emisiones de manera integrada en los sectores electricidad, transporte, industria, petróleo y gas, residencial, comercial, agropecuario y público, residuos y AFOLU.

El uso de OSeMOSYS bajo el contexto del enfoque de sistemas de CLEWs (Clima, Suelo, Energía y Agua) permitió realizar una evaluación personalizada y estructurada de modelado sectorial, así como, la representación de diversos elementos del sistema para adaptar las especificidades sectoriales y la disponibilidad de datos con detalle o diferente agregación sectorial y bajo diversos contextos socioeconómicos.

El modelo minimizó el costo total para satisfacer la demanda de energía a partir de una combinación de tecnologías y recursos definidos por el usuario, encontrando un equilibrio óptimo en un sistema complejo completo. Asimismo, se determinó la interacción entre los combustibles requeridos y el límite de recursos naturales de tierras y agua.

Se optó por un enfoque basado en módulos, donde los datos provienen de los modelos sectoriales de forma iterativa. Se identificaron los puntos en los que interactúan los sistemas de recursos y se establecieron los intercambios de datos apropiados entre los módulos (es decir, requisitos de agua en los sistemas de uso de la tierra y energía; necesidades de energía y el uso de la tierra; y necesidades de terreno para infraestructuras de energía y agua). Luego se determinó que puntos se intercambian entre módulos. La salida de un módulo forma la entrada para los otros dos, que luego se resuelven secuencialmente y cada uno pasa datos a los otros dos modelos. Este proceso se repitió a través de una serie de iteraciones hasta que se encontró una solución convergente.

Finalmente, se evaluó la participación del uso de hidrógeno verde, el uso de suelo y el consumo de agua como variables impulsoras del escenario de emisiones netas cero.

B.1. Escenario Línea base a 2060

El escenario base nacional (ver Figura 1) se construyó a partir de los resultados de la modelación detallados para cada uno de los siete sectores incluidos en el presente estudio, los cuales se integraron en el modelo OSeMOSYS/CLEWs para obtener los datos a nivel nacional. Para la construcción de este escenario se consideró el reporte previo *Contribución Determinada a Nivel Nacional de México desde la Sociedad Civil* realizado por la Iniciativa Climática de México (ICM) (2022) que determinaba la trayectoria a 2030 que el país debería seguir para lograr una reducción de 30% en sus emisiones de GEI. Sobre este ejercicio, se realizó una actualización de las acciones, las políticas y las trayectorias publicadas y se complementó con una proyección de

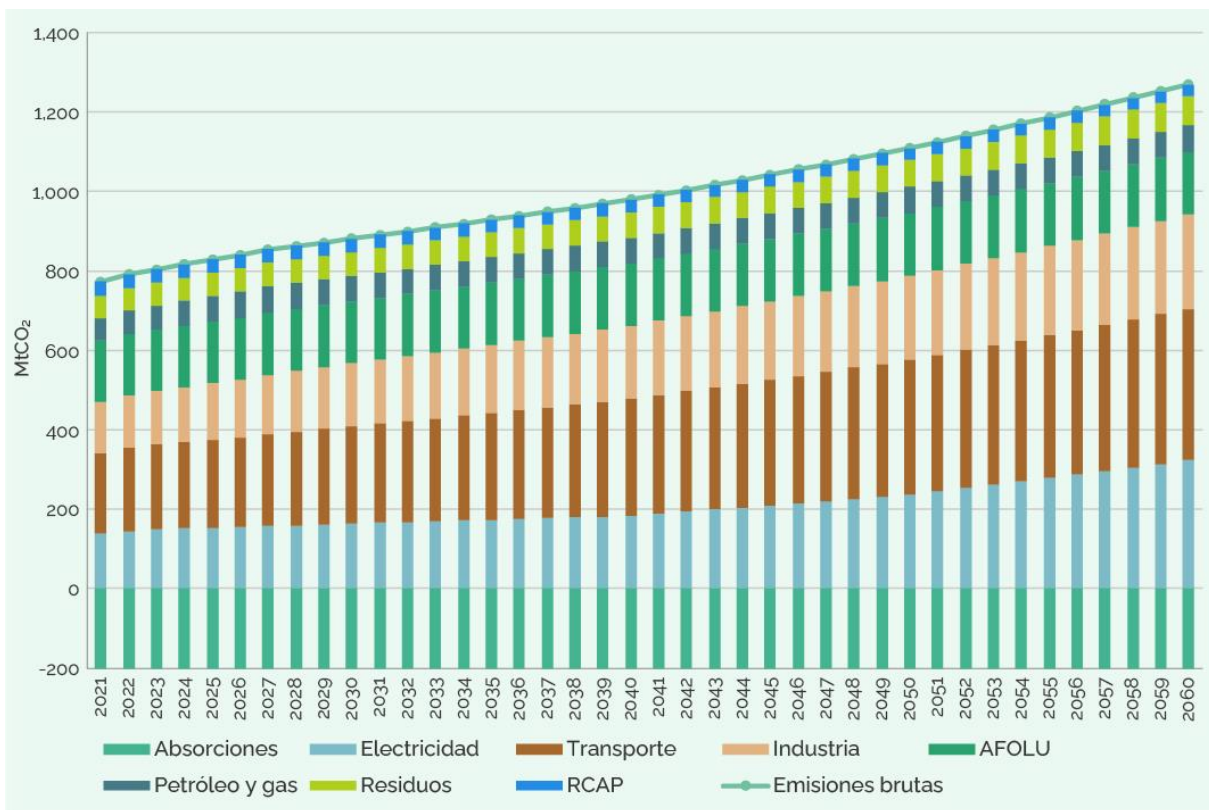


largo plazo a 2060. Cada una de las líneas base sectoriales se presentará y explicará de forma particular en las secciones de cada sector.

De esta manera, la línea base (LB) nacional representa el escenario de crecimiento del periodo 2021 a 2060 en el cual el comportamiento de las emisiones de GEI se proyectan con base a la tendencia observada en los años previos a 2021, pero también en ausencia de políticas de mitigación de GEI a nivel nacional más ambiciosas y que reflejen los requerimientos que se necesitan para el combate del cambio climático.

Las emisiones totales de GEI a nivel nacional estimadas para 2021 se contabilizan en 772.6 millones de toneladas de CO₂e (MtCO₂e). Se espera que estas emisiones crezcan a una tasa media de crecimiento anual (TMCA) de 1.3%, de manera que llegarán a 1,268.5 MtCO₂e en 2060. En la Figura 1 se presenta de forma gráfica la línea base estimada. Es importante señalar que dicho escenario presenta las emisiones totales de GEI sin considerar las absorciones por sumideros. Estas absorciones se presentan como valores negativos. Con esto, las emisiones netas para 2021 se estimaron en 520.7 MtCO₂e y en 1,035.2 MtCO₂e para 2060.

Figura 1. Línea base emisiones de GEI, 2021-2060.



Fuente: Elaboración propia.

El sector que presenta un mayor crecimiento en sus emisiones dentro del periodo es el sector eléctrico, casi triplicando el dato de 2021 con 139 MtCO₂e para alcanzar 323 MtCO₂e en 2060 y una TMCA de 2.2%. Esto se debe a que se espera que el consumo



de electricidad se duplique en el periodo analizado, y se continúe con una proporción de generación derivada de combustibles fósiles, como es el caso del gas natural. En el caso del sector transporte, la línea base parte de 203 a 381 MtCO₂e en 2060 y se asume que el sector carretero sigue siendo el mayor emisor, aunque, cabe mencionar que sí se consideró que se adhiere una porción de vehículos de bajas emisiones para incorporar la tendencia actual, sin embargo, los datos nos muestran que, aun así, es necesario hacer más esfuerzos para reducir las emisiones. Por otro lado, en el sector petróleo y gas, se asume que las actividades del sector se verán reducidas por la baja producción de petróleo y gas esperada en las siguientes décadas, por lo que su línea base inicia con 58 MtCO₂e y llega a 65 MtCO₂e. Para el sector industrial, las emisiones casi se duplican pasando de 129 a 238 MtCO₂e, principalmente por el uso de combustibles fósiles para sus procesos. Respecto al sector residuos, sus emisiones no presentan un incremento tan significativo respecto a otros sectores, pero aumentan alrededor de 30%, pasando de 56 a 73 MtCO₂e. El sector AFOLU, por su parte, presenta la menor TMCA con 0.1%, lo que se refleja en sus emisiones brutas al pasar de 153 a 158 MtCO₂e y con un decrecimiento del 0.2% en las absorciones iniciando con 252 MtCO₂e y finalizando con 233 MtCO₂e. Finalmente, también se incluyen las emisiones por el uso final de energéticos, como lo que se realiza en los sectores residencial, agropecuario, público, comercial y servicios, pero también se considera la tendencia de mejora de la eficiencia en las tecnologías, que ya se ha reflejado en los últimos años. Lo anterior se refleja en las emisiones al pasar de 35 a 30 MtCO₂e.

El uso de la herramienta OSeMOSYS/CLEWs, permitió tener la posibilidad de modelar la integración que existe entre todos los sectores, y también, realizar la estimación del consumo de agua para la generación de energía eléctrica (refrigeración en centrales térmicas); así como la determinación de los distintos usos de suelo para el país. En este sentido, para la línea base, el consumo de agua estimado fue de 686 millones de m³. A partir del área total del país 1.973 millones km², se estimó que para 2060, el 0.41% corresponderá a las áreas destinadas para la instalación de capacidad solar fotovoltaica y eólica terrestre. Además, como parte de la estructura del modelo, se incluyeron las importaciones de gas natural y de otros productos derivados del petróleo, de las cuales depende en gran medida el suministro de combustibles del país. Con base en esto, en 2060, las importaciones de gas natural para la línea base serán 3.3 veces los valores de 2021; mientras que las de gasolinas y diésel serán 1.4 y 2.5 veces, respectivamente. Por otro lado, la producción de combustóleo aumenta un 5.7% y se mantiene a 2060.

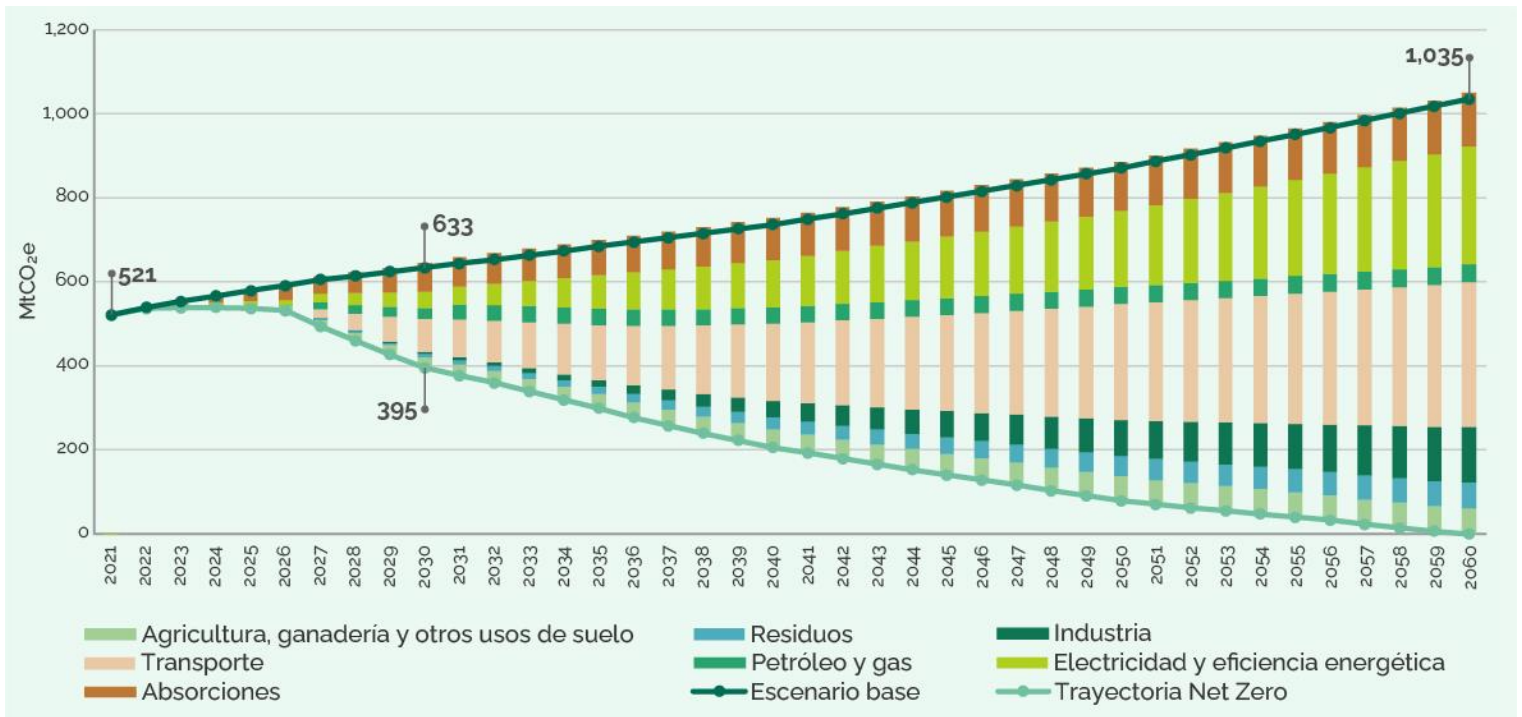


B.2. Escenario de Emisiones Netas Cero para México a 2060

La *Ruta de Emisiones Netas Cero para México 2060, desde la Sociedad Civil* (RENC-SC) plantea un escenario de largo plazo sustentado con una base técnica sólida para disminuir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) a nivel nacional hacia 2060 y reconociendo la necesidad de limitar el calentamiento global a no más de 1.5°C. Este escenario se compone de un conjunto de 139 medidas de mitigación para 7 sectores de la economía mexicana: electricidad, transporte, petróleo y gas, industria, AFOLU, residuos y un sector que agrupa residencial, agropecuario, público, comercial y servicios. De cara a garantizar su implementación, resultará imperativo desarrollar y poner en marcha de forma urgente políticas públicas y regulaciones adecuadas, ya que cualquier demora en la implementación de las acciones propuestas retrasaría el logro final de esta meta. Es por esto, que todas las medidas propuestas vienen acompañadas de las condiciones habilitadoras que permitan su instrumentación.

La implementación de las medidas descritas en esta ruta lleva al país a reducir las emisiones de GEI en términos netos en presentadas en la línea base en 1,035.2 MtCO₂e, que incluyen las absorciones por parte del sector AFOLU (Figura 2).

Figura 2. Ruta de México a 2060 para alcanzar las emisiones netas cero.



Fuente: Elaboración propia.

Los resultados de este ejercicio (Tabla 1) reflejan que los sectores eléctrico y transporte serán los que deberán contribuir con mayor proporción en términos



porcentuales propios y de emisiones dentro del escenario nacional. Representa mitigar entre ambos prácticamente la mitad (623 MtCO₂e) del escenario base.

Por otro lado, la contribución de los demás sectores reduce 286 MtCO₂e, destacando cada una de las rutas sectoriales dado que representa un esfuerzo singular para alcanzar las reducciones propuestas.

Finalmente, la clave en alcanzar las emisiones netas cero recae en las absorciones establecidas para la categoría de Tierras del sector AFOLU, debido a que, si bien cada sector plantea una ruta ambiciosa de mitigación, en ninguno se alcanza a eliminar en su totalidad las emisiones de GEI. Para el año 2060, se contabilizarían después de la implementación de todas las medidas un remanente total de 360 MtCO₂e. Por tal motivo, el escenario del sector AFOLU tendrá que cumplir con la absorción proyectada de 361 MtCO₂e, lo que dejaría en emisiones netas cero al país y 1 MtCO₂e adicionales de absorciones.

Tabla 1. Mitigación de emisiones de GEI sectoriales en el escenario emisiones netas cero de México a 2060.

Sector	% de reducción en de emisiones GEI respecto a línea base en 2060	Emisiones de GEI mitigadas respecto a línea base en 2060 (MtCO ₂ e)	Emisiones de GEI remanentes respecto a línea base en 2060 (MtCO ₂ e)
Eléctrico	-86%	-279.3	44.1
Industria	-56%	-134.0	104.4
Transporte	-90%	-343.5	37.2
Petróleo y gas	-36%	-23.7	41.6
Residuos	-84%	-61.1	11.8
AFOLU	-38%	-60.6	97.2
Residencial, agropecuario, público, comercial y servicios)	-21%	-6.3	23.8
AFOLU absorciones	+55%	+128	-361.2

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados anteriores representan la estrategia de largo plazo y de bajos niveles de emisiones de GEI para lograr emisiones netas cero hacia el año 2060. Este plan es uno de los primeros en trazar una hoja de ruta hacia la descarbonización, que incluye una visión coherente, etapas de desarrollo, paquetes de condiciones habilitadores que le dan relevancia nacional.

El análisis realizado mediante OSeMOSYS-CLEWS dará lugar al proceso de actualización de las estrategias de mitigación para cumplir con los compromisos de reducción de emisiones.



Las estrategias centrales del planteamiento de descarbonización para emisiones netas cero son: reducir la demanda de combustibles fósiles, mejorar la eficiencia energética en todos los sistemas, minimizar y efficientar el uso de materias primas desde el inicio de sus cadenas de suministro hasta los usos finales y aumentar las reducciones de GEI a través de la captura y almacenamiento de carbono desde sumideros mediante el uso sostenible de las áreas.

Para ello se requiere una transformación contundente de los sistemas de consumo habituales, de producción de energéticos, de productos y alimentos básicos, de sistemas de transporte, de planeación y construcción urbana, de la eliminación de residuos y del cuidado y la asignación de áreas forestales. El desafío es definir estrategias impulsadas por el país para que implemente estas amplias transformaciones, de manera consistente con la circunstancia nacional.

La electrificación juega un papel importante para alcanzar los objetivos de descarbonización en el escenario EN0, especialmente en el sector transporte. En la línea base, se estima que la demanda de electricidad para consumo final de este sector será de 9.1% en 2060, mientras que, en el EN0, el consumo final alcanza el 49.1%, el resto se cubrirá con combustibles fósiles y cero emisiones (Para mayor detalle, ver la sección del sector Transporte).

El sector electricidad fue el segundo con mayor participación en las emisiones brutas totales en 2021, con 18%, después del transporte. En ese sentido, los sectores con propuestas de electrificación, como el transporte e industria, dependen de una matriz de generación limpia para lograr una parte importante de sus metas de mitigación, por lo que resulta vital la descarbonización de esta matriz. En el escenario Net Zero, las energías limpias pasan de una participación en la generación de 28.2% en 2021 a 87.7% en 2060. En consonancia con esto, la reducción de emisiones observada en el sector es la segunda mayor.

La electrificación en el sector industrial, por otro lado, no resulta tan relevante para la reducción de emisiones, como sí lo es la sustitución de combustibles fósiles. En el EN0, desaparece el uso de combustóleo, coque, gas LP y carbón, a la vez que el hidrógeno toma un papel preponderante. Sin embargo, aún se observa una demanda importante de gas natural, aunque menor en comparación con la línea base

Las acciones de descarbonización en los sectores tienen como consecuencia una disminución en la demanda de combustibles fósiles, lo cual, a su vez, impacta en las actividades extractivas. En el escenario base, la dependencia de las importaciones para suplir las necesidades de petrolíferos y gas natural se acentúan con el tiempo. En el EN0, la menor demanda permite que la producción nacional pueda cubrir la mayor parte de la misma, con lo que puede alcanzarse la independencia energética, en algunos casos, mucho antes de 2060. Esta información se discute en las secciones sectoriales a mayor detalle.

Por su parte, las instituciones pueden participar en el trabajo colaborativo, y cada participante contribuye con sus herramientas y experiencias ya establecidas.



Sin cuantificación y valoración de los servicios ecosistémicos, es difícil evaluar, por ejemplo, el impacto de las prácticas agrícolas en la pérdida de biodiversidad. Las consideraciones sobre biodiversidad no forman parte de la investigación realizada hasta el momento. Sin embargo, este y otros importantes sistemas y recursos entrelazados ofrecerán desafíos útiles que abordar a medida que avance el arte de las evaluaciones.

Un marco integrado transparente y flexible puede añadir valor. Permite al analista probar conjuntos de escenarios y relaciones de manera consistente y cuantificada, para ayudar a comprender las posibles implicaciones políticas.

B.2.1. Consumo de combustibles

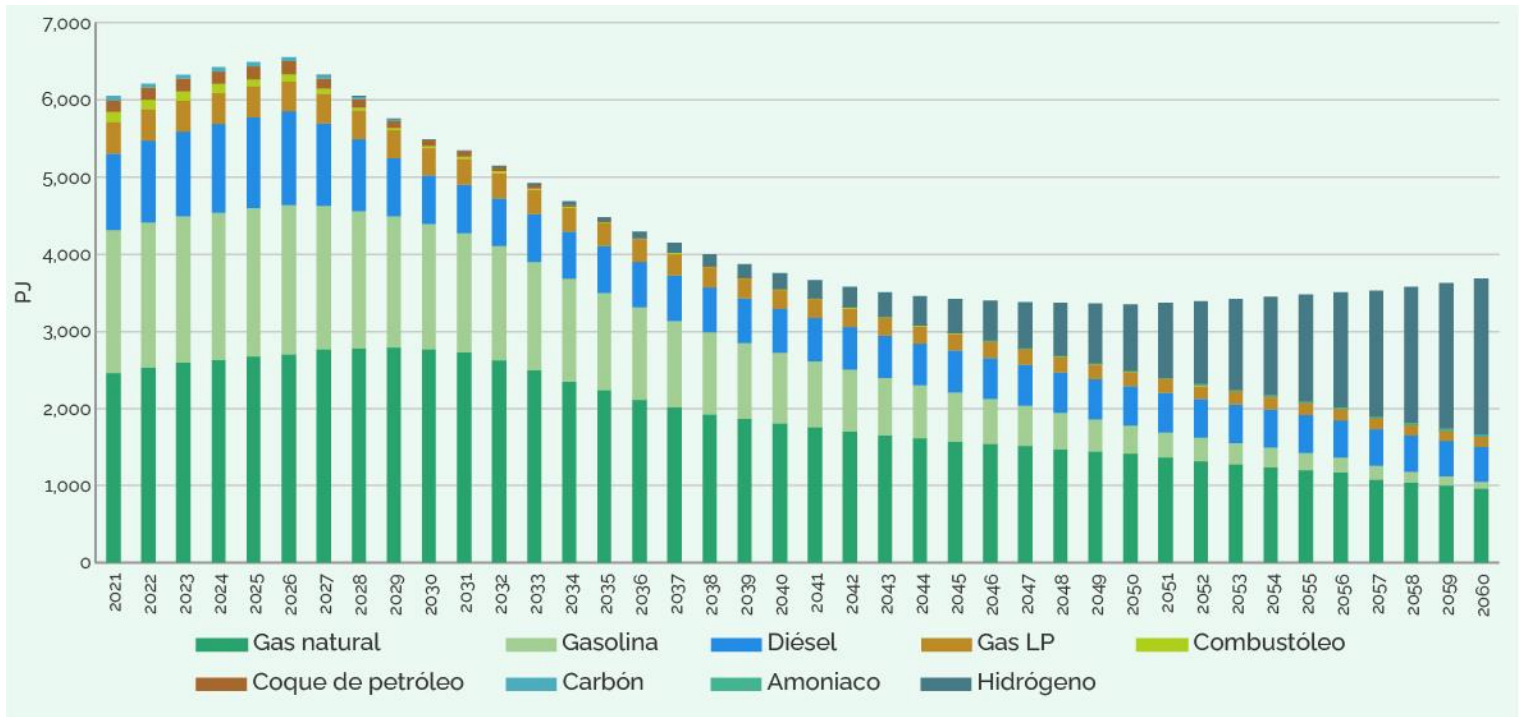
Un elemento relevante del análisis de la Ruta de Emisiones Netas Cero, es la trayectoria de consumo de combustibles a nivel nacional. Con base en las características de los 7 sectores analizados, se consideraron 9 principales combustibles: gas natural, gasolina, diésel, carbón, combustóleo, gas LP, hidrógeno, amoníaco y coque de petróleo. En la Figura 3 se puede observar el comportamiento del consumo que tienen desde el año 2021 hasta 2060. La trayectoria indica un consumo máximo de combustibles fósiles al año 2026, equivalente a 6,546 PJ. No obstante, para el gas natural se prevé que su consumo comience a disminuir hacia 2030, por el contrario, el consumo de combustóleo está previsto que comience a reducirse desde 2025. Para esto, se consideró el supuesto de que las acciones estudiadas en este trabajo comenzarán a cobrar efecto a partir de ese año a consecuencia de la toma de decisiones inmediatas a partir del presente año.

Para el año 2060 el consumo de combustibles baja a 3,682 PJ, donde más de la mitad de la energía consumida proviene de combustibles de cero emisiones de GEI como hidrógeno con 55%, resultado de las medidas de reconfiguración de ciclos combinados en el sector eléctrico y las operaciones del sector industria, y el amoníaco con 1% como una opción para la operación de vehículos en el sector agropecuario. Por otro lado, el 44% de la matriz energética está conformado por combustibles fósiles, gas natural con 26%, consumido en el sector eléctrico e industrial, diésel con el 12%, dentro del sector transporte para vehículos pesados, gas LP 3%, en los sectores residencial, comercial y agropecuario y gasolinas con el 2% aun requerido por el sector transporte.

El hecho de que para el año 2060, el consumo de combustibles fósiles aún se encuentre dentro de la demanda de energéticos establece la fuerte complicación que representa descarbonizar al país en su totalidad. No obstante, dicho consumo representa una reducción de 75% desde el año de máximo consumo (2026) hasta el 2060 al pasar de 6,546 PJ a 1,629PJ.



Figura 3. Trayectoria del consumo nacional de combustibles en el escenario de emisiones netas cero.



Fuente: Elaboración propia.

B.2.2. Cadena de suministro de hidrógeno verde

El hidrógeno verde se ha planteado a nivel internacional como una de las alternativas para alcanzar las reducciones de emisiones de GEI necesarias para lograr las metas climáticas comprometidas, por ello se establece como un vector necesario dentro de la RENC para México.

La IEA en su escenario Net Zero estima que el uso de hidrógeno tendrá una contribución aproximadamente de 4% en la reducción acumulada de emisiones en su ruta a 2050, con énfasis en la demanda para el sector industrial, transporte y generación eléctrica. En total, estima que la demanda pasará de 95 millones de toneladas en 2022 a 430 millones en 2050 a nivel internacional (IEA, 2023). Por otro lado, varios países han mostrado interés en el hidrógeno como vía de descarbonización, siendo que 35 de ellos han publicado documentos acerca de estrategias u hojas de ruta en relación con el hidrógeno (CSIRO, 2023).

El hidrógeno verde se consideró dentro del modelo OSeMOSYS/CLEWs para el escenario base (únicamente en el sector transporte) y para el escenario EN0 para los sectores de generación eléctrica, industrial y transporte siendo un sustituto de combustibles fósiles como el gas natural y gasolinas.

Para la generación de hidrógeno se planteó el uso de electrolizadores de tipo de membrana de intercambio de protones (PEM, por sus siglas en inglés). Asimismo, se



consideró que, la energía eléctrica necesaria para los electrolizadores sería proporcionada por sistemas fotovoltaicos, debido a sus menores costos en comparación con sistemas eólicos (CMM, 2022).

Se plantea que el hidrógeno generado podría ser utilizado en distintos sectores. En el caso del sector industrial, se consideró su uso en la producción de cemento, debido a que se han anunciado proyectos para su uso en el corto plazo (CEMEX, 2022). Asimismo, se consideró su uso como sustituto del hidrógeno gris que se utiliza para la producción de hierro esponja en la industria del hierro y del acero; y del amoniaco en el proceso Haber-Bosch. Para el sector eléctrico, se planteó su uso como combustible en ciclos combinados; mientras que para el sector transporte se consideró en vehículos de carga pesada. Finalmente, también se consideró el uso térmico de este vector energético, para el sector industrial hasta en un 1.6% en mezcla con gas natural, lo cual no requiere modificaciones a los equipos existentes (CMM, 2022).

En la actualidad México no cuenta aún con una hoja de ruta o estrategia oficial para el desarrollo del hidrógeno de bajas emisiones. No obstante, se han publicado estudios acerca del potencial del uso del hidrógeno verde a nivel nacional (GIZ and HINICIO, 2021), (CMM, 2022), y a nivel subnacional para los estados de Tamaulipas, Nuevo León, Coahuila y Baja California (GIZ and HINICIO, 2023a, 2023b, 2023c, 2021b). Además, se tiene la referencia de la Asociación Mexicana de Hidrógeno y la Sociedad Mexicana del Hidrógeno, así como de diversos grupos de investigadores de parte de la academia, e incluso, las empresas productivas del estado han mostrado interés, y se tienen algunos proyectos de producción ya en fase de desarrollo (CMM, 2022), sin embargo, es necesario que el estado se involucre de manera proactiva para establecer las políticas y el marco regulatorio y legal adecuado para promover la penetración de este vector energético.

B.2.3. Uso de suelo para la generación de energía eléctrica (solar y eólica)

Otro aspecto relevante de la RENC fue la estimación del área disponible para la generación de energía eléctrica a partir de sistemas fotovoltaicos y eólicos se basó en la metodología aplicada por Jano-Ito et al., (2019) para México y tomada de Hoogwijk, (2004, 2004a), Para ello, se consideraron los recursos naturales existentes, así como las características técnicas de paneles solares y turbinas eólicas, además del uso de suelo para el territorio nacional. Se consideró la información de Deng et al. (2015) para el ajuste del uso de suelo para energía. El área total posible para sistemas fotovoltaicos se estimó de 13,884 km², mientras que, para sistemas eólicos en tierra de 25,278 km².

Es importante señalar que, en el modelo, se incorporó información con respecto al área total del país y para distintos usos. Esta información se obtuvo de la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO, por sus siglas en inglés) y se resume en la siguiente tabla (FAO, 2023).



Tabla 2. Uso de suelo en México.

Áreas del país (km ²)	2022
Agrícola	971,380.0
Bosques	656,920.8
Otras áreas	315,649.2
Total	1,943,950.0

Fuente: Elaboración propia con información de (FAO, 2023).

El uso de suelo para la instalación de sistemas solares fotovoltaicos puede llegar a ser un problema, si se considera que compite directamente con otros usos, tales como la agricultura, ganadería o conservación de vegetación. Sin embargo, no necesariamente deben ser mutuamente excluyentes. Existen alternativas para la coexistencia de paneles solares con la agricultura, lo que se conoce como “energía agrovoltaica”, en donde se aprovecha el mismo terreno para las instalaciones de generación y los cultivos. En un escenario de largo plazo, como el planteado aquí, será importante considerar esta opción para mitigar los posibles impactos en la seguridad alimentaria, así como otros de naturaleza social o económica, en especial sobre las poblaciones rurales del país.

En cuanto a la energía eólica, es igualmente importante mencionar, que más del 90% del área necesaria para las instalaciones estaría disponible para otros usos, lo que permitiría aprovechar sinergias con la agricultura (Harrison-Atlas et al., 2022). En todo caso, se requiere una adecuada planeación de los proyectos, integrando los diferentes puntos de vista de los actores involucrados y el análisis de las alternativas disponibles que mejor exploten estas sinergias.

B.2.4. Uso de agua en la generación de energía eléctrica

El consumo de agua en el sector de generación eléctrica se da tanto en centrales térmicas como medio de enfriamiento y para la reposición de pérdidas en el ciclo de vapor. Por ello, se consideró el uso consuntivo de agua para las centrales térmicas en el país. Es importante señalar que, este uso se refiere a aquel volumen de agua que es alterado en su calidad y que disminuye por unidad de energía producida (SENER et al., 2023). La información de consumo de agua para las distintas tecnologías de generación eléctrica a base de combustibles fósiles se tomó de (SENER et al., 2023), y se presenta en la siguiente tabla.



Tabla 3 Consumo de agua en centrales térmicas.

Tipo de central eléctrica	Consumo de agua m ³ /TJ
Termoeléctrica	771
Ciclo combinado	300
Carboeléctrica	513
Turbogás	0
Combustión interna	80

En el caso de la producción de hidrógeno verde, se requiere de agua en el electrolizador, y para ello se consideró un consumo de agua de 15 litros de agua por kg de hidrógeno producido. Este valor se obtuvo de (Woods et al., 2022).

El balance de agua se incorporó al modelo OSeMOSYS/CLEWs, considerando que, la precipitación anual en México fue de 1.489 billones de m³ por año en 2020 (FAO, 2023). La entrada principal de agua que se considera en el balance hídrico es la precipitación, la cual es tomada por los distintos usos de suelo y sale del sistema por evapotranspiración, y para la recarga de reservorios superficiales y subterráneos. La demanda de agua para el sector energético, así como para la irrigación proviene de las fuentes subterráneas y superficiales. La información de la distribución del agua para las tres salidas antes mencionadas y para cada tipo de suelo, se tomó de valores por defecto del modelo. Asimismo, la demanda de agua tanto para uso municipal y uso industrial se tomó de 21.73 mil millones de m³ (FAO, 2023).

B.2.5. Curva de costos marginales de abatimiento

Como se mencionó anteriormente, la Ruta de Emisiones Netas Cero (RENC-SC) propuesta en este documento, consiste en un ejercicio sustentado a nivel técnico, en medida de presentar las rutas sectoriales compuestas por medidas de mitigación y sus condiciones habilitadoras, pero también sustentado por un análisis económico robusto. Esta última información resulta relevante a la hora de retomar la propuesta por parte de tomadores de decisiones e inversionistas, pues es la base para diseñar propuestas y programas en un contexto de recursos presupuestales limitados.

Cabe mencionar que de las 139 medidas que componen la RENC-SC, se logró realizar el análisis de costos a 121 medidas. Mientras que para el resto de las medidas, no fue posible realizar el análisis bajo este enfoque debido principalmente a la falta de información específica, el alto nivel de incertidumbre de los datos recabados y variables que requieren un análisis sumamente detallado, fuera del alcance del proyecto. Si bien es cierto que un análisis de largo plazo conlleva un nivel de incertidumbre alto, esto se trató de minimizar lo más posible, teniendo información de calidad y referencias sustentadas en estudios y documentos.



En ese sentido, se estimó que para iniciar la implementación de las 121 medidas de mitigación en el corto plazo, durante el periodo 2023-2030, se requiere de una inversión acumulada estimada de 288 mil millones de dólares. Lo que significa invertir alrededor de 36 mil millones de dólares en promedio anualmente.

En términos sectoriales, para el corto plazo, la inversión más relevante se da en el sector AFOLU (145 mil millones de dólares), al ser este un sector que requiere de inversiones altas y prontas para que su contribución en el secuestro anual como en el almacenamiento de carbono a largo plazo sea efectivo hacia el 2060.

Al anterior, le siguen los sectores más intensivos en consumo de energía, y a su vez en generación de emisiones. Estos son el sector Industria, Eléctrico y Transporte. Para los cuales, en orden de seguir la RENC-SC propuesta, requieren de una inversión acumulada de 51 mil millones, 56 mil millones y 25 mil millones, respectivamente. En conjunto, la inversión necesaria para la mitigación en estos sectores hacia 2030 representa el 46% de la inversión total acumulada requerida.

De manera más específica, para el sector Industria, destaca la implementación de medidas transversales, como la cogeneración, para cuyo despliegue se necesitan alrededor de 44 mil millones de dólares. Seguida del desarrollo del uso de hidrógeno verde como combustible para el sector y de la sustitución de equipos con refrigerantes de bajo GWP, para las cuales se requiere de una inversión conjunta cercana a los 2,200 millones de dólares.

En cuanto al sector Eléctrico se refiere, este incluye la limitación y retiro de centrales basadas en combustibles fósiles, para lo cual se necesita de una inversión cercana a los 2,400 millones de dólares; el aprovechamiento de fuentes de energía renovable a gran escala, para lo cual se requiere alrededor de 35 mil millones (18 mil millones para eólica y 17 mil millones para solar FV); y el impulso a la generación distribuida fotovoltaica, para la cual se necesitan 17 mil millones de dólares. Además de lo anterior, es importante mencionar que, considerando el crecimiento planteado de la capacidad de generación, se estima que entre el periodo 2024-2030 se deben instalar alrededor de 28,135 km de líneas de transmisión para el fortalecimiento y ampliación de la Red Nacional de Transmisión, lo que equivale a una inversión acumulada de 32,917 millones de dólares; lo que significa una adición anual promedio de 4,019 km con una inversión promedio anual de 4,702 millones de dólares.

Finalmente, el sector Transporte involucra medidas como el desarrollo y fortalecimiento de infraestructura dirigida a la movilidad activa y no motorizada, la cual requiere de una inversión de 1,111 millones de dólares; la optimización, expansión y desarrollo del sistema de transporte público e integrado, necesitando de 273 millones de dólares para su implementación; y la penetración acelerada de vehículo eléctricos, para lo cual se requiere de una inversión de 11 mil millones de dólares.

En suma, para la implementación de la RENC-SC propuesta, a lo largo del periodo 2022-2060, se requiere de una inversión total acumulada de 6,200 miles de millones de dólares (trillions en inglés). No obstante, cabe resaltar que dicha inversión también



se traduce en beneficios económicos que equivalen a 1.2 veces sobre la inversión estimada. Lo cual es posible, gracias a que el 57% de todas las medidas consideradas son medidas costo efectivas, es decir, que además de mitigar emisiones de GEI, generan un ahorro y/o ingresos económicos al ser implementadas.

La siguiente tabla muestra los costos de inversión, a corto y largo plazo de los siete sectores estudiados para la RENC-SC.

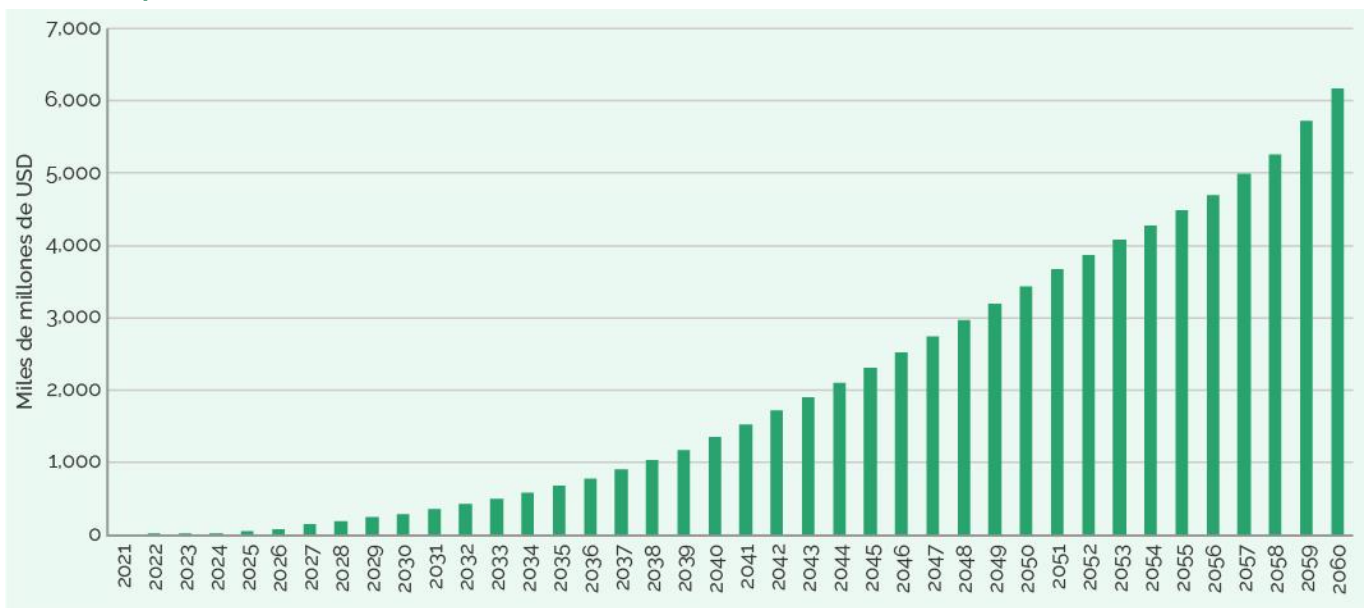
Tabla 4 Costos de inversión acumulados para el periodo 2023-2060 de los sectores de la RENC-SC.

Sector	Costos de inversión acumulados 2023-2030 (miles de millones USD)	Costos de inversión acumulados 2023-2060 (miles de millones USD)
Transporte	24.9	1,911.4
Industria	50.6	1,033.8
Petróleo y Gas	2.3	7.4
Eléctrico	56.0	1,459.6
Eficiencia Energética	6.2	63.3
Residuos	2.5	38.9
AFOLU	145.2	1,716.8
Total acumulado	287.6	6,231

Fuente: Elaboración propia.

El costo de inversión total acumulado para la implementación de la RENC-SC a largo del periodo 2023-2060, se muestra en la Figura 4.

Figura 4. Costo de inversión acumulado para la implementación de la RENC-SC para el periodo 2023-2060.

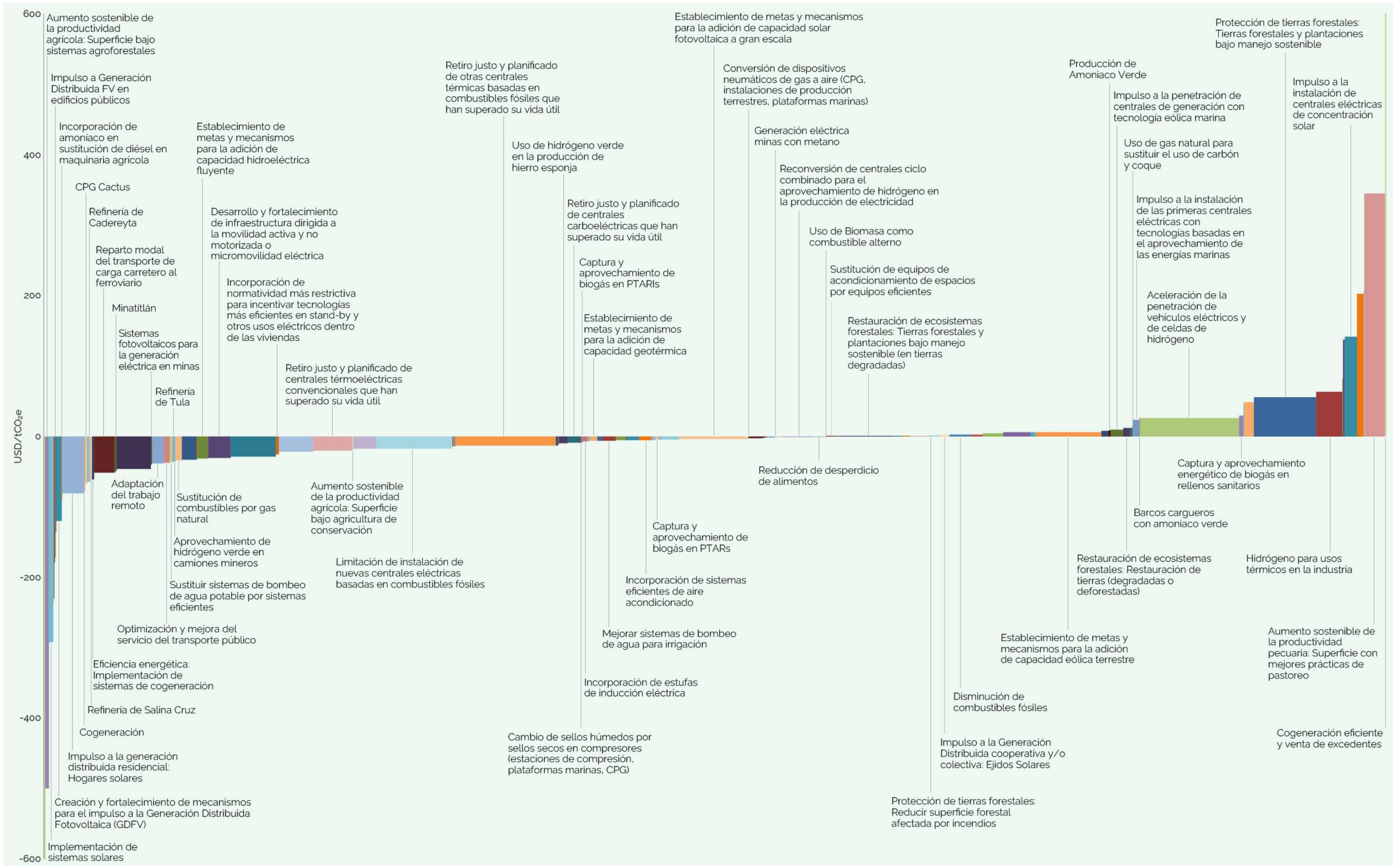


Finalmente, la Figura 5 presenta la curva de costo marginal de abatimiento para todas las medidas de mitigación consideradas en el estudio.

Esto no sólo demuestra los beneficios de implementar las medidas propuestas en esta RENC-SC en términos de reducción de emisiones de GEI y mitigación del cambio climático, sino que también enfatiza su capacidad para generar rendimientos significativos en términos económicos para el país, los cuales deben reflejarse en beneficios sociales y mejoras en la calidad de vida de la población a mediano y largo plazos.



Figura 5. Curva de costos marginales de abatimiento para el escenario de emisiones netas cero.



C. Metodología para elaborar las rutas de emisiones netas cero para México



C.1. Experiencias en el establecimiento de escenarios de reducción de emisiones de largo plazo

A nivel internacional, varios países han establecido metas para llegar a emisiones netas cero en un escenario de largo plazo. Algunos de los más destacados son los miembros de la Unión Europea (UE), que han planteado una ruta inicial de políticas y medidas clave necesarias para lograr el Pacto Verde Europeo (conocido como el "European Green Deal") y las cuales pretenden plasmar en la legislación como metas climáticas. (Comisión Europea, 2019). Por su parte, en el continente americano, Costa Rica, también se ha comprometido a descarbonizar su economía con cero emisiones netas al año 2050, estableciendo una meta de largo plazo en el Plan Nacional de Descarbonización (Gobierno del Bicentenario Costa Rica, 2018). Por otro lado, la NDC de Chile establece el objetivo de llegar a cero emisiones netas de GEI para 2050, con un objetivo intermedio de intensidad de emisiones del 30% por debajo de los niveles del 2007 en 2030 (Ministerio de medio ambiente de Chile, 2022). Estados Unidos también presentó su estrategia de largo plazo en noviembre de 2021 ante la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC), en el cual establece una meta de "cero emisiones netas a más tardar en 2050" (U.S. Department of State, 2021b). Finalmente, Canadá también ha reconocido que las emisiones netas cero requieren de políticas públicas fuertes, basado en dos conceptos fundamentales: las soluciones de bajo riesgo ("safe bets") y los comodines o soluciones de alto riesgo ("wild cards"). Por ende, el país busca la forma de implementar ambas medidas de forma que sean social y económicamente viables (Canadian Institute Climate Choices, 2021).

En el caso de México, en un pronunciamiento hecho en la pasada COP27, el país reconoció la necesidad de limitar el calentamiento global a no más de 1.5 grados Celsius, y junto con los Estados Unidos señaló que buscarían alcanzar el nivel de cero emisiones para el año 2050 (Secretaría de Relaciones Exteriores, 2022). Aunque este señalamiento se hizo con intenciones positivas, hasta el momento de la publicación de este documento, no se cuenta con el respaldo de un análisis detallado que presente una ruta concreta para lograr esa meta tan ambiciosa por parte del gobierno federal. Ante la inacción gubernamental, con mayor frecuencia se demanda por parte de la sociedad civil y académica el tomar acciones concretas y claras sobre el tema de reducción de emisiones de GEI. En este sentido, la Ruta de Emisiones Netas Cero para México 2060, desde Sociedad Civil (RENC-SC), así como el presente documento buscan dar continuidad a los esfuerzos desde el ámbito de la sociedad civil para ofrecer públicamente insumos técnicos que contribuyan a incrementar la ambición climática y promover la implementación de acciones de mitigación que lleven a alcanzar los objetivos establecidos en el Acuerdo de París.

Para ello, el primer paso fue realizar una revisión metodológica de las diversas experiencias en el desarrollo de escenarios de reducción de emisiones de largo plazo para la descarbonización de las economías. Esto permitió tener una visión sobre los

distintos modelos y enfoques utilizados y poder tener referencias que ayudaran a definir los que se utilizarían en este trabajo. Cabe destacar que esta revisión permitió al equipo que elaboró este documento conocer y analizar el relevante trabajo que diversas instituciones académicas y *think tanks* han realizado para analizar y proponer rutas de descarbonización profunda para México con diversos horizontes de tiempo, la mayoría enfocados en 2030, pero algunos con una visión a más largo plazo. Destacan dos ejercicios recientes: desde la sociedad civil, el elaborado por Tempus Analítica y Evolved Energy Research (Buirá et al., 2021), y desde la academia, el estudio liderado por el doctor Luis Miguel Galindo y un equipo de investigadoras de la Universidad Nacional Autónoma de México (Galindo et al., 2022).

Como se mencionó, una de las referencias que se tiene sobre la construcción de escenarios prospectivos de la descarbonización del país es el estudio "Escenarios de mitigación para México a 2050: algunos hechos estilizados", donde se reportan escenarios basados en la consistencia de las trayectorias de emisiones, así como las tasas de aumento de la eficiencia energética y la descarbonización en México (Galindo et al., 2022). En el estudio se plantean diferentes escenarios que fueron modelados por los modelos IPAT y STIRPAT, los cuales indican que las emisiones provenientes de la energía están asociadas con la evolución del PIB, el PIB per cápita, población y consumo de energía. Dichos escenarios muestran que llevar a cabo esta descarbonización para 2050-2070 resulta complejo, sobre todo al atender la dependencia de la trayectoria de emisiones de la evolución de la población y del PIB per cápita. Por lo tanto, los escenarios presentados muestran que para alcanzar la meta de una economía carbono neutral en 2050, México requiere instrumentar modificaciones estructurales, que permitan desacoplar la trayectoria de emisiones de GEI de las actividades económicas y de los hogares. Los autores proponen que México transite a la generación de electricidad con base en las energías renovables y la electrificación masiva de la economía, así como configurar un nuevo sector agropecuario sostenible, nuevos códigos de construcción y un manejo adecuado de los residuos. A pesar de que los escenarios simulados para México sugieren que es factible una reducción de 50% de las emisiones a 2050, esto resulta insuficiente para alcanzar una economía con emisiones netas cero (Galindo et al., 2022).

Por otro lado, una herramienta que se ha utilizado en diversos estudios para la generación de escenarios de descarbonización de largo plazo ha sido el Simulador de Políticas Energéticas (Energy Policy Simulator, EPS) (Energy Innovation, 2023). El EPS es un modelo computacional de código libre desarrollado por Energy Innovation LLC permite observar los cambios en la energía y las emisiones de sectores de la economía como consecuencia del establecimiento de diversas políticas públicas, parte de un escenario de referencia, o BAU, para evaluarlo en respuesta a las distintas políticas consideradas. Por otro lado, es importante mencionar que se orienta a mostrar los resultados de las políticas implementadas, antes que a lograr un objetivo predeterminado, asimismo tiene la limitante de que no considera un apartado dedicado a las actividades extractivas de petróleo y gas. En México, el modelo fue utilizado por Montalvo et. al. (2019) para identificar un paquete de políticas públicas

que permitan cumplir con los compromisos de la NDC nacional en cuanto a reducción de emisiones de GEI a 2030. Los resultados indican que, con un conjunto de 21 políticas analizadas, es posible lograr disminuir las emisiones desde 902 millones de toneladas de CO₂e en el escenario de referencia a 623 en 2030, lo que representa un abatimiento de 31%. Tomando como base 972 MtCO₂e que se estiman en la línea base de la NDC, el abatimiento sería de 36%, con lo cual se lograría la meta no condicionada. El estudio concluye que, a pesar de que se requerirían inversiones cuantiosas, el efecto neto en la económica sería positivo, considerando co-beneficios y ahorros.

Con base en toda la revisión realizada, las rutas sectoriales se construyeron con un enfoque sectorial de abajo hacia arriba (*bottom-up*), y busca aportar elementos adicionales a los planteados previamente con la finalidad de promover la descarbonización y el desarrollo bajo en emisiones para México a largo plazo. La publicación de otros ejercicios desde la academia y sociedad civil que también están en preparación y saldrán pronto a la luz, propiciarán un debate amplio y necesario sobre cómo se observa la descarbonización profunda en un país con las características de México.

C.2. Metodología general

El presente trabajo tomó como base el trabajo de la Iniciativa Climática de México titulada *Contribución Nacionalmente Determinada desde la Sociedad Civil (NDC-SC)* (ICM, 2022), en el cual se analizaron medidas de mitigación de gases de efecto invernadero (GEI) para la economía mexicana desde un enfoque *bottom-up*, que llevaran al país al cumplimiento de reducción de emisiones en 30% para el 2030 y así encaminarnos a una trayectoria de 1.5 grados Celsius.

Si bien, para la NDC-SC en cada sector se utilizaron herramientas computacionales para la estimación tanto de la línea base como de los escenarios de descarbonización, las interacciones entre los sectores se trataron de manera sencilla. Por ejemplo, la introducción de una mayor cantidad de vehículos eléctricos al país podría generar un mayor consumo eléctrico, el cual se consideró de manera exógena a un modelo de expansión de la capacidad eléctrica. Como una mejora al trabajo anterior, se buscó el uso de una herramienta que pudiera integrar las interacciones más importantes entre los sectores y así establecer una ruta de descarbonización para alcanzar emisiones netas cero a 2060. Después de una revisión exhaustiva de las herramientas utilizadas en México, así como de las existentes a nivel internacional, se decidió utilizar el modelo OSeMOSYS/CLEWs como modelo central del proyecto con dos enfoques.

El primer enfoque es el OSeMOSYS, que es un modelo de optimización de código abierto, basado en la programación lineal, diseñado para el análisis de sistemas energéticos a largo plazo, además de sistemas de múltiples recursos (materiales, financieros, y de todo el sistema energético) y una evaluación integrada de los sectores evaluados a nivel global, continental, nacional, regional y provincial (Pereira

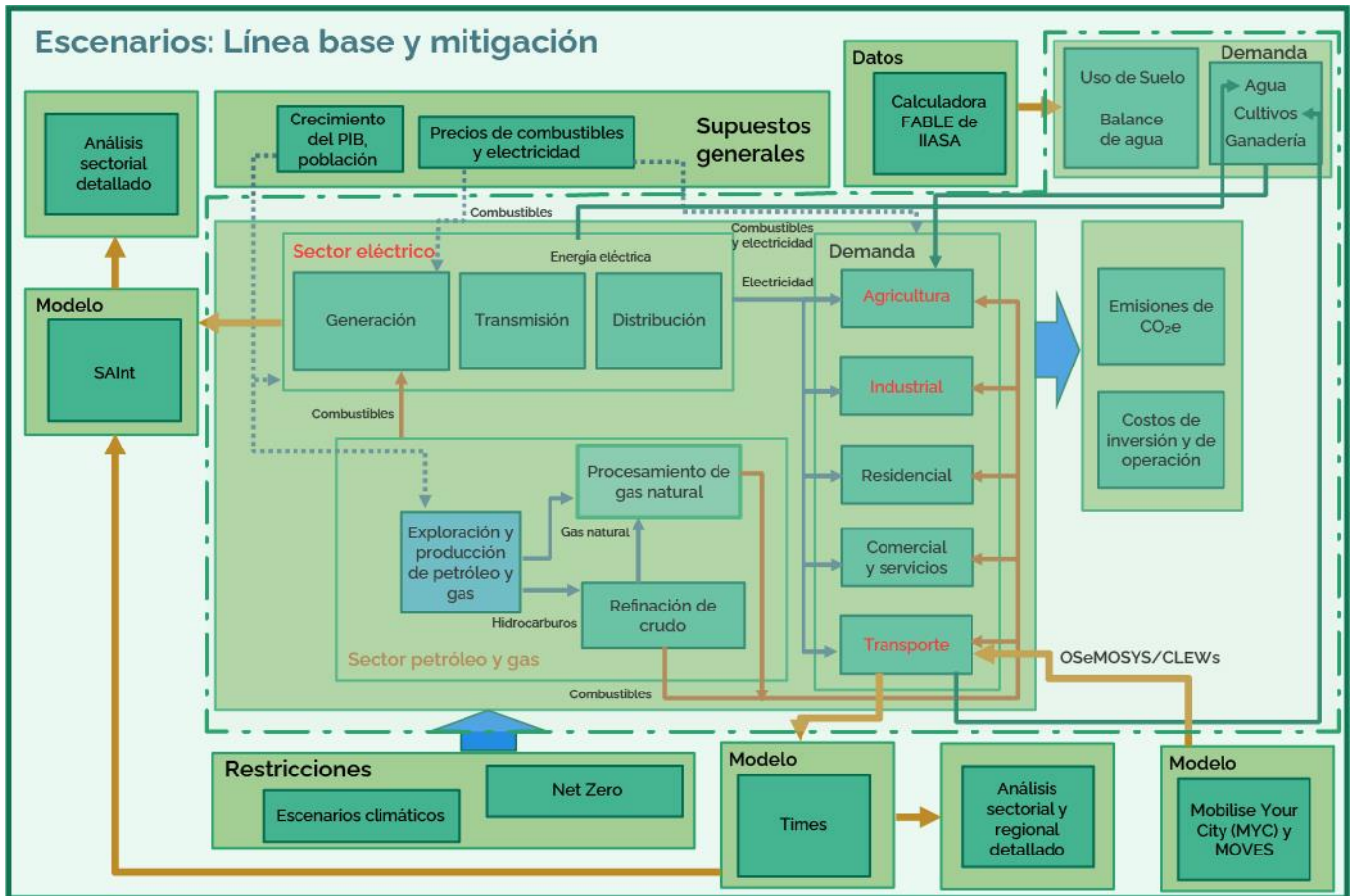
Ramos et al., 2022). El segundo, CLEWs, que integra los sistemas climático, terrestre, hídrico y de energía y considera una perspectiva sistémica que busca analizar la relación que existe entre los diversos componentes del sistema (KTH, 2023).

Asimismo, para poder aprovechar los esfuerzos analíticos desarrollados en el trabajo NDC-SC y robustecer las proyecciones de largo plazo, se complementó el modelo OSeMOSYS/CLEWs con insumos de modelos sectoriales específicos para los sectores eléctrico, transporte, AFOLU y residencial, agropecuario, público, comercial y servicios. Para el caso del sector eléctrico, se utilizó el modelo *Scenario Analysis Interface* (SAInt por sus siglas en inglés), mientras que, para el uso final de combustibles en los sectores residencial, agropecuario, público, comercial y servicios se incorporó el modelo TIMES; el sector transporte se centró en el uso de MOVES y Mobilise Your City (MYC). Finalmente, la calculadora FABLE permitió realizar el análisis para el sector AFOLU. Para los tres sectores restantes, petróleo y gas, industria y residuos, se realizaron estimaciones con el método *bottom-up* y *top-down* y con enfoques metodológicos propios para cada sector, mismos que se detallan en los capítulos sectoriales.

La adaptación realizada en este ejercicio para México integró un escenario base, el cual describe una trayectoria de emisiones de GEI en ausencia de actividades de mitigación y, una trayectoria en la cual se llega a emisiones netas cero en 2060. El enfoque metodológico presentado es inédito, ya que no se ha aplicado con anterioridad en México. Asimismo, existen elementos del modelo que no se tiene conocimiento de que se han aplicado en otro país. Es por lo anterior, por lo que el desarrollo y flujo de información necesario y a la interacción entre los distintos modelos tuvo diversas vertientes e iteraciones para ajustar la ruta final de emisiones netas cero.

En la Figura 6 se describe de manera esquemática la interacción de los modelos sectoriales y el OSeMOSYS/CLEWs, así como el flujo de información que se determinó para la elaboración tanto de la línea base como del escenario de emisiones netas cero.

Figura 6. Diagrama general de la metodología de modelado.



Fuente: Elaboración propia

Para generar la línea base, se partió del supuesto de seguir la ruta de la NDC-SC presentada por ICM en términos de la hipótesis en la que se asume que la ruta de emisiones netas cero debe cumplir la meta de reducción de la NDC-SC. Para ello, el modelo OSeMOSYS/CLEWs se alimentó con la información utilizada para la dicha construcción. Lo anterior, para retomar el trabajo realizado y dar coherencia a los escenarios de este proyecto. La información que se introdujo al modelo OSeMOSYS/CLEWs correspondió a los sectores eléctrico y de hidrocarburos, y parcialmente al industrial. En el caso del sector eléctrico, se incorporaron las trayectorias a 2060 de la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica considerando al país como un solo nodo. Para el sector de hidrocarburos, se incluyó la información de la actividad de exploración, producción y transformación (combustibles y petrolíferos). Para el sector industrial, se realizó un modelado técnico-económico detallado para los sectores de producción de cemento, hierro y acero, metanol y amoníaco. Esto se llevó a cabo en el OSeMOSYS/CLEWs y los datos de entrada corresponden a proyecciones de la producción de estos bienes, esto con el fin de reducir el tamaño del modelo y el tiempo de cálculo.

En el caso del sector transporte, éste se modeló de manera externa y el consumo de combustibles y energía eléctrica se introdujeron al modelo OSeMOSYS/CLEWs. Dada la importancia del sector transporte en la descarbonización de la economía mexicana, se incluyó a la estructura del modelo central los datos de salida de las herramientas MYC y MOVES que establecían la demanda de energía eléctrica y de combustibles, así como la proyección de la flota vehicular terrestre pesada y terrestre, la flota ferrocarrilera, marítima y de aviación. Lo anterior también se hizo para los sectores residencial, comercial y servicios, agrícola y para los demás sectores industriales que no fueron modelados con detalle. En el caso del sector AFOLU, la herramienta FABLE sirvió para proporcionar insumos al modelo central para identificar la superficie necesaria con la que el país deberá contar como sumidero de carbono y que el modelo central optimizará las áreas restantes para usos de suelo para instalación de capacidad eólica onshore y solar fotovoltaica. Finalmente, como punto adicional al trabajo de modelado, se incorporó el balance hídrico del país, con lo que se estimó el impacto del sector energético, así como el de AFOLU en el consumo de agua nacional. Con base en todos los insumos obtenidos, la línea base para todos los sectores se construyó agregando las líneas base de cada uno de los sectores.

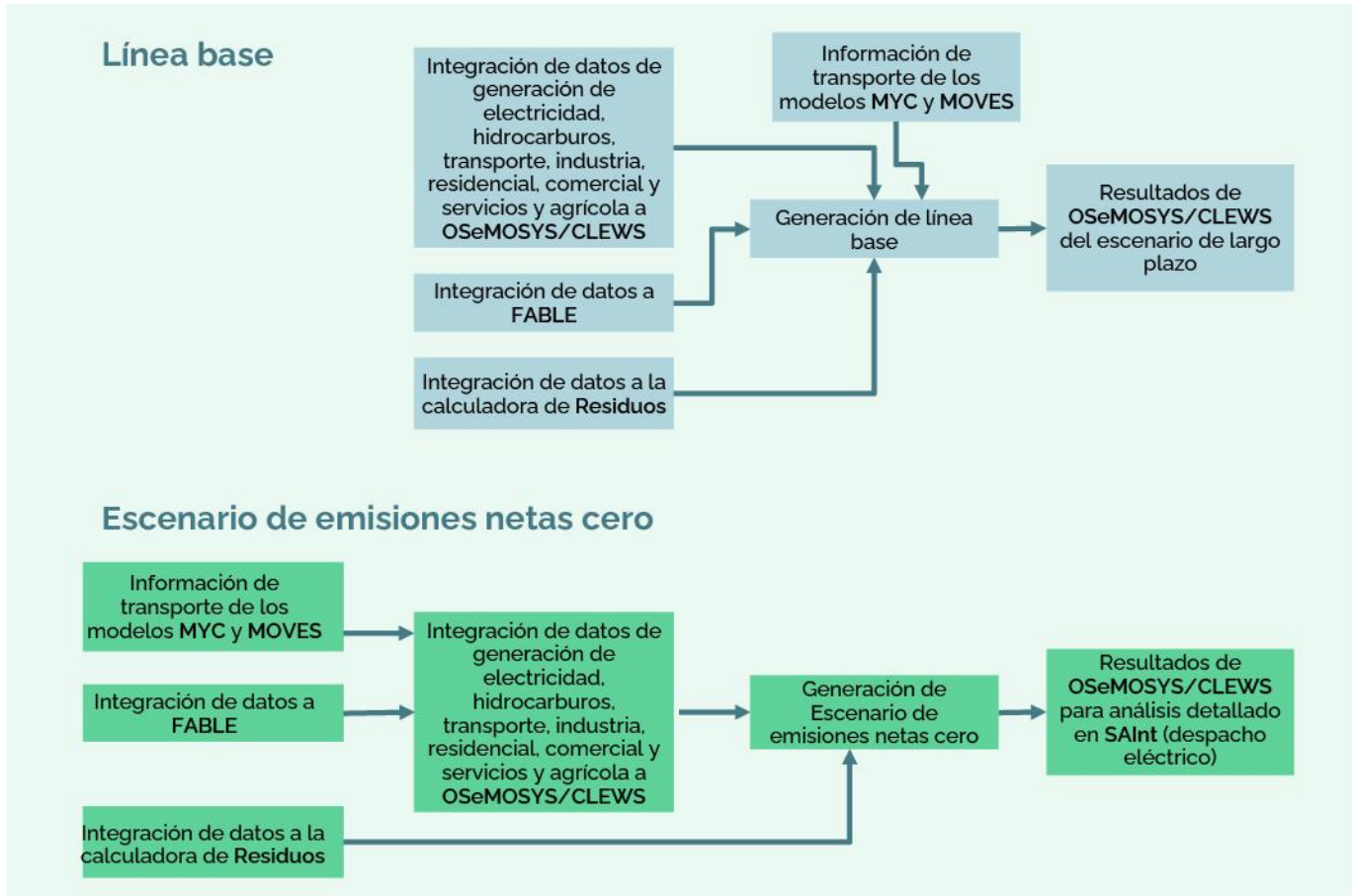
Es importante mencionar, que, dentro de la estructura del modelo, se incluyó el sector AFOLU en términos de usos de suelo y producción agropecuaria. Los resultados obtenidos son de particular importancia para un análisis más detallado de la factibilidad técnica del escenario. Con la ayuda del modelo SAInt fue posible analizar tanto el despacho eléctrico del sistema propuesto por el modelo OSeMOSYS/CLEWs, además de las implicaciones a nivel horario del sistema.

Para el escenario Net Zero, la estructura original del modelo se modificó para integrar la cadena de suministro de hidrógeno verde. Asimismo, se incorporaron una mayor cantidad de tecnologías en el sector eléctrico e industrial. Se continuó con el uso de las herramientas presentadas para el sector transporte, AFOLU y residuos, para trazar sus respectivas trayectorias de descarbonización. Los resultados de los dos primeros sectores se alimentaron de manera exógena al modelo OSeMOSYS/CLEWs. Se integró la información de la calculadora FABLE a OSeMOSYS/CLEWs para considerar las posibles interacciones entre los sectores, mientras que, el sector residuos se continuará tratando de manera independiente. Para este escenario, la modelación se restringirá a alcanzar emisiones netas cero a 2060. Para este escenario, el modelado del consumo de agua para uso en centrales térmicas se mantuvo, además de que se realizó un análisis sobre el área necesaria para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables (solar fotovoltaica y eólica). Lo anterior sirvió como restricción al modelo.

De forma más detallada, la Figura 7 presenta los puntos más relevantes del proceso de generación de la línea base y del escenario Net Zero. Es importante mencionar que, el detalle de la información necesaria para cada uno de los sectores se presentará en sus respectivos apartados, pero de manera general, se utilizó tanto

información económica como de las características tecnológicas de los elementos que conforman los sectores.

Figura 7. Pasos para la construcción de los escenarios y aplicación de la metodología.



C.3. Descripción de los modelos empleados

C.3.1. OSeMOSYS/CLEWs: la aplicación para México

El modelo central de este proyecto está conformado a su vez por dos enfoques. El primero que integra los sistemas climático, terrestre, hídrico y de energía, se conoce como CLEWs (por sus siglas en inglés, climate, land, energy and water systems). Este considera una perspectiva sistémica que busca analizar la relación que existe entre los diversos componentes del sistema para identificar posibles presiones y evaluar la respuesta del sistema ante estas y encontrar alternativas que minimicen el número de soluciones de sacrificio y potencialicen las sinergias (KTH, 2023). El enfoque general de CLEWs se ha aplicado a los procesos de planeación a través del uso de

marcos de contabilidad y modelos sectoriales, que se unifican de manera que incorporan las interacciones entre los sistemas. La aplicación de este enfoque va desde el nivel local, hasta el global (KTH, 2023). La idea de la modelación en CLEWS es que los recursos de tierra, energía y agua están altamente integrados, y cualquier evaluación de estos recursos los trata como tales. Para representar adecuadamente las interacciones entre sistemas, se necesita comprender cómo operan y están estructurados los sistemas de recursos. Para este ejercicio, se examina el escenario base, el escenario de emisiones netas cero, los combustibles requeridos y el límite recursos naturales de tierras y agua.

El segundo enfoque es OSeMOSYS, que corresponde a un sistema de modelado de código abierto que permite la planeación a largo plazo y una evaluación integrada desde un enfoque CLEWs. Es así como ha sido empleado para el desarrollo de modelos de sistemas energéticos a nivel global, continental, nacional, regional y provincial. El modelo puede representar de manera detallada el sistema energético, además de sistemas de múltiples recursos (materiales, financieros, y de todo el sistema energético) (OSeMOSYS, 2022). Al ser un modelo de código abierto, es posible que se puedan modelar sistemas de manera transparente y de acuerdo con las necesidades del usuario. El modelo OSeMOSYS también permite definir distintas resoluciones temporales llegando a un nivel de estaciones del año (I2AMPARIS, 2020). Otra de sus ventajas es que permite representar emisiones específicas para cada tecnología, además de sanciones y límites anuales y temporales de emisiones (I2AMPARIS, 2020). Finalmente, OSeMOSYS cuenta con ámbitos geográficos flexibles y supuestos y parámetros de modelización fáciles de definir (Barnes et al., 2022).

Adicionalmente al modelo OSeMOSYS, el marco de modelado de CLEWs corresponde a una extensión del mismo que permite analizar las implicaciones de los escenarios de descarbonización más allá del sector energético. Un ejemplo de ello es la representación de las necesidades de agua para los cultivos utilizados en la producción de biocombustibles (Barnes et al., 2022). Como ejemplo, en el caso de Costa Rica, CLEWs fue una herramienta desarrollada con el objetivo de crear modelos hidrológicos y de uso de tierra dentro de OSeMOSYS-CR y que pudiera ser integrado con el modelo existente (World Bank, 2020).

C.3.2. Modelo TIMES

El modelo TIMES (The integrated MARKAL-EFOM System) es un modelo de optimización desarrollado por la Agencia Internacional de Energía (IEA-ETSAP Energy Technology Systems Analysis Programme) como una herramienta de modelado que tiene el objetivo de estudiar los impactos de las políticas energéticas a largo plazo en términos de costos, energía, emisiones de gases de efecto invernadero y contaminantes (Loulou et al., 2016). La herramienta se basa en la programación lineal y combina los enfoques económicos y de ingeniería para generar modelos de sistemas energéticos a escala local, nacional, multirregional o global, donde se representa el comportamiento energético en un horizonte temporal de varios periodos (Loulou et al., 2016). Los resultados presentados por el modelo

corresponden a escenarios que poseen una mezcla óptima de tecnologías de generación de electricidad y consumo de combustibles en cada período de tiempo especificado, junto con las emisiones y costos asociados, para satisfacer la demanda de energía dentro de los límites espaciales que se modelen.

El modelo tiene la flexibilidad de poder realizar análisis de sectores energéticos completos, así como de sectores individuales. Su objetivo principal es el de modelar el suministro de servicios de energía a través de la minimización de costos, tomando en cuenta la inversión, operación de equipos, suministro de energía primaria y comercio de energía. Es decir, el modelo se basa en el análisis de las características de las diferentes tecnologías de generación, en la economía del suministro de energía, así como en criterios ambientales para análisis profundos. TIMES es un modelo verticalmente integrado de todo el sistema energético (Loulou et al., 2016).

Los escenarios en TIMES contemplan los recursos primarios, además de la cadena completa de procesos que transforman, transportan, distribuyen y convierten la energía para el suministro de servicios energéticos que demandan los consumidores (Loulou et al., 2016). La oferta de energía incluye información de la extracción de combustibles, la producción primaria y secundaria, y la importación y exportación (se consideran como datos exógenos). La demanda incluye a los agentes consumidores de energía. El modelo se sustenta por las relaciones matemáticas, económicas y de ingeniería entre ambos (ETSAP, n.d.).

C.3.3. Scenario Analysis Interface (SAInt)

El modelo Scenario Analysis Interface (SAInt por sus siglas en inglés) es un software para la modelación y optimización de sistemas energéticos. Más concretamente el módulo que se utiliza en ICM, modela el mercado eléctrico y la operación óptima del sistema eléctrico resolviendo los problemas de optimización de asignación de unidades con restricciones de seguridad y despacho económico (SCUCED, por sus siglas en inglés). En otras palabras, SAIInt optimiza el despacho eléctrico sujeto a un amplio abanico de restricciones técnicas y operativas que aseguran la factibilidad de operación del sistema eléctrico (Encoord, 2023):

Esta herramienta presenta diversas características que facilitan y agilizan el trabajo. Por ejemplo, permite modelar las limitaciones y la flexibilidad operativa de los distintos tipos de tecnologías de generación de electricidad, incluyendo centrales térmicas, hidroeléctricas, solares y eólicas; y de diversos sistemas para el almacenamiento energético, como la hidroeléctrica de bombeo, baterías, hidrógeno y aire comprimido. Por otro lado, también es posible incorporar la variabilidad y flexibilidad de distintos tipos de demandas eléctricas, incluyendo industria, climatización, refrigeración, transporte y nuevos procesos electrificados.

Adicionalmente, también es capaz de modelar el impacto y la contribución de diferentes tipos de servicios conexos, incluyendo reservas, regulación de frecuencia y voltaje y otras formas de reservas operativas requeridas para operar los sistemas

eléctricos de forma confiable, así como las restricciones operativas definidas por el usuario que afectan a uno o varios activos, incluidos generadores, líneas de transmisión, almacenamiento, combustibles y demandas.

Otra ventaja del uso de esta herramienta es su acoplamiento con las bases de datos NSRDB y Wind Toolkit de NREL, lo que permite simular la generación horaria de las centrales solares y eólicas sea cual sea su ubicación sin necesidad de descargar información de otras fuentes e incorporar al modelo. Además, cuenta con una interfaz gráfica amigable que permite visualizar el esquema de nodos y líneas superpuestas con el mapa geográfico y visualizar flujos de energía y demanda y generación por nodo.

Esta herramienta está preparada para incorporar todos los parámetros técnicos relevantes para el análisis de corto plazo de cada central, y obtener con alto grado de detalle el despacho horario por orden de mérito y los posibles eventos de insatisfacción de la demanda, así como visualizar la congestión de corredores estratégicos que requieran.

Por lo anterior, este modelo utilizó insumos de una herramienta desarrollada por el equipo de ICM que permitió regionalizar los resultados de OSeMOSYS/CLEWs bajo criterios multidimensionales, analizar su prefactibilidad operativa, y generar los insumos en los formatos y con el nivel de detalle que requiere SAInt para la simulación operativa. La herramienta *Planificación para la Transición Energética Justa (PTEJ)* desarrollada en Google Sheets de Google Drive que se encarga principalmente de tres labores. El primero es la desagregación física y temporal de los resultados arrojados por modelos de optimización (demanda, capacidad, generación eléctrica, etc.), como el OSeMOSYS/CLEWs, por nodos eléctricos y establecer patrones horarios para aquellos parámetros que vengán agregados temporalmente. El segundo es rellenar intervalos temporales no cubiertos por los modelos mencionados para cerciorar la viabilidad de la proyección a largo plazo efectuada por el modelo integrador desde el punto de vista exclusivamente del sector eléctrico. Y finalmente, realizar una primera comprobación de la viabilidad técnica de la propuesta ofrecida por el modelo de alto nivel, a través de una Asignación de Unidades por Orden de Mérito agrupada por tecnologías en cada nodo y considerando los límites de flujo energético entre nodos.

C.3.4. Modelo Mobilise Your City (MYC)

Mobilise Your City Emissions (MYC) Calculator es una herramienta desarrollada por el Instituto de Investigación Energética y Ambiental (*Institut für Energie und Umweltforschung*, o IFEU) de Alemania con el objetivo de ayudar a las ciudades y países a evaluar el impacto de los GEI de sus Planes de Movilidad Urbana Sostenible (PMUS) y sus Políticas Nacionales de Movilidad Urbana y Programas de Inversión (NUMPs por sus siglas en inglés).

Esta calculadora en formato Excel está diseñada para el modelado de emisiones del transporte terrestre por carretera desde un enfoque de abajo hacia arriba (bottom-up) respecto a un año base y permite obtener resultados de línea base y escenarios de mitigación hasta 2060 con base en datos de actividad reales históricos del transporte de pasajeros y de mercancías.

Para desarrollar el presente ejercicio de una Ruta de Emisiones Netas Cero para México, se recurrió a una herramienta auxiliar calibrada para el país de forma conjunta entre ICM y el IFEU (GIZ-ICM, 2021). La herramienta MYC ajustada al país incorpora la funcionalidad de remover una cantidad de vehículos en circulación durante cierto periodo, es decir, el modelo considera la curva de supervivencia de los vehículos, lo cual representa de manera más realista el comportamiento del parque vehicular nacional.

C.3.5. Modelo MOVES

El modelo *Motor Vehicle Emission Simulator* (MOVES) de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA, por sus siglas en inglés) es un sistema de modelado que cuenta con una base de datos del sector transporte carretero y estima únicamente las emisiones del tanque a la rueda que son las requeridas para los inventarios de emisiones de fuentes móviles. Este modelo incluye todos los vehículos de motor en circulación y realiza una estimación del consumo de energía y emisiones de gases de efecto invernadero, así como de contaminantes criterio y tóxicos asociados con la operación del vehículo (GIZ-ICM, 2021).

Este modelo se desarrolló mediante el lenguaje de programación Java y MySQL y las estimaciones resultantes requieren de datos relacionados a la categoría vehicular, áreas geográficas, contaminantes a modelar (factores de emisión), características de operación de los vehículos (kilómetros recorridos anuales por vehículo) y tipos de vialidad.

MOVES puede presentar tres escalas de modelación: nacional, estatal, proyecto (área definida) y diferentes intervalos de tiempo: año, mes, día y hora; además, contiene factores de emisión base por categoría vehicular con una antigüedad de hasta 30 años (INECC, 2014). Para este estudio se utilizó el modelo calibrado MOVES-México en su escala nacional para evaluar los patrones de demanda de transporte por cada categoría de vehículo, así como obtener el consumo de combustible y los contaminantes criterio.

C.3.6. FABLE

La herramienta FABLE (Food, Agriculture, Biodiversity, Land Use and Energy) fue desarrollada por el consorcio FABLE para examinar el impacto de las diferentes políticas públicas y los factores de cambio de estos sistemas. La Calculadora FABLE está siendo utilizada actualmente por miembros del Consorcio en 19 países de todo el mundo (FABLE Consortium, n.d.).

Es una herramienta de contabilidad que considera a la agricultura como el principal impulsor del cambio de uso de la tierra. Como tal, incluye 76 productos crudos y procesados de los sectores agrícola y ganadero y depende en gran medida de la base de datos de la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAOSTAT) para los datos de entrada. Para cada quinquenio del año 2000 al 2050, se calcula el nivel de actividades agrícolas, uso de la tierra, consumo de alimentos, comercio y emisiones de gases de efecto invernadero relacionadas, así como el área total donde predominan los procesos naturales. Al ser una herramienta de contabilidad y no de optimización, los cambios de precios no se modelan de manera endógena como en los modelos económicos (los precios solo se usan ex post para calcular la producción y el valor comercial) (FABLE Consortium, n.d.).

Los recursos de la calculadora FABLE son de libre acceso en (FABLE Consortium, n.d.). La documentación del modelo se encuentra en (Mosnier, et al., 2020). Los principales supuestos de las trayectorias para México fueron una adaptación de González-Abraham, et al. (2022).

C.4. Diseño del costo marginal de abatimiento para el análisis económico

En el contexto del establecimiento de acciones de mitigación de gases de efecto invernadero, el análisis de costo marginal de abatimiento (CMA) se refiere a la estimación del costo y beneficio económico que representa cada una de las acciones de mitigación en el marco de una política de reducción de emisiones, en comparación con un escenario de inacción o tendencial. Es decir, el análisis proporciona información económica sobre el monto monetario, normalmente en unidades constantes de una moneda estable (en nuestro caso USD de 2013), que es necesario para poder mitigar una unidad de CO₂e. Esto permite determinar si los beneficios de una política de mitigación, en todo su horizonte temporal, son mayores que los costos y así, poder hacer una comparación equivalente entre proyectos o políticas de mitigación que tienen diferentes características como tiempo de implementación, tecnologías, entre otras variables (Idso, Singer & Legates, 2019).

Dada la importancia de los costos y beneficios asociados a las acciones que contribuyen a la mitigación del cambio climático, su consideración debe estar sustentada por un análisis económico robusto. Esto es relevante para las agencias gubernamentales a cargo de diseñar políticas públicas de mitigación de gases y compuestos de efecto invernadero, particularmente al momento de priorizar distintas alternativas en un contexto de recursos presupuestales limitados.

El análisis sobre el CMA presentado en este reporte se realizó de manera individual para cada una de las medidas propuestas para cada uno de los sectores. Por lo que el ejercicio proporciona información relevante sobre las medidas que se podrían

priorizar o aquellas cuya implementación podría ampliarse para maximizar su beneficio económico o de mitigación.

C.4.1. Cálculo sobre costo marginal de abatimiento (CMA)

El cálculo del CMA requiere del conocimiento de la dependencia de los costos de los factores que lo determinan, es decir, son una función de la tecnología, del nivel de abatimiento, del tiempo, etc. El costo marginal de abatimiento no es constante, y generalmente muestra rendimientos decrecientes. Es decir, a medida que se mitiga una mayor cantidad de CO₂e a través del tiempo, el costo de esta acción se incrementa. Lo cual, desde otro punto de vista, puede entenderse como: a niveles bajos de abatimiento se requiere de un cierto costo para abatir una cantidad de CO₂e; sin embargo, conforme la acción o medida aumenta su potencial de mitigación, dicho costo reduce una menor cantidad CO₂e. A esto se le conoce como un costo marginal creciente, es decir, el costo por mitigar una unidad adicional de CO₂e es cada vez más costoso.

No obstante, en orden de representar de mejor manera el costo que representa cada una de las medidas de mitigación; es recomendable determinar el costo medio de abatimiento (CMeA), el cual considera el agregado de la diferencia de los costos de abatimiento y los del escenario tendencial y el total de las emisiones abatidas. A diferencia del CMA, el costo medio no se restringe a la última unidad abatida, sino al agregado de costos y mitigación. Para su construcción se toma el costo del escenario de mitigación y se compara con el costo del escenario de inacción o tendencial (BAU), como se muestra en la siguiente ecuación (CEPEP, 2018) (BID, 2013):

$$CMeA = \frac{\text{costo del escenario de mitigación} - \text{costo del escenario BAU}}{\text{emisiones escenario de mitigación} - \text{emisiones escenario BAU}} = \frac{\text{Costo neto}}{\text{Emisiones mitigadas}}$$

Es importante señalar que le CMeA, se construye a partir de la estimación del **valor presente neto (VPN)** de los flujos de efectivo asociados a los beneficios y costos incrementales entre el escenario tendencial y el escenario de mitigación que genera el proyecto a lo largo de su vida útil; en otras palabras, el **costo neto**. El cual se refiere a la diferencia entre los costos y beneficios brutos de implementar una medida de mitigación. Entre los costos pueden encontrarse los de inversión, de capital, gastos de operación y mantenimiento, costos transaccionales, externalidades, entre otros. Mientras que, por el lado de los beneficios, están los ahorros relacionados al consumo de energéticos (BID, 2013). Es necesario precisar que un costo negativo significa un ahorro en la instrumentación de una medida.

$$\text{Costo neto} = \text{Costo bruto} - \text{Beneficio bruto}$$

Y, como muestra la ecuación anterior, el abatimiento de emisiones viene dado por la diferencia entre las emisiones asociadas a un proyecto de mitigación y las emisiones de la línea base.

Para el caso en el que se estime un costo de abatimiento para una sola medida, el cálculo viene dado por la siguiente ecuación:

$$VPN = -I_0 + \sum_{t=1}^T \frac{B_t - C_t}{(1 + r)^t}$$

donde:

- I_0 = Inversión inicial en el año cero
- T = Vida útil del proyecto
- t = Año t
- B_t = Beneficios netos en el año t
- C_t = Costos netos en el año t
- r = Tasa de descuento

Y asumiendo que se mitigan Mt toneladas en el año t . El costo medio de mitigación promedio estaría dado por:

$$CMeA = \frac{VPN}{\sum_{t=1}^T Mt}$$

Para el caso en el que se analizan un conjunto de proyectos, los cuales se pondrán en ejecución en diferentes años, como parte de una política pública de mitigación de emisiones, se asume que cada año se pondrá en ejecución un número determinado de proyectos (N_k), es decir, en el año k , se inician N proyectos idénticos. En este sentido, el VPN de esta política pública vendría dado por:

$$VPN_{PP} = \sum_{k=1}^K \left[\left\{ -\frac{I_0}{(1 + r)^{k-1}} + \sum_{t=k}^{T+k-1} \frac{B_t - C_t}{(1 + r)^t} \right\} (N_k) \right]$$

donde:

- N_k = Número de proyectos que inician en el año k
- k = Año k

K = Número de años de ejecución de la política pública ($T \leq K$)

En este caso, el CMeA estaría dado por:

$$CMeA_{PP} = \frac{VPN_{PP}}{(\sum_{t=1}^T Mt)(\sum_{k=1}^K Nk)}$$

Ambos valores representan costos de abatimiento para dos casos distintos: el CMeA representa el costo medio de abatimiento de cualquier proyecto llevado a cabo de manera independiente. Sin embargo, si se quiere evaluar el costo medio de abatimiento alcanzado por toda la implementación de la política pública, el valor es el $CMeA_{PP}$.

Aunado a lo anterior, cada una de las medidas de mitigación consideradas involucra un modelado específico para representar de manera precisa los beneficios e impactos asociados, tanto en términos económicos como en términos energéticos y ambientales. En este sentido, a pesar de que el cálculo de las distintas medidas involucra el uso de datos y variables específicas; existen otros mismos en común entre las diversas medidas.

Una de estas variables es la tasa de descuento (r), la cual refleja qué tan valiosos son en el presente los beneficios y costos futuros; es decir, cuánto vale ahora el dinero que se recibirá en el futuro. Para la estimación del costo marginal de abatimiento asociado a las medidas de mitigación consideradas en el presente documento, se utilizó una $r=10\%$, en concordancia con lo que utiliza la Secretaría de Hacienda y Crédito Público para la elaboración y presentación de los análisis costo beneficio de los programas y proyectos de inversión (SHCP, 2014).

Además de la anterior, el costo de los diferentes combustibles fósiles y de la electricidad asociados a las medidas que impactan en el consumo y/o ahorro de combustibles fósiles como de electricidad. Los primeros fueron obtenidos de las proyecciones realizadas por la EIA (U.S. Energy Information Administration) (EIA, 2023), mientras que los segundos fueron obtenidos de la información relativa al esquema tarifario vigente para los sectores residencial, comercial e industrial (CFE, 2023) y proyectados en línea con la inflación pronosticada por el Banco de México (Banxico, 2023).

Finalmente, todos los valores monetarios mostrados en este documento son presentados en dólares constantes de 2021. En línea con el año base del presente estudio.

D. Contribución del sector eléctrico



El sector eléctrico es estratégico para el desarrollo del país. Su relevancia en el marco de la descarbonización no solamente se debe a que actualmente es uno de los principales emisores de GEI, sino también a su papel central en la cadena energética, pues transforma energéticos como gas natural, combustóleo, carbón, irradiación solar o energía cinética del viento en electricidad, que es un energético versátil y presente en todos los sectores de consumo. La capacidad de descarbonizar al sector eléctrico será fundamental en la mitigación de emisiones, puesto que diversas medidas de descarbonización de los sectores de consumo se basan en la electrificación; ejemplos de ello son la electromovilidad o la sustitución de equipos comerciales, industriales y electrodomésticos que utilizan algún tipo de combustible como el gas natural o el LP por equipos eléctricos.

En este capítulo se detallan las medidas que conforman la ruta para que el sector eléctrico contribuya a que México logre emisiones netas cero para 2060. Primeramente, se presenta el contexto actual del sector, seguido de la línea base proyectada para 2060, que representan el punto de partida y los retos del sector. Luego se detalla la ruta de emisiones netas cero que ha sido modelada y se señalan las medidas que la componen. Por último, se muestra el análisis de factibilidad técnica del sistema eléctrico planteado para 2060. Es importante señalar que este análisis de factibilidad se realiza como un elemento fundamental para asegurar que — establecido el punto de partida y los retos— la evolución del sector es viable desde un punto de vista técnico, puesto que suele argumentarse que uno de los retos de los sistemas eléctricos es la operación con diversas energías renovables. Así, el escenario de emisiones netas cero que se presenta ha sido analizado desde este punto de vista y puede afirmarse que se trata de una solución factible.

Por lo general, el sector eléctrico se conceptualiza en cuatro etapas: generación, transmisión, distribución y consumo. Antes de proceder a su análisis, es conveniente señalar que las medidas planteadas se centran principalmente en las tres primeras etapas, puesto que el consumo está comprendido por cada uno de los demás sectores analizados en los correspondientes capítulos de este estudio.

D.1. Contexto nacional

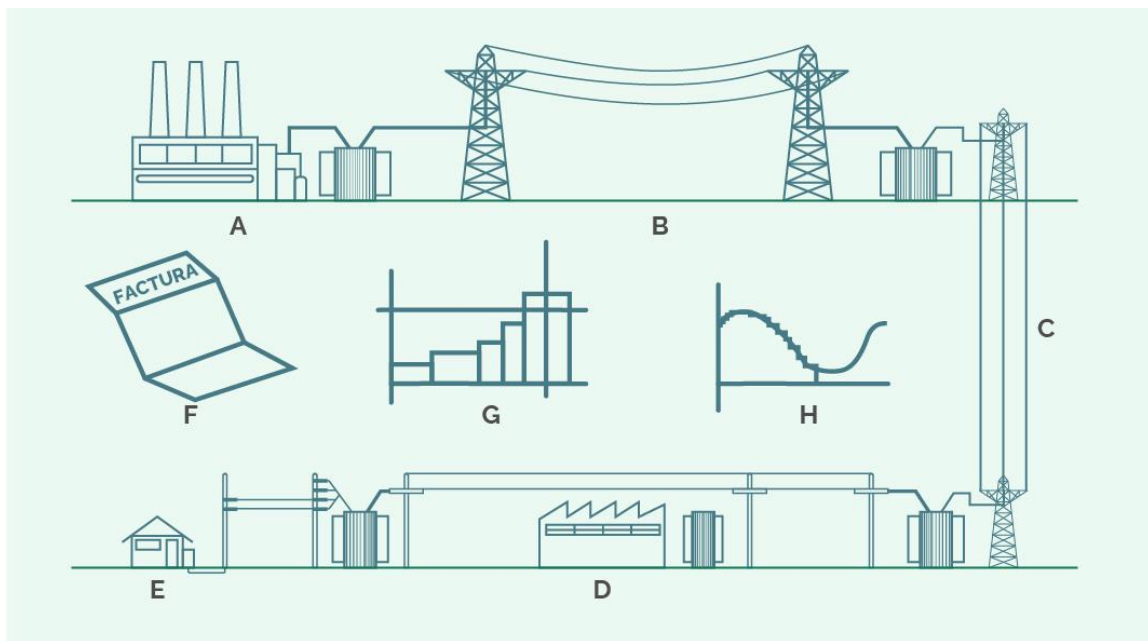
Hasta antes de 2013, el sector eléctrico en México se encontraba en un modelo de monopolio estatal que permitía cierta competencia en la generación eléctrica, pero mantenía todo el suministro —es decir, la venta de energía a usuarios finales— a cargo de la empresa paraestatal: la Comisión Federal de Electricidad (CFE). El 20 de diciembre de 2013 se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el decreto que modificó los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (CPEUM). Posteriormente, y bajo este nuevo marco constitucional, se decretaron el 11 de agosto de 2014 la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), la Ley de la Energía Geotérmica y diversas reformas a la Ley de Aguas Nacionales (decreto por el que se expiden la Ley de la Industria Eléctrica, la Ley de Energía Geotérmica y se adicionan y reforman diversas disposiciones de la Ley de Aguas Nacionales., 2014).



Con estas modificaciones jurídicas, la exclusividad del Estado en la industria eléctrica se redujo a tres áreas: (1) los minerales radiactivos y la generación nuclear; (2) la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, y (3) el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica. Además, se estableció un periodo máximo de dos años para que la CFE y Pemex se convirtieran en empresas productivas del Estado.

La LIE de 2014 redefinió la industria eléctrica al establecer que las actividades que comprende son: generación, transmisión, distribución, comercialización de energía eléctrica, planeación y control del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Estas se muestran de forma esquemática en la Figura 8 y se detallan a continuación.

Figura 8. Participantes del Sistema Eléctrico Nacional.



Fuente: (Palacios, 2023)

Generación (elemento A). La generación, como su nombre lo indica, es la producción de energía eléctrica y productos asociados. Ocurre en Centrales Eléctricas, cuyos propietarios o representantes son los Generadores. Estos pueden participar en la industria eléctrica bajo distintas modalidades. Algunas de ellas son heredadas (legadas) de la abrogada Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) y —como señala el artículo tercero transitorio de la LIE— permanecen bajo las reglas establecidas en la LSPEE. Estas modalidades son autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente, pequeña producción, importación, exportación y usos propios continuos. Por su parte, en el marco de la LIE, se establecen dos modalidades de participación en la generación:



- Como Generador, participante en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), para lo cual la Central Eléctrica debe contar con un permiso de generación.
- Como Generador Exento. Modalidad reservada para Centrales Eléctricas menores a 500 kW de capacidad, interconectadas a las Redes Generales de Distribución, para lo cual no necesitan permiso de generación.

Los Generadores bajo las modalidades legadas comercializan su energía bajo las condiciones de los contratos previos a 2014. Por su parte, los Generadores que participan en el MEM pueden vender su energía y productos asociados a:

- El mercado de corto plazo, operado por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), que establece Precios Marginales Locales (PML) para cada hora del día en cada uno de sus más de 2,200 nodos.
- Los comercializadores y Usuarios Calificados mediante contratos bilaterales.
- El Suministrador Calificado mediante contratos de cobertura eléctrica que solamente pueden realizarse por medio de las Subastas de Mediano (SMP) y Subastas a largo plazo (SLP), operadas por CENACE cada año. Aunque cabe señalar que desde la cancelación de la primera SLP de 2018, por la Secretaría de Energía (SENER), estas no se han vuelto a llevar a cabo.

Transmisión (elemento B). Es parte de la actividad de transportar la energía eléctrica. Esto ocurre en el sistema conocido como Red Nacional de Transmisión (RNT), que incluye las líneas eléctricas de 69, 161, 230 y 400 kV, que transportan la energía desde las Centrales Eléctricas hasta los puntos de interconexión con las Redes Generales de Distribución o con los sistemas eléctricos extranjeros.

La Transmisión es una actividad exclusiva del Estado y está a cargo del Transportista. Actualmente, la CFE es la encargada de realizar dicha actividad a través de subsidiaria CFE Transmisión. Por su parte, CENACE se encarga de operar la RNT como parte de sus actividades de operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Todos los usuarios del SEN pagan una tarifa por transmisión. Esta tarifa es regulada por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y es distinta tanto para los Generadores como para las entidades responsables de carga (es decir, los Suministradores y los Usuarios Calificados Participantes del Mercado).

Distribución (elemento C). Se trata de la otra parte de la actividad de transportar energía eléctrica y consiste en llevar la energía desde los puntos de interconexión con la RNT o con Centrales Eléctricas hasta los Centros de Carga, es decir, los puntos donde los usuarios adquieren la energía. Ocurre en las Redes Generales de Distribución (RGD) y en las redes de distribución y —



como la Transmisión— también es una actividad exclusiva del Estado, a través de la subsidiaria CFE Distribución.

El CENACE se encarga de operar las RGD como parte de la operación del SEN. Todas las entidades interconectadas a las RGD —entidades responsables de carga y Centrales Eléctricas en distribución— deben pagar una tarifa por su uso, la cual está regulada por la CRE.

Consumo final. Es la actividad de dar uso final a la energía eléctrica. se realiza por cualquier persona física o moral que adquiere, para su propio consumo o para el consumo en sus instalaciones, el suministro eléctrico en sus Centros de Carga. Además de los usuarios heredados de la LSPEE — autoabastecimiento y cogeneración—, la LIE establece dos tipos de usuarios:

- **Usuarios Calificados (elemento D):** son grandes consumidores que cumplen requerimientos mínimos de potencia y demanda. Se consideran Usuarios de Suministro Calificado si adquieren la energía eléctrica a través de contratos bilaterales con suministradores de servicios calificados; se consideran Usuarios Calificados Participantes del Mercado si la adquieren directamente del MEM o de un Comercializador no Suministrador. En ningún caso sus contratos se encuentran regulados por la CRE.
- **Usuarios de Suministro Básico (elemento E):** son todos los usuarios que se encontraban en el SEN al entrar en vigor la LIE y que no se encontraban en las modalidades de autoabasto, cogeneración o pequeña demanda. Carecen de restricciones de demanda o potencia a menos que se trate de instalaciones posteriores a la publicación de la LIE, en cuyo caso están obligados a ser Usuarios Calificados si superan los requisitos mínimos.

Los Usuarios de Suministro Básico solamente pueden adquirir energía a través de un Suministrador de Servicios Básicos. Sus tarifas se encuentran reguladas por la CRE, salvo el caso de los usuarios residenciales y algunos agrícolas que ven su tarifa regulada por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), puesto que se trata de tarifas subsidiadas por el Estado.

Comercialización (elemento F). Es la actividad referente a la compra-venta de energía eléctrica. Cuando se trata de venta a un Usuario final se trata de un comercializador Suministrador puesto que el suministro es la actividad de venta al Usuario Final. El Suministrador debe ser titular de un permiso para ofrecer el suministro eléctrico en la modalidad de Suministrador de Servicios Básicos, Suministrador de Servicios Calificados o Suministrador de Último Recurso.

- **Suministrador de Servicios Básicos:** se trata del permisionario que ofrece el servicio de suministro básico a los Usuarios de Suministro



Básico, y representa en el MEM a los generadores exentos que lo soliciten.

Solamente puede adquirir energía eléctrica de Generadores, mediante Subasta a largo plazo o contratos legados (los firmados previo a la LIE), o a Generadores Exentos, cuando se trata de Generación Distribuida.

La venta de su energía (suministro) sólo puede ocurrir bajo los modelos de contrato regulados por la CRE, cuyas tarifas son también establecidas por la misma institución. En el caso de la Generación Distribuida, los modelos de contrato y de contraprestación también se encuentran reguladas.

- **Suministrador de Servicios Calificados:** se trata del permisionario que ofrece el suministro calificado a los Usuarios Calificados (grandes consumidores), y puede representar en el MEM a los generadores exentos en régimen de competencia.

Estos suministradores pueden adquirir energía y productos asociados tanto de Generadores, a través de contratos bilaterales como del MEM, o de Comercializadores.

El Suministro de energía y productos asociados no está regulado por la CRE y sucede mediante contratos bilaterales con los Usuarios Calificados.

- **Suministrador de Último Recurso:** se trata del permisionario que ofrece el servicio de suministro de último recurso a los Usuarios Calificados, y representa en el MEM a los generadores exentos que lo requieran, es decir cuando el Usuario Final, por algún motivo, se encuentra sin un Suministrador Básico o Calificado.

Operación (elemento G) y control operativo (elemento H) del MEM. Ambas actividades son competencia del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), como se establece en los artículos 94 y 15 de la LIE.

En lo que respecta a la generación de energía eléctrica, es importante destacar que, además de las centrales con permisos vigentes en la LIE, existen todavía en operación varias centrales con permisos de generación heredados de la LSPEE. La Tabla 5 recoge las distintas modalidades de generación y consumo organizadas según la ley que las introdujo.



Tabla 5. Modalidades para la generación y consumo de energía eléctrica vigentes, derivada de la LSPEE y la LIE.

	Modalidades de permisos de generación vigentes	Modalidades de consumo vigentes
LSPEE y sus reformas	Autoabastecimiento Cogeneración Pequeña Producción Productores Independientes de Energía (PIE) Importación Exportación	Usuario de autoabastecimiento
LIE	Generador Generador Exento	Usuario de Suministro Básico Usuario Calificado

Fuente: Elaboración propia.

La modalidad de Autoabastecimiento de energía eléctrica surgió con el propósito de otorgar un tipo de permiso de generación a personas físicas o morales para la satisfacción de sus propias necesidades.

La modalidad de Cogeneración sirve para generar energía eléctrica producida conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria de tal forma que se maximice el aprovechamiento energético del conjunto.

La modalidad de Producción Independiente de Energía (PIE) sirve para generar energía eléctrica destinada a su venta a la CFE, que está legalmente obligada a adquirirla en los términos y las condiciones económicas que se hayan convenido.

A través de la modalidad de Pequeña Producción (PP) se otorgan permisos para la generación de energía eléctrica de centrales con capacidad no mayor a 30 MW, siempre y cuando destinen toda su producción para venta a la CFE.

Los permisos de generación para importación o exportación se crearon para ser otorgados a centrales cuya energía eléctrica producida está destinada a ser adquirida en el extranjero, a través de los enlaces de transmisión internacionales (exportación) y para centrales en suelo extranjero cuya energía eléctrica va a ser adquirida en el territorio nacional (importación).

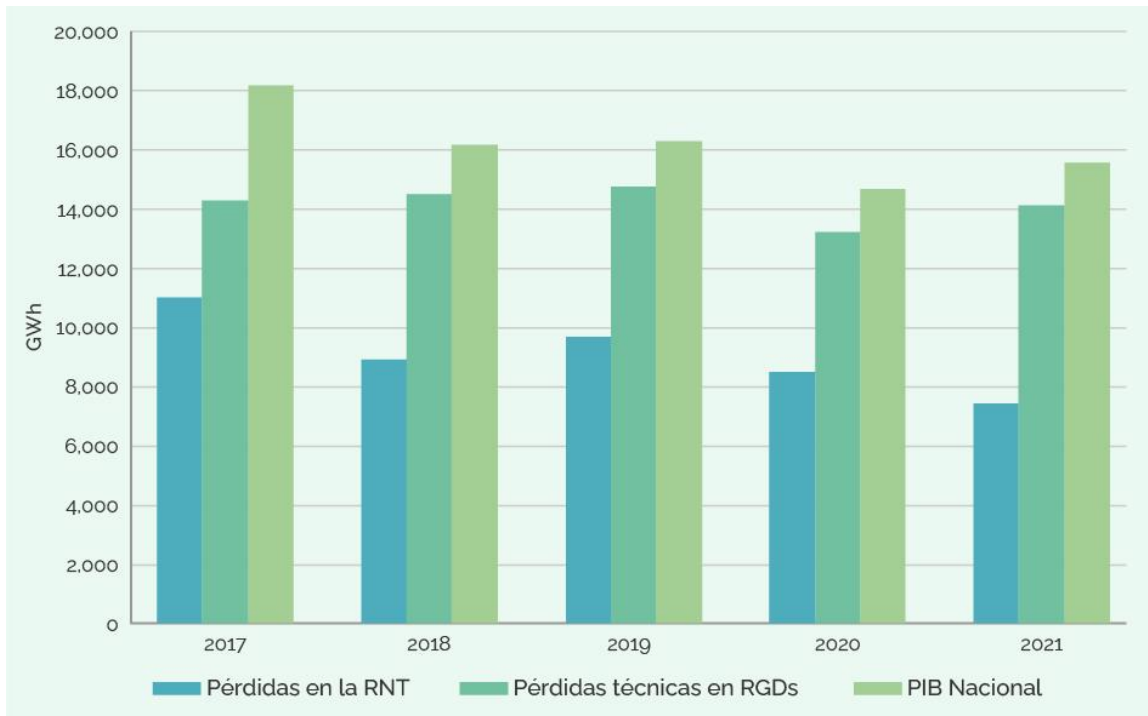
Desde el punto de vista económico, las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica ha representado en la última década 1.17% del Producto Interno Bruto (PIB) en México, lo cual indica la relevancia de este sector en la economía del país. No obstante, es importante resaltar que este valor ha fluctuado ligeramente a lo largo de la década, con un máximo de 1.24% en 2014 y 2020, y un mínimo de 0.92% en 2021 (INEGI, s.f.).

Las pérdidas técnicas, tanto en la Red Nacional de Transmisión (RNT) como en las Redes Generales de Distribución (RGD), se producen por fenómenos físicos



intrínsecos a la conducción de corriente eléctrica en cables¹. En las RGD, además de las pérdidas técnicas, existen las llamadas pérdidas no técnicas asociadas al uso ilícito de electricidad. Las pérdidas en la RNT han disminuido al pasar de 11.0 TWh en 2017 a 7.4 TWh en 2021, lo cual implica una reducción de 32.7%. En cambio las pérdidas técnicas en las RGD se han mantenido relativamente constantes, con ligeras variaciones interanuales. Por último, las pérdidas no técnicas en RGD, aunque son las más elevadas de las tres, también disminuyeron de forma considerable, al pasar de 18.2 TWh en 2017 a 15.6 TWh en 2021, según datos de CENACE (ICM, s.f.). La Figura 9 muestra la evolución de las pérdidas anuales en el SEN a lo largo de los últimos 5 años.

Figura 9. Evolución de las pérdidas del SEN.



Fuente: Elaboración propia. con datos de CENACE (ICM, s.f.).

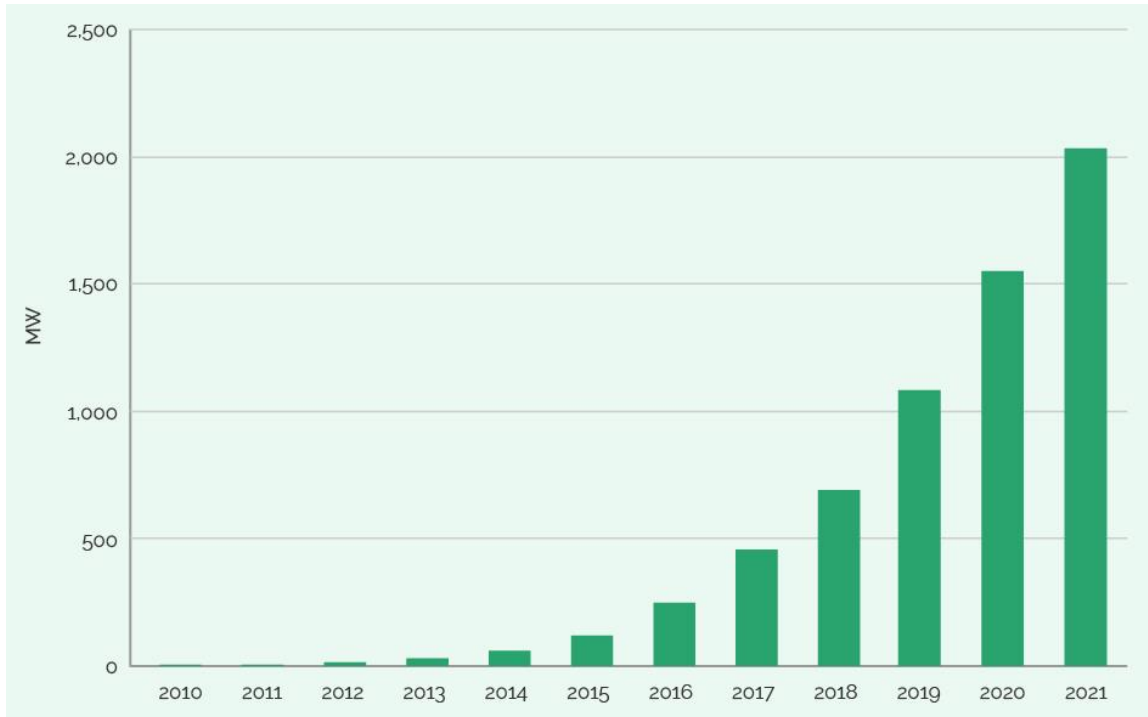
La Generación Distribuida (GD) es el esquema de participación en el SEN que permite que un Usuario Final se convierta en generador a pequeña escala, bajo la figura de Generador Exento. Los sistemas de generación bajo esta modalidad deben tener una capacidad instalada inferior a 500 kW y menor o igual a la capacidad que pueden alojar los circuitos de distribución a los cuales se interconectan. Además, el artículo 30 de la Ley de Transición Energética (LTE) establece que si la generación se realiza a partir de Energías Limpias se trata de Generación Limpia Distribuida (GLD) (Ley de Transición Energética, 2015).

¹ Efecto Joule y efecto pelicular.



Desde su establecimiento en el marco regulatorio, la capacidad instalada de GD ha crecido de forma exponencial hasta alcanzar 2,031.24 MW (2.03 GW) en 2021, gracias a la instalación de 480.15 MW nuevos en ese año (ver Figura 10). Cabe señalar que los datos previos a 2015 corresponden a modalidades de la LSPEE que se homologaron a la GD de la LIE.

Figura 10. Evolución de la capacidad instalada en GD.



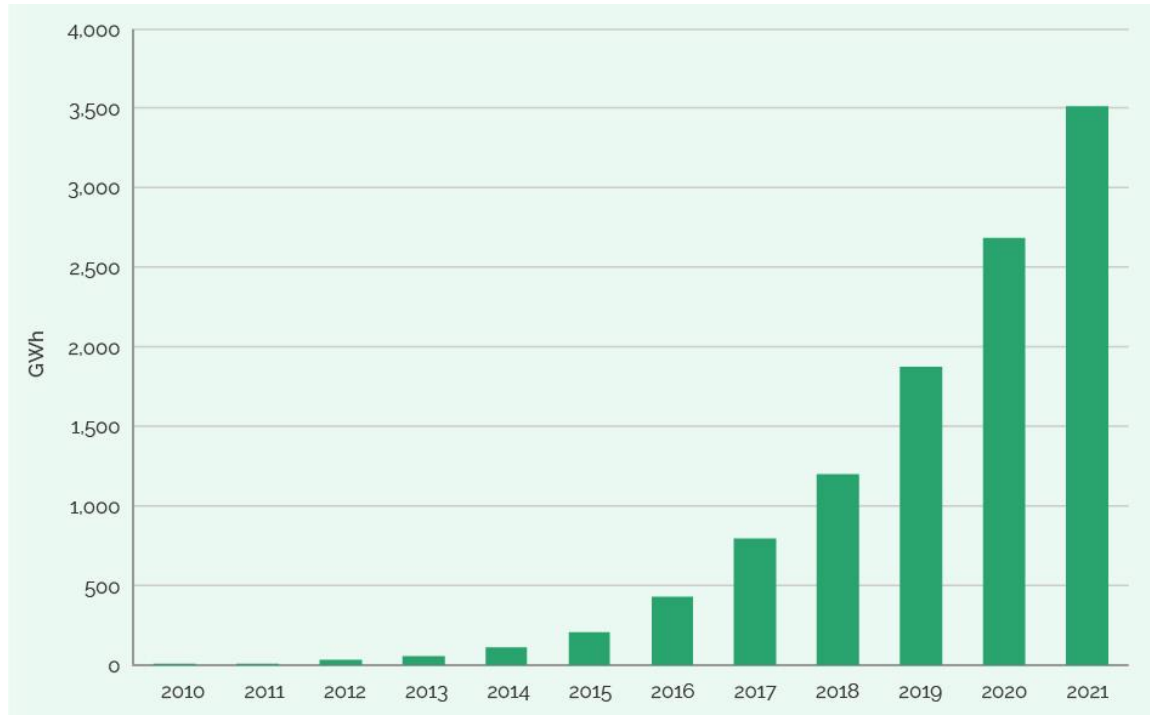
Fuente: Elaboración propia. con datos de CRE (CRE, 2022b).

Entre las tecnologías empleadas en proyectos de GD, la solar fotovoltaica (GDFV) ha sido la dominante con 99.20% de la capacidad instalada (2,015 MW) en 2021, mientras que el restante 0.8% se repartió entre generadores a biogás, cogeneración, biomasa, eólica, gas natural, diésel-combustóleo e hidroeléctrica.

La preferencia por la tecnología solar fotovoltaica en la generación distribuida se debe a múltiples factores. Entre ellos, su modularidad, el urbanismo extensivo existente en el país, la relativamente menor complejidad en su instalación y la progresiva reducción de los costos de los sistemas. Como puede apreciarse en la Figura 11, la generación distribuida fotovoltaica (GDFV) en 2018 superó por primera vez 1 TWh de producción anual, y este valor se triplicó para 2021. Esto demuestra la gran aceleración de la penetración de estos sistemas en años recientes.



Figura 11. Evolución de generación anual mediante GD.



Fuente: Elaboración propia con datos de CRE, SENER y NREL (CRE, 2022b) (CENACE, 2022) (NREL, s.f.a).

En cuanto a la generación de energía eléctrica a gran escala², el término capacidad instalada hace referencia a la potencia nominal de operación de las centrales de generación eléctrica, medida habitualmente en MW.

La capacidad instalada total en México, en los tres últimos lustros, ha experimentado cambios significativos en la composición del parque de generación por tecnologías. Estos cambios se deben principalmente a la adición de numerosas centrales de ciclo combinado, eólicas y fotovoltaicas. El incremento en la incorporación de estas nuevas centrales fue especialmente pronunciado en los años posteriores a la promulgación de la LIE.

En términos generales, la capacidad instalada aumentó 82.7% entre 2010 y finales 2021, al pasar de 52.95 GW a 96.74 GW. De los 43.79 GW adicionados entre estos años, 23.59 GW (53.87%) fueron de ciclo combinado, 6.37 GW (14.54%) de eólica, y 6.03 GW (13.77%) de solar fotovoltaica; estas tres tecnologías aportaron 82.18% de la expansión.

Otras tecnologías que contribuyeron fueron la turbogás con 3.54 GW (8.09%), la combustión interna con 1.98 GW (4.51%), y la carboeléctrica con 3.48 GW (7.94%). Por último, las tecnologías limpias nuclear, hidroeléctrica y geotérmica tuvieron un

² Si bien el término "gran escala" no se encuentra definido en el marco jurídico de la LIE, en este documento se utiliza para hacer referencia a las Centrales Eléctricas no exentas, es decir, aquellas superiores a 500 kW en cualquiera de las modalidades de Generación.

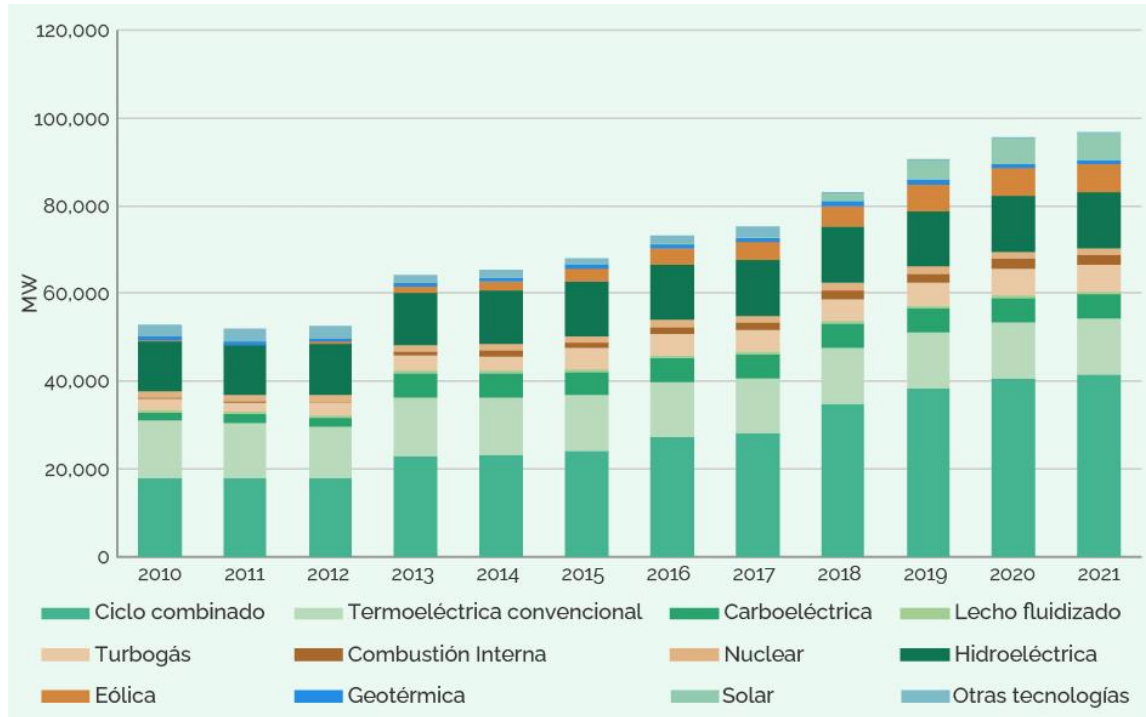


crecimiento muy discreto durante la década. Se agregaron 1.14 GW de hidroeléctrica, 0.27 GW de nuclear y 0.03 GW de geotérmica.

La termoeléctrica convencional no creció y se mantuvo estable excepto por mínimas modificaciones interanuales SENER y CRE (SENER, 2019b) (SENER, 2018b) (SENER, 2020) (SENER, 2021b) (SENER, s.f.) (REMBIO, 2020).

La Figura 12 muestra la evolución de la capacidad instalada por tecnología entre 2010 y 2021.

Figura 12. Evolución de capacidad instalada por tecnología.



Fuente: Elaboración propia. con datos de SENER y CRE (SENER, 2019b) (SENER, 2018b) (SENER, 2020) (SENER, 2021b) (SENER, s.f.) (REMBIO, 2020).

La capacidad instalada (potencia) y la generación (energía) de las centrales eléctricas están relacionadas a través del tiempo de funcionamiento y de entrega de potencia de la central. Así, por ejemplo, si una central está entregando 100 MW de potencia durante 10 horas, habrá producido 1,000 MWh (generación). Si esa misma central entrega 100 MW durante las 8,760 horas de un año, habrá producido 876,000 MWh (876 GWh) a lo largo del año. No obstante, es importante matizar que prácticamente ninguna central entrega potencia a capacidad nominal durante la totalidad del año. El factor de planta (FP) hace referencia precisamente a la fracción de tiempo del año que una central tendría que trabajar a potencia nominal para entregar la energía que ha acumulado durante un año. Esto dependerá de múltiples factores, como la dependencia de las condiciones climatológicas, la disponibilidad de combustible, el despacho económico o la necesidad de efectuar paradas programadas o no



programadas, entre otros. Por ejemplo, tecnologías como la nucleoelectrónica o los ciclos combinados con combustible gas natural pueden alcanzar factores de planta anuales superiores a 80% (ICM, s.f.), mientras que las centrales solares fotovoltaicas presentan factores de planta alrededor de 20-30%, y las eólicas de 30-40% (ICM, s.f.). En el caso de las centrales hidroeléctricas, el factor de planta dependerá de la disponibilidad del recurso hídrico anual, por lo que varía considerablemente año tras año.

En términos de generación eléctrica, puede distinguirse entre generación bruta y generación neta. La generación bruta es la energía total producida por la central eléctrica y medida a la salida de la máquina generadora. La generación neta es la energía entregada a la red eléctrica, puesto que existen usos propios dentro de la central; esta es medida a la salida de la subestación eléctrica que interconecta la central con la RNT o las RGD.

En el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) mexicano, durante los años recientes se ha observado una variación considerable del origen de la energía eléctrica generada en lo que a tecnologías se refiere.

Todas las tecnologías fósiles, a excepción del ciclo combinado, han visto un estancamiento o disminución en su generación (ICM, s.f.; SENER, 2022a; SENER, 2021b; SENER, 2020; SENER, 2019b; SENER, 2018b; SENER, 2017b):

- La tecnología termoeléctrica convencional ha reducido su generación y participación de forma muy notablemente, al pasar de generar 52.48 TWh en 2013, a 23.20 TWh en 2021. En 2013 representaba 18.35% de la generación total del país, y en 2021 disminuyó a 7.18%. Por lo tanto, si se considera que la capacidad instalada apenas ha variado, el factor de planta (FP) se redujo de 44.31% a 20.78%.

La tecnología carboeléctrica también redujo muy significativamente su producción. En 2013 generó en torno a 29.32 TWh (10.25% del total), y en 2021 apenas produjo 8.70 TWh (2.69% del total). Aunque es importante señalar que alcanzó su año de máxima producción en 2016 con 31.71 TWh. En el periodo su FP se redujo de 56.18% a 16.68%.

- La tecnología turbogás, en cambio, aumentó tanto en capacidad como en producción de energía en los años recientes. Pasó de generar 7.19 TWh (2.52% del total) en 2013, a generar 16.28 TWh (5.03% del total) en 2021. Su FP se incrementó de 24.02% a 30.57%.
- La tecnología de combustión interna también aumentó su capacidad, pero mantuvo su generación relativamente estable a lo largo del tiempo. Pasó de generar 2.16 TWh en 2013, a generar 2.06 TWh en 2021, con un máximo de 3.17 TWh en 2019 (1.00% del total). Su FP se redujo considerablemente en el periodo, al pasar de 21.56% en 2013, a 10.72% en 2021.



- El ciclo combinado fue la tecnología basada en combustibles fósiles que más creció. Pasó de generar 140.43 TWh (49.12% del total) en 2013, a generar 184.34 TWh (57.02% del total) en 2021. No obstante, su FP se redujo de 70.22% a 50.57%, con un máximo de 71.77% en 2015.

En cambio, las tecnologías limpias han aumentado su producción notablemente en los años recientes. Este incremento procede principalmente de las tecnologías renovables variables.

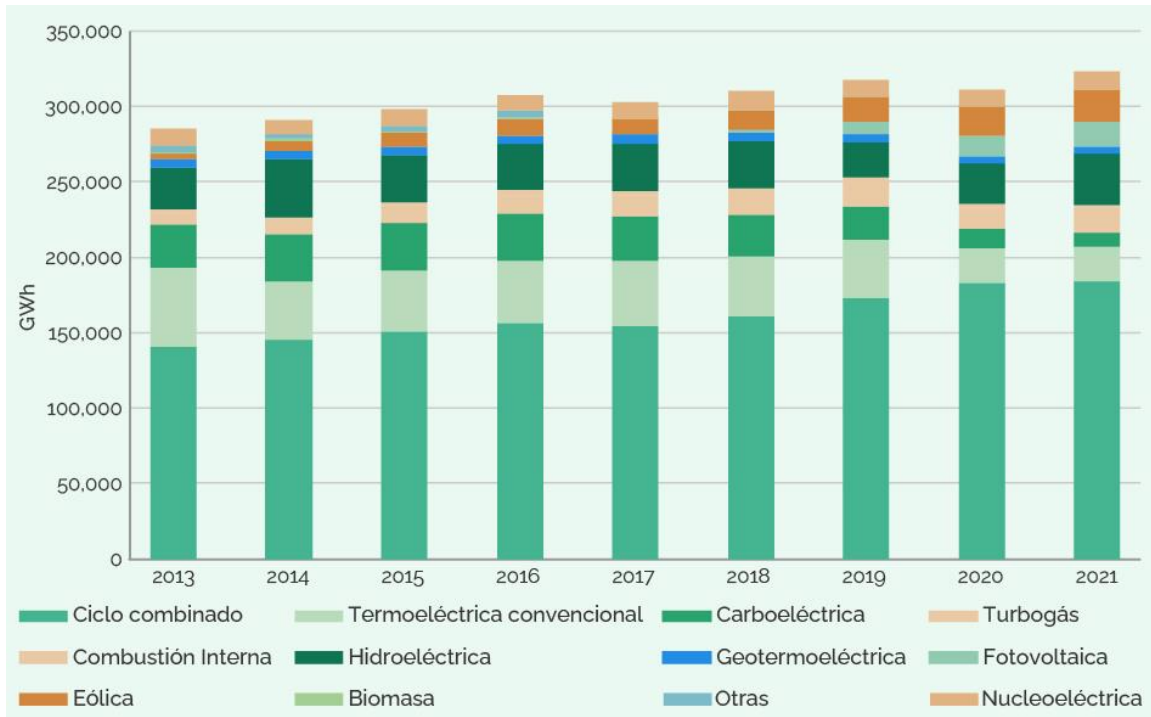
- La producción nucleoelectrónica se mantuvo relativamente constante a lo largo del periodo. En 2013 produjo 11.39 TWh, con un máximo de 13.20 TWh en 2018, y en 2021 generó 11.60 TWh. Su participación en la generación total del país se ha visto ligeramente reducida por el aumento de la demanda, al pasar de 3.98% en 2013, a 3.59% en 2021. El FP ha variado entre 72.39% y 92.85% a lo largo del periodo, por lo que es la tecnología con el mayor FP promedio.
- La producción hidroeléctrica varió en función del recurso hídrico anual. El año de máxima producción fue 2014 con 38.50 TWh (13.24% del total), con un FP de 35.36%. El año de mínima producción fue 2019, con 23.60 TWh (7.43% del total), con un FP de 21.31%.
- La generación eólica aumentó notablemente a lo largo del periodo, al pasar de 4.14 TWh (1.45% del total) en 2013, a 21.05 TWh (6.51% del total) en 2021. El FP general de esta tecnología en 2021 fue de 37.23%³.
- La generación solar fotovoltaica también creció a un ritmo acelerado, especialmente a partir de 2018. En 2013 su producción fue de apenas 0.02 TWh, y en 2021 alcanzó 17.07 TWh. Es la tecnología que mostró mayor crecimiento a lo largo del periodo, pues pasó de una participación mínima en el total de generación en 2013, a representaba 5.28% del total en 2021.
- La generación a través de energía geotérmica decreció ligeramente a lo largo del periodo pese a su moderado crecimiento en capacidad. Pasó de generar 5.76 TWh (2.01% del total) en 2013, a generar 4.20 TWh (1.30% del total) en 2021. Su FP decreció de 79.90% a 48.06%.

En la Figura 13 puede observarse la evolución de la generación neta clasificada por tecnologías.

³ El valor del FP real puede diferir ligeramente por los proyectos instalados durante el año 2021.



Figura 13. Evolución de generación neta por tecnología.



Fuente: Elaboración propia, con datos de SENER y CENACE (SENER, 2015b) (SENER, 2016b) (SENER, 2017b) (SENER, 2018b) (SENER, 2019b) (SENER, 2020) (DECRETO Por El Que Se Expiden La Ley de La Industria Eléctrica, La Ley de Energía Geotérmica y Se Adicionan y Reforman Diversas Disposiciones de La Ley de Aguas Nacionales., 2014) (SENER, 2021b) (SENER, 2022b) (CRE, 2022c) (ICM, s.f.).

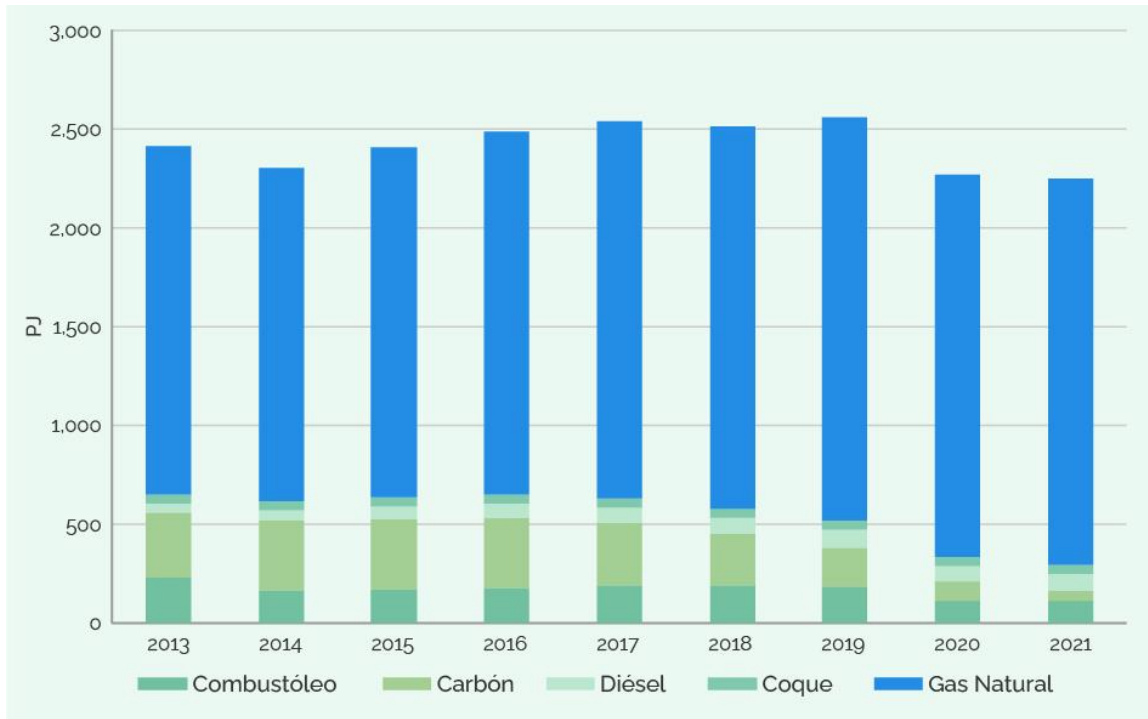
Respecto del consumo de combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica, es importante destacar que se ha producido una reducción general en su uso, en términos energéticos. En 2013 se consumieron en torno a 2,414 PJ de combustibles fósiles para la producción de electricidad, se alcanzó un máximo de 2,560 PJ en 2019, y bajó hasta 2,251 PJ en 2021, según datos de SENER y SEMARNAT (SENER, 2018b; SENER, 2019b; SENER, 2020; Decreto por el que se expiden la Ley de la Industria Eléctrica, la Ley de Energía Geotérmica y se adicionan y reforman diversas disposiciones de la Ley de Aguas Nacionales., 2014; CRE, 2022c; ICM, s.f.; SENER, 2016a; SENER, 2017a; SENER, 2018a; SENER, 2019a; SENER, 2021a; 2050 Pathways, 2022; Palacios *et al.*, 2022).

El combustible fósil más empleado para la producción de electricidad durante toda la década ha sido el gas natural. Su uso se ha incrementado a lo largo de los años recientes, al pasar de 1,767 PJ en 2013, a 1,958 PJ en 2021, con un máximo de 2,041PJ en 2019. Otros combustibles, como el carbón o el combustóleo, han visto reducido su uso notablemente a lo largo del periodo. El uso del carbón se redujo en 84%, al pasar de 332 PJ en 2013, a 54 PJ en 2021. Por su parte, el uso de combustóleo se redujo en 52%, al pasar de 226 PJ en 2013, a 109 PJ en 2021. Por otra parte, el diésel ha visto aumentado su consumo en 93%, al pasar de 45 PJ en 2013, a 86 PJ en 2021. Por último,



el coque de petróleo, empleado exclusivamente en centrales de lecho fluidizado, mantuvo un consumo relativamente constante de entre 40 y 46 PJ anuales.

Figura 14. Evolución del consumo de combustibles para la generación de electricidad.



Fuente: Elaboración propia. con datos de SENER y SEMARNAT.

Las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) derivadas de las actividades de generación de energía eléctrica se han reducido en términos generales en la última década, al pasar de 171.4 MtCO₂e en 2013, a 139.2 MtCO₂ en 2021. No obstante, la reducción efectiva comenzó después del año 2017, cuando se alcanzó el máximo del periodo de estudio con 177.5 MtCO₂e⁴. Este comportamiento de la curva de emisiones se debe principalmente a la creciente penetración de las energías renovables variables (eólica y solar) y el consecuente desplazamiento de las tecnologías carboeléctrica y termoeléctrica convencional, lo que redujo el consumo de combustóleo y carbón.

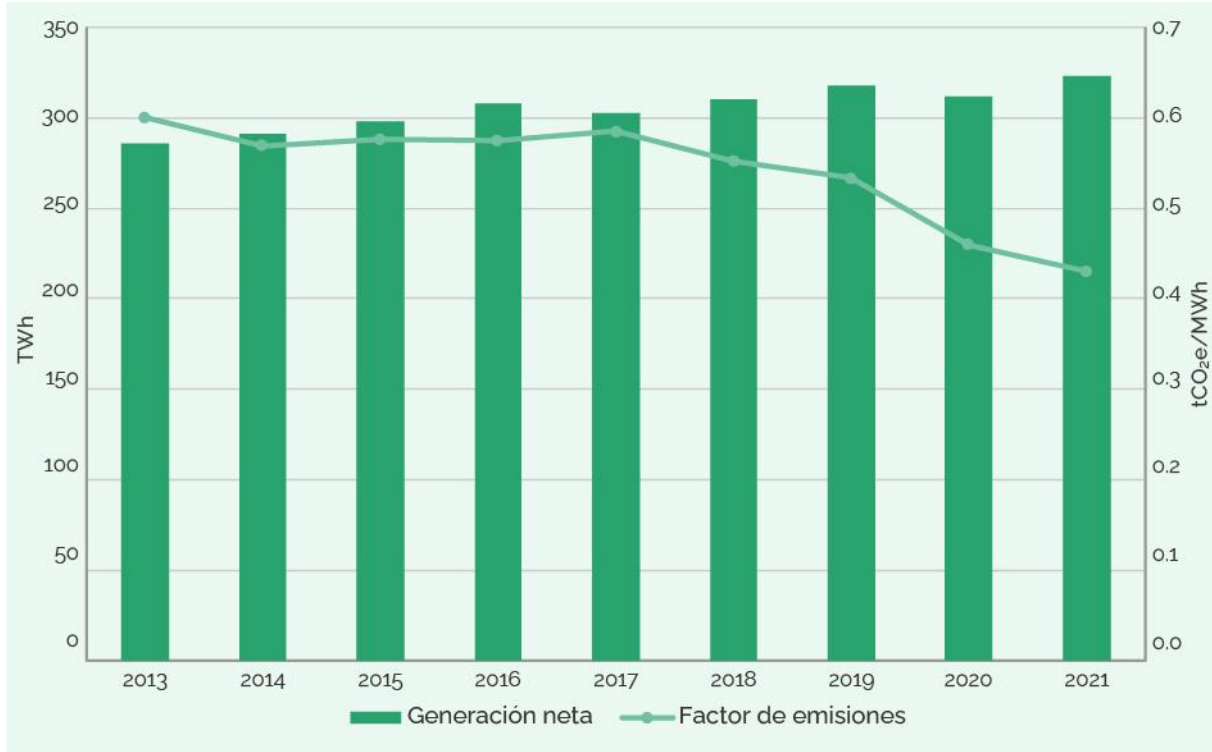
Derivado de lo anterior, y si se considera que, por un lado, la demanda eléctrica y, en consecuencia, la generación bruta de energía ha aumentado progresivamente, y por otro lado, las emisiones totales anuales han disminuido, resulta que el factor de emisiones (tCO₂e/MWh) del sector eléctrico se ha visto reducido a lo largo del periodo, al pasar de 0.601 tCO₂e/MWh en 2013, a 0.431 tCO₂e/MWh en 2021, lo que significa una reducción de 28.3%. La Figura 15 muestra la evolución del factor de

⁴ Las emisiones de GEI se calcularon a través de las metodologías del INECC e IPCC. Se han actualizado los potenciales de calentamiento reportados por IPCC en 2021, por lo que puede que los valores de emisiones totales no coincidan con los reportados oficialmente en años anteriores.



emisiones, así como la evolución de la generación bruta de energía a lo largo del periodo.

Figura 15. Evolución de la generación neta y el factor de emisiones del SEN.



Fuente: Elaboración propia. con datos de SENER, CENACE y SEMARNAT (SENER, 2017b) (SENER, 2018b) (SENER, 2019b) (SENER, 2020) (SENER, 2021b) (DECRETO Por El Que Se Expiden La Ley de La Industria Eléctrica, La Ley de Energía Geotérmica y Se Adicionan y Reforman Diversas Disposiciones de La Ley de Aguas Nacionales., 2014) (CRE, 2022c) (ICM, s.f.) (SENER, 2016a) (SENER, 2017a) (SENER, 2018a) (SENER, 2019a) (SENER, 2021a) (2050 Pathways, 2022) (Palacios *et al.*, 2022).

Como se ha visto hasta ahora, el sector eléctrico tiene una fuerte dependencia de los combustibles fósiles, especialmente del gas natural. Si bien las modificaciones al marco jurídico provocaron un crecimiento de la capacidad instalada de las centrales eólicas y solares y el surgimiento exponencial de la GDFV, también se incrementó la capacidad de generación con ciclos combinados. Como se verá en la siguiente sección, de continuar la tendencia actual, las emisiones crecerán y alejarán al país de la meta de emisiones netas cero.



D.2. Línea base

La línea base consiste en un escenario que proyecta la evolución del sector eléctrico hacia 2060. Esta proyección está basada en el supuesto de que las tendencias y las políticas actuales continuarán, o por lo menos que no habrá un esfuerzo importante hacia la descarbonización.

Esta línea base se construyó a partir de las proyecciones de los distintos instrumentos de planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), considerando la información pública disponible para el año base (2021). Asimismo, se utilizó la información que ICM generó al establecer las Contribuciones Nacionalmente Determinadas, desde la sociedad civil (NDC-SC) (ICM, 2022).

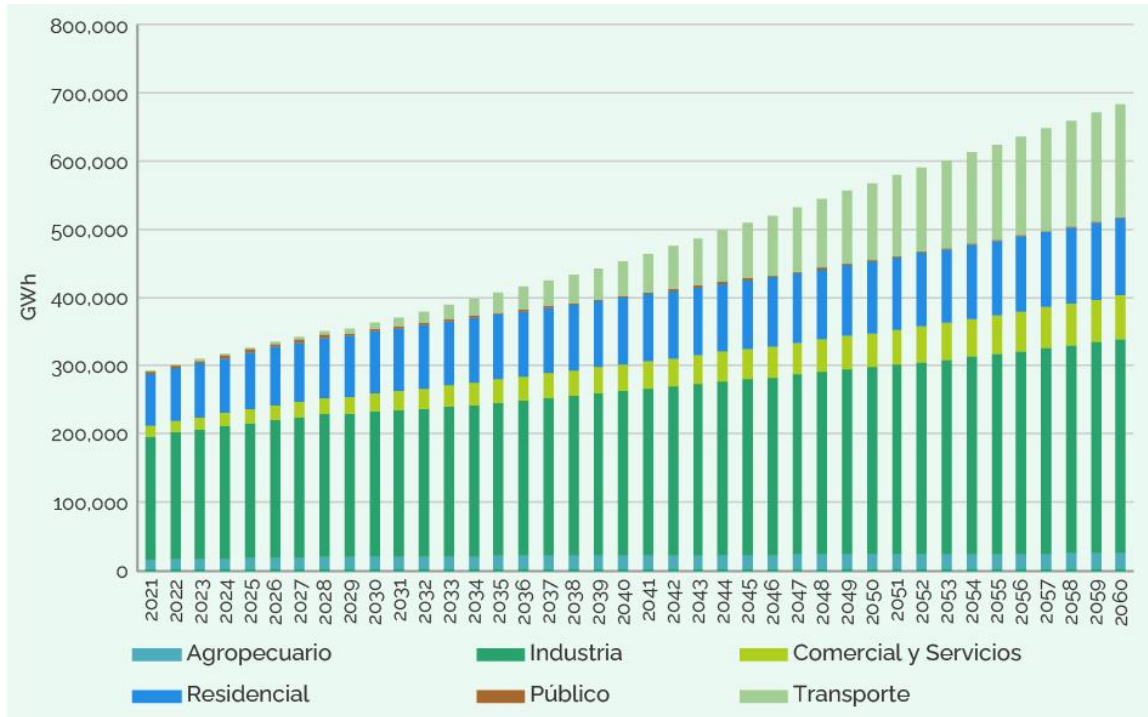
Para este análisis se consideraron las variables determinantes del sistema eléctrico de la capacidad instalada, generación, consumo de combustibles, entre otras. Además, se incluyó en el análisis el uso de suelo para la instalación de centrales eléctricas y el consumo de agua utilizada para procesos de refrigeración en centrales térmicas. Es importante recalcar que, para este ejercicio, se desarrolló la línea base a partir del uso del modelo OSeMOSYS/CLEWs.

D.2.1. Consumo de electricidad

La construcción de la proyección de la demanda de electricidad para la línea base tomó en consideración el escenario de planeación desarrollado en el PRODESEN 2022-2026, donde se establece una tasa de crecimiento anual (TMCA) de 2.7%, pero el análisis realizado va más allá y utiliza un modelado más detallado de los sectores; es decir, que la demanda eléctrica se construyó con un enfoque abajo hacia arriba (bottom-up), en el que el crecimiento de la demanda total se determinó a partir de la demanda de los distintos sectores de consumo, una vez que cada uno de ellos fue modelado de forma independiente estudiando sus características y condiciones propias. Así, la TMCA se estimó en 2.4% para el periodo de 2021 a 2030, y en 2.1% para el periodo de 2031 a 2060. Como resultado, el consumo final del SEN para 2060 en su línea base es de 726,998 GWh, como se observa en la Figura 16, que muestra la desagregación sectorial.



Figura 16. Evolución del consumo eléctrico por sector.



Fuente: Elaboración propia, con base en la información de (SENER, 2020).

En pocas palabras, se espera que el consumo de electricidad se duplique en 30 años, para alcanzar 600,000 GWh en 2052, y luego continuar creciendo hasta más de 720,000 GWh para 2060. Esto, por supuesto, implica una fuerte carga para el sector eléctrico, que deberá aumentar su capacidad de generación para satisfacer tal nivel de demanda.

Cabe destacar que el sector transporte emerge con fuerza en la demanda de energía, y hacia 2060 representa uno de los principales sectores de consumo eléctrico, incluso por encima del residencial y el comercial y servicios. De hecho, sin la demanda del sector transporte, el consumo de los demás sectores —que pudieran considerarse los tradicionales o actualmente existentes— no alcanzaría el doble del consumo actual y superaría por poco 500,000 GWh en 2060.

Sin embargo, el transporte no es el único que al electrificarse causa un importante incremento del consumo. El consumo sector industrial también crecerá hasta en 150% para pasar de los casi 200,000 GWh en 2021, a poco más de 300,000 GWh para 2060.

D.2.2. Pérdidas en transmisión y distribución

Ante el previsible crecimiento de la demanda eléctrica, las pérdidas en transmisión y distribución se vuelven de especial interés. Para la proyección de las pérdidas se consideró la información reportada por el CENACE para el año 2021 sobre las pérdidas técnicas en transmisión y distribución y las no técnicas en distribución. Por otro lado,



tras estudiar las últimas ediciones de los instrumentos de planeación del SEN —como el PRODESEN—, no se encontró evidencia de objetivos ambiciosos y claros en cuanto a la disminución de pérdidas técnicas, lo que requiere acciones de modernización y ampliación de la RNT y la RGD. Tampoco se encontraron estrategias para la reducción de pérdidas no técnicas.

Por lo anterior, la relación de las pérdidas frente a la generación se proyecta constante hasta 2060, y estimadas como porcentaje, son equivalentes a 3% en la RNT, 5% para las pérdidas técnicas de la RGD y 5% para las pérdidas no técnicas de la RGD.

D.2.3. Instalación de generación distribuida

Para la proyección de la capacidad de generación distribuida se tomaron como referencia los valores proyectados por el PRODESEN (SENER, 2022a) del total acumulado en el periodo 2022-2036. Estos datos se desagregaron a valores anuales empleando una curva logística (tipo S) para la adición anual, típica en el crecimiento poblacional y tecnológico. En términos de generación se pasa de 3,763 GWh en 2021 a 12,991 GWh para 2060.

D.2.4. Adición de capacidad a gran escala

Para la construcción del escenario base se integraron los datos de adición de capacidad a gran escala reportados por las distintas entidades oficiales: SENER, CRE y CFE. Con base en esta información, se estableció la proyección de adición de capacidad, la cual resulta esencial para evaluar el desarrollo del futuro del SEN.

Adicionalmente se usaron datos del Plan de Negocios de 2023-2027 de la CFE (CFE, 2023), en el que se reportan 31 adiciones de capacidad hasta 2025 y se plantea la instalación de nuevas centrales y repotenciación de plantas existentes para cubrir la demanda. Todos los proyectos planteados contabilizan la instalación nueva de 9,949.8 MW que se distribuyen en 11 proyectos de nuevas centrales de ciclo combinado con una capacidad total de 7,021.4 MW (70.5% de la capacidad a instalar), 3 centrales de combustión interna que suman 400 MW (12.4%), y 3 centrales de turbogás que agregan 373 MW (3.75%).

Respecto a las tecnologías limpias, se plantean tres estrategias para la incorporación de la nueva capacidad:

- La central solar fotovoltaica de Puerto Peñasco que, a través de sus cuatro fases de desarrollo, alcanzará una capacidad de 1,000 MW.
- La adición de una nueva unidad de generación en la central geotérmica de Humeros, que incorporará 25 MW de capacidad.
- La repotenciación y mejora de la eficiencia de 10 centrales hidroeléctricas, lo que añadirá a la capacidad actual otros 294 MW.



Adicionalmente, se consideraron los proyectos nuevos que tienen permiso de generación y se encuentran en etapa de construcción, según lo reportado por la CRE, con un total de 6,364.9 MW.

Por último, la información de proyecciones de la SENER se tomó de la sección correspondiente a la adición de capacidad en el PRODESEN 2022-2036, para los periodos 2022-2025, 2026-2030 y 2031-2060.

La Tabla 6 muestra el resultado para la proyección de la capacidad por tecnología y periodos de 5 años, desde 2021 hasta 2060, asimismo se observa de forma gráfica en la Figura 17. Cabe señalar que se evitó la duplicidad de datos, ya que algunos proyectos se encuentran mencionados en más de una fuente.

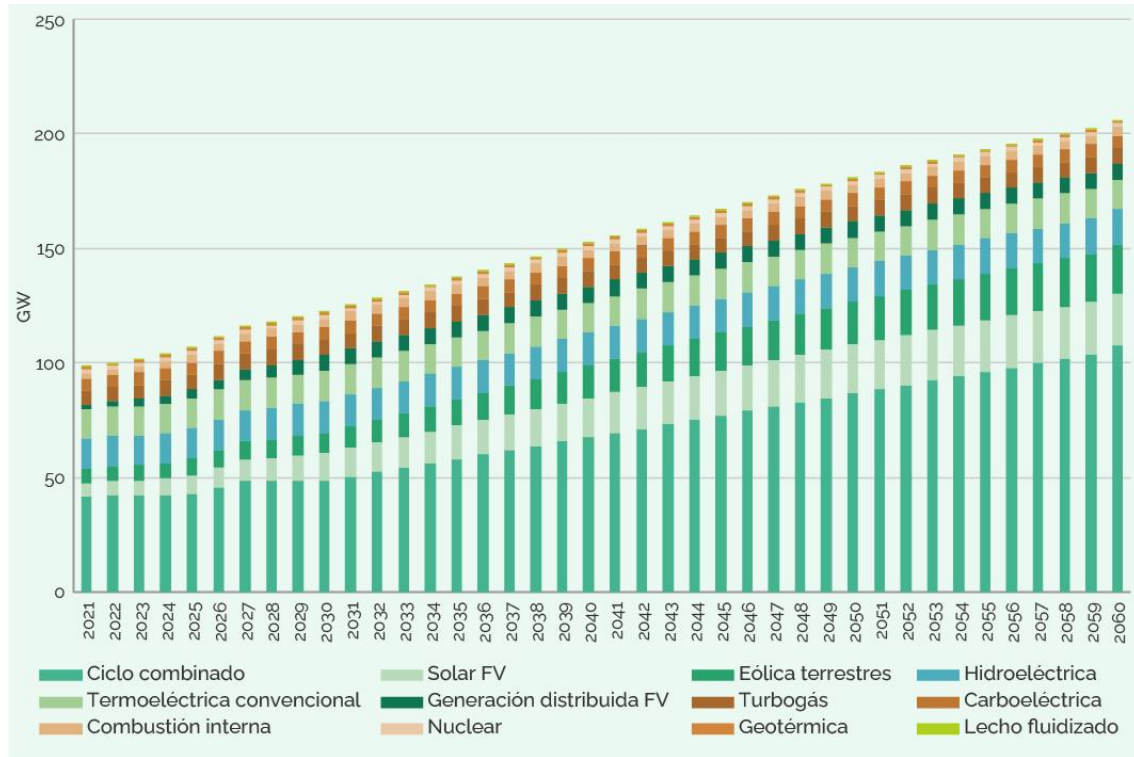
Tabla 6. Evolución de la capacidad por tecnología para el escenario línea base (GW).

	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Ciclo combinado	41.6	42.9	48.7	58.2	67.7	77.2	86.7	96.2	107.6
Carboeléctrica	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5
Termoeléctrica convencional	12.8	12.8	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0
Turbogás	6.1	6.5	6.8	6.8	6.8	6.786	6.8	6.8	6.8
Lecho fluidizado	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Combustión interna	2.2	3.4	3.4	3.8	3.8	3.779	3.8	3.8	3.8
Nuclear	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
Hidroeléctrica	13.0	13.3	14.0	14.1	14.5	14.857	15.1	15.2	15.3
Geotérmica	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Solar FV	6.0	8.1	11.8	14.5	17.1	19.469	21.3	22.5	22.8
Eólica terrestre	6.5	7.2	9.0	11.5	14.1	16.6	18.8	20.4	21.4
Generación distribuida FV	2.0	4.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Total	98.9	106.9	122.4	137.5	152.6	167.3	181.1	193.6	206.3

Fuente: Elaboración propia. con datos de (SENER, 2015b) (SENER, 2016b) (SENER, 2017b) (SENER, 2018b) (SENER, 2019b) (SENER, 2020) (DECRETO Por El Que Se Expiden La Ley de La Industria Eléctrica, La Ley de Energía Geotérmica y Se Adicionan y Reforman Diversas Disposiciones de La Ley de Aguas Nacionales., 2014) (SENER, 2021b) (SENER, 2022b) (CRE, 2022c).



Figura 17. Proyección de capacidad instalada por tecnología 2021-2060 en escenario de la línea base.



Fuente: Elaboración propia. con datos de (SENER, 2020) (CFE, 2022).

Como puede apreciarse, la tecnología ciclo combinado es la que más crece, al pasar de 41.61 GW en 2021, a 107.56 GW en 2060. Por otra parte, no son retiradas tecnologías altamente contaminantes e ineficientes como la carboeléctrica o la termoeléctrica convencional. Por otro lado, las tecnologías renovables eólica y solar crecen a un ritmo muy inferior a los ciclos combinados. La eólica pasa de 6.45 GW a 21.36 GW; la solar fotovoltaica a gran escala pasa de 6.03 GW en 2021 a 22.84 GW en 2060. En cuanto a la solar fotovoltaica en modalidad de generación distribuida, se estanca en 7.01 GW desde 2030. También es importante resaltar la falta de diversificación de la matriz energética al final del periodo, y la no penetración de nuevas tecnologías limpias como la solar térmica, las marinas o el uso de hidrógeno. El detalle numérico se encuentra en la Tabla 7.



Tabla 7. Evolución de la generación por tecnología para el escenario líneas base (GWh).

	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Carboeléctrica	4.494	4.494	4.575	4.575	4.575	4.575	4.575	4.575	4.575
Combustión interna	2.156	3.458	3.642	3.642	3.642	3.642	3.642	3.642	3.642
Geotérmica	4.200	4.303	4.303	4.303	4.303	4.303	4.303	4.303	4.303
Hidroeléctrica	34.697	32.703	34.342	35.592	36.644	37.481	38.083	38.439	38.542
Ciclo combinado	184.872	210.784	231.912	251.448	274.015	326.467	385.409	470.835	565.321
Turbogás	16.278	17.569	17.572	17.572	17.572	17.572	17.572	17.572	17.572
Termoeléctrica convencional	23.200	23.283	23.567	23.567	23.567	23.567	23.567	23.567	23.825
Lecho fluidizado	4.210	4.210	4.210	4.210	4.210	4.210	4.210	4.210	4.210
Solar FV	17.070	21.213	35.203	43.118	50.898	57.886	63.410	66.887	67.918
Nuclear	11.606	11.606	11.606	11.606	11.606	11.606	11.606	11.606	11.606
Eólica terrestre	21.051	24.370	32.439	40.289	48.104	55.196	60.847	64.422	65.485
Generación distribuida	3.763	7.387	12.991	12.991	12.991	12.991	12.991	12.991	12.991
Total	327.597	365.381	416.361	452.912	492.126	559.495	630.215	723.047	819.988

Fuente: Elaboración propia. con datos de (SENER, 2020) (CFE, 2022).

D.2.5. Proyección del escenario base a largo plazo con base en la generación por tecnología y consumo de combustibles

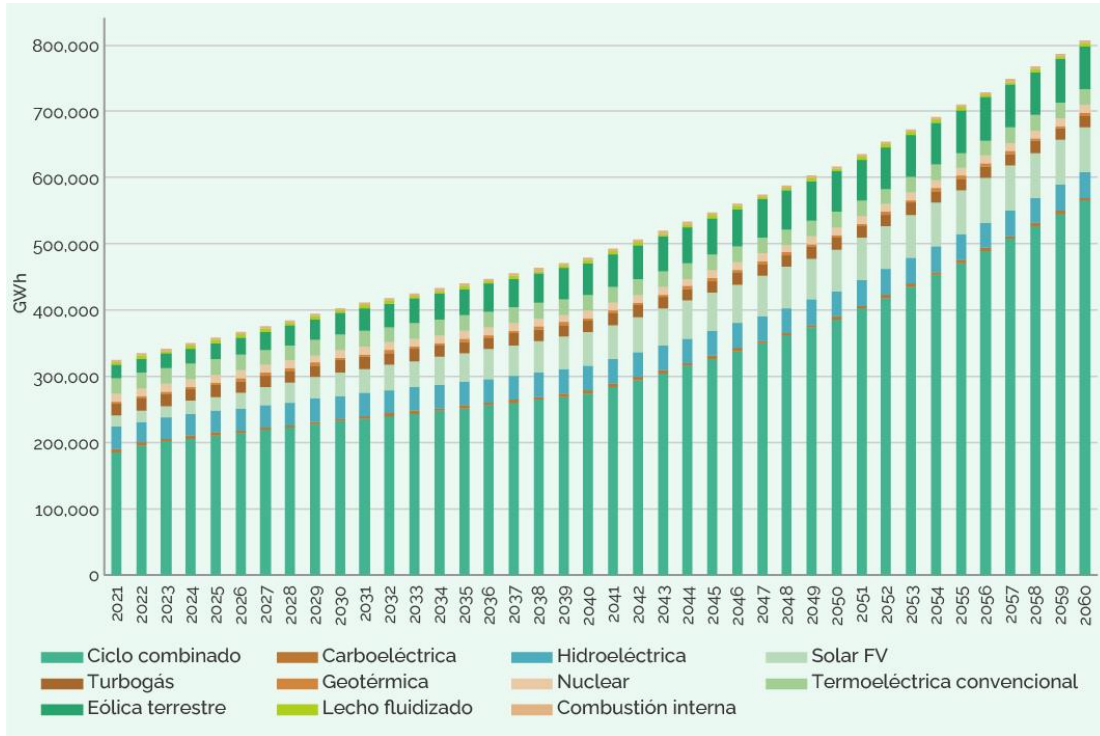
Una vez obtenida la información descrita en secciones precedentes, se construyó el escenario base de generación por tecnología para el sector eléctrico. Esta información se introdujo al modelo OSeMOSYS/CLEWs para establecer la expansión de la capacidad al menor costo, considerando la evolución de la demanda y las pérdidas. Asimismo, se determinó la proyección del consumo de combustibles fósiles considerando los regímenes térmicos de las tecnologías de generación establecidas en el periodo del escenario.

Con la determinación de la expansión del sistema y la cantidad de combustibles, resultado del modelo, se estimaron las emisiones de GEI utilizando los factores de emisión empleados en el INEGYCEI (INECC, 2022).

En la Figura 18 y la Figura 19, se muestra tanto la evolución de la generación por tecnología obtenida como la trayectoria de consumo de combustibles y las emisiones derivadas de su combustión en el sector como parte del escenario base. Es importante recordar que la expansión siguió una trayectoria en la que no se toman acciones para reducir las emisiones de GEI, y se sigue la tendencia histórica.

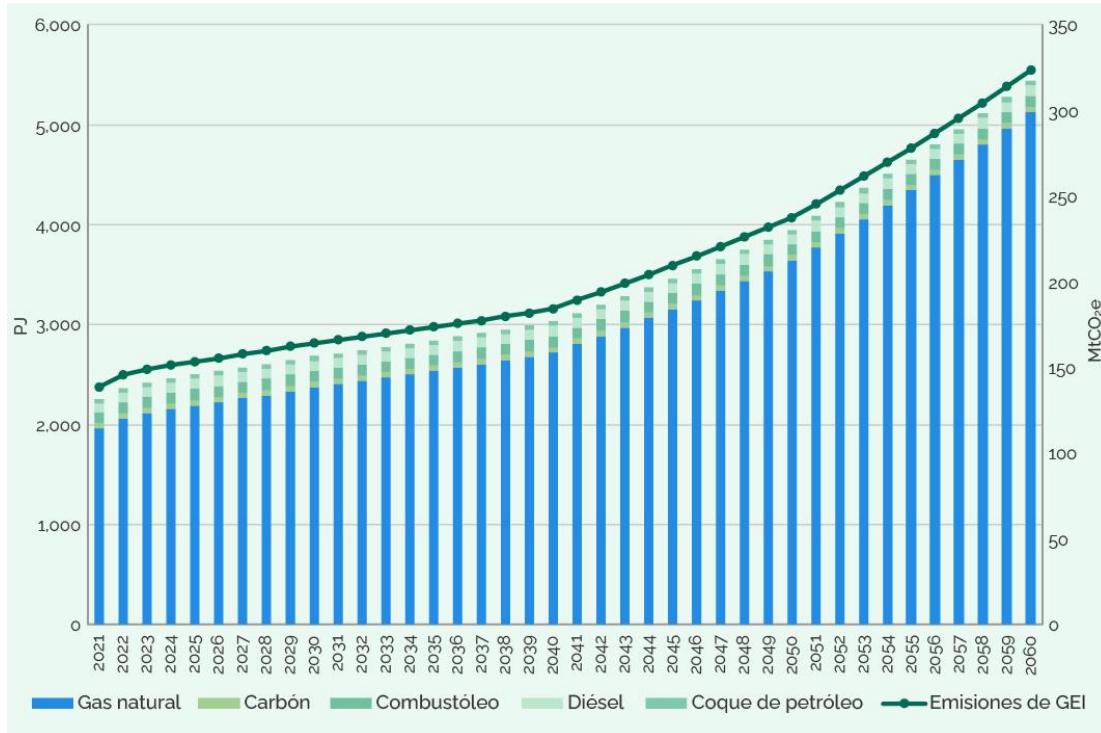


Figura 18. Proyección de la generación por tecnología en escenario línea base.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 19. Proyección del consumo de combustibles fósiles y de las emisiones de GEI en escenario línea base.



Fuente: Elaboración propia.

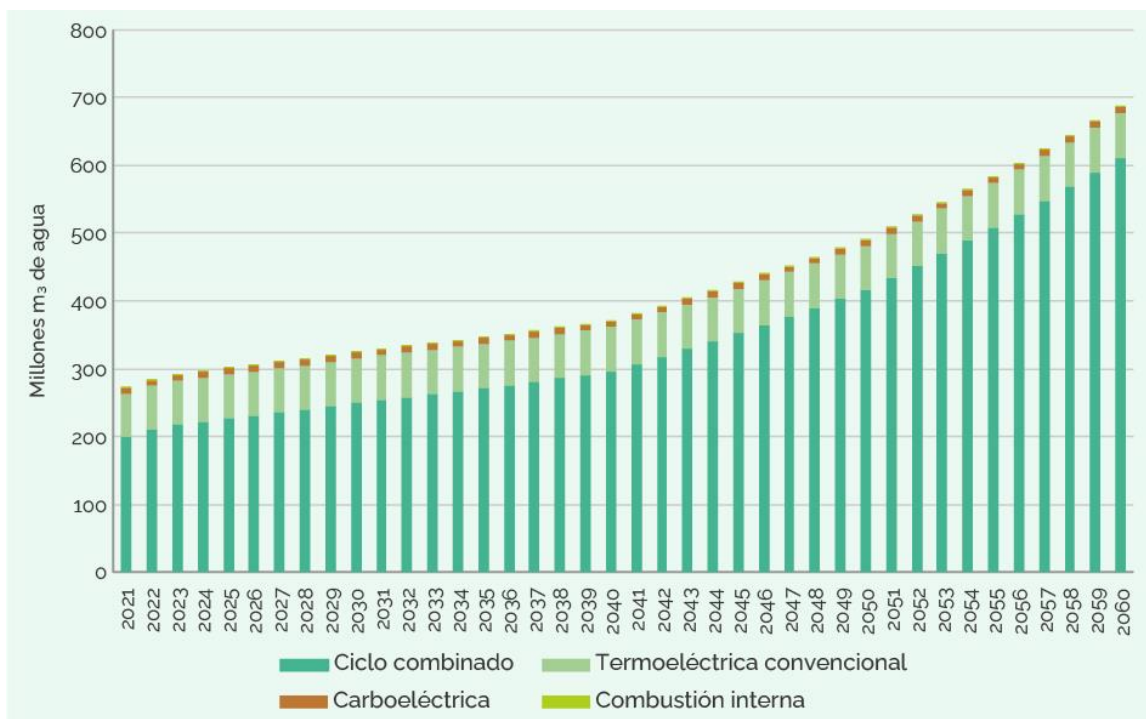


Como puede apreciarse, a lo largo de todo el periodo se mantiene una importante dependencia del ciclo combinado como tecnología principal para la generación de electricidad, lo cual provoca un aumento considerable del consumo de gas natural, el cual pasa de 1,961.81 PJ en 2021, a 5,124.67 PJ en 2060. Este hecho, aunado a la permanencia de combustibles como carbón, diésel, combustóleo y coque de petróleo para la producción de electricidad, provoca un aumento de las emisiones desde 139.01 MtCO₂e en 2021, hasta 323.41 MtCO₂e en 2060.

D.2.6. Consumo de agua

Con base en los parámetros presentados en la sección de la metodología general del documento, se determinó el consumo de agua para las centrales térmicas, el cual fue de 273 millones de m³ en 2021, y de 686 millones de m³ en 2060. Es decir que, en el escenario tendencial, el consumo de agua en 2060, puede ser 2.5 veces mayor que en la actualidad. A continuación, se presenta la evolución del consumo de agua, por tecnología (ver Figura 20).

Figura 20. Proyección del consumo de agua para enfriamiento en centrales térmicas.



Fuente: Elaboración propia.

D.2.7. Áreas requeridas para la energía solar y eólica

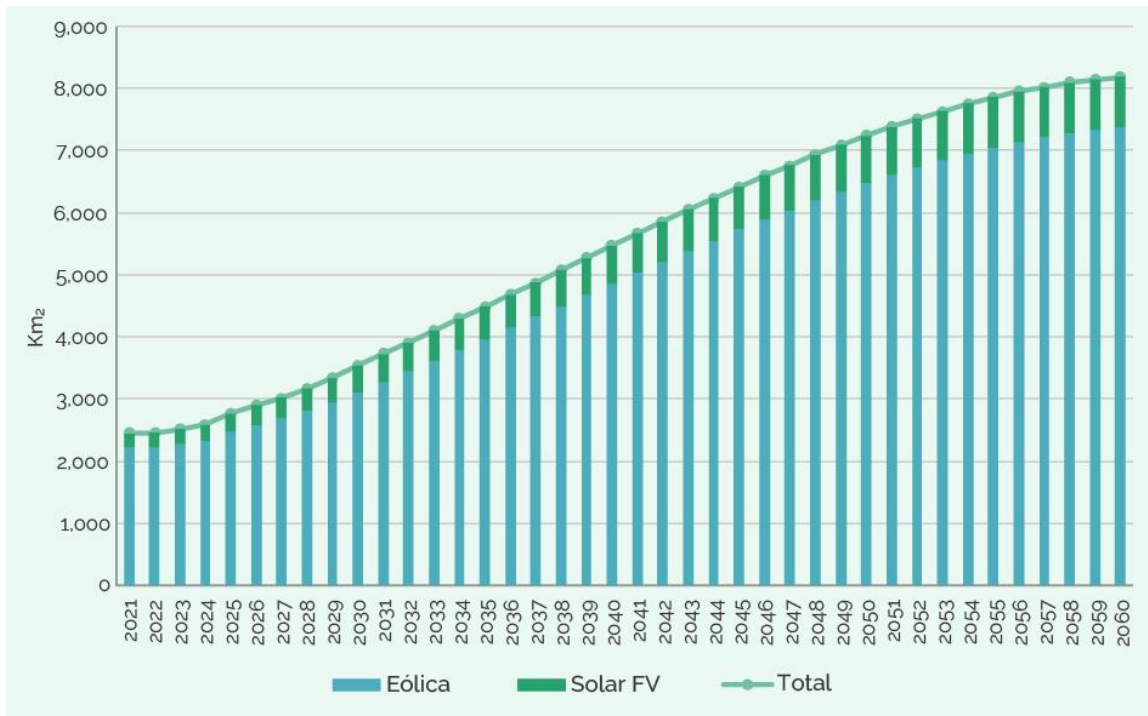
La estimación de las áreas que podrían ocupar los sistemas solares (fotovoltaicos) y eólicos se basó en el uso de factores encontrados en la literatura internacional. Para el caso de sistemas solares fotovoltaicos, se consideró un factor de área de 0.0357



km²/MW (Ong *et al.*, 2013) mientras que para sistemas eólicos de 0,345 km²/MW (Denholm *et al.*, 2009).

Para la línea base, el área total que ocuparían los sistemas solares fotovoltaicos en 2060 se estimó de 816 km², mientras que para los sistemas eólicos fue de 7,369 km² (ver Figura 21).

Figura 21. Proyección de las áreas ocupadas por sistemas de generación eléctrica solar.



Fuente: Elaboración propia.

D.3. Medidas de mitigación

En esta sección se presentan las medidas de mitigación del sector eléctrico, agrupadas en 5 grupos:

- Eficiencia del sistema eléctrico.
- Reducción de pérdidas en transmisión y distribución.
- Mecanismos para el impulso de la instalación de capacidad limpia a gran escala.
- Mecanismos para el impulso de capacidad limpia en generación distribuida.
- Flexibilidad, almacenamiento y otros vectores de la transición energética.

Los dos primeros grupos incluyen medidas para maximizar el rendimiento y el aprovechamiento de los recursos que se destinan al sector eléctrico, y minimizar el



uso de combustibles fósiles. El tercer y cuarto grupos incluyen medidas que se enfocan en incrementar la capacidad de generación de energía limpia para cubrir las necesidades energéticas proyectadas para el futuro, sin necesidad de recurrir a incrementar el consumo de combustibles fósiles que incrementen las emisiones. Por último, el quinto grupo incluye medidas para proporcionar flexibilidad y adaptación al sistema eléctrico, de tal forma que se pueda asegurar y maximizar el aprovechamiento de las fuentes renovables variables sin comprometer la seguridad y la confiabilidad del suministro.

Aunado a los grupos anteriores, las medidas presentadas también se han categorizado en dos tipos: modeladas y no modeladas. Las medidas no modeladas son condiciones habilitadoras que facilitarán la implementación y la consecución de los objetivos de las medidas modeladas. Todas las medidas se presentan dentro de cada grupo en forma de fichas, las cuales incluyen una descripción general de la medida y, en el caso de las medidas modeladas, incluyen también un listado de supuestos y resultados.

Es importante destacar que, para el sector eléctrico, el tratamiento y la cuantificación de la mitigación de emisiones debidas a cada medida debe hacerse de forma particular. Los sistemas eléctricos son, en sí mismos, sistemas complejos, puesto que es prácticamente imposible aislar los efectos del comportamiento de uno de sus componentes en el comportamiento del resto de los componentes y del sistema en su conjunto.

Por ejemplo, debido a que es físicamente imposible almacenar energía eléctrica, la generación siempre deberá ser igual a la demanda; es necesario contemplar que el almacenamiento de energía en medios como baterías o centrales de almacenamiento por bombeo hidráulico es en sí mismo una transformación de la energía eléctrica en energía química o potencial. Así que una fuente de almacenamiento es, al momento de guardar energía, una fuente más de consumo, y al momento de utilizar la energía almacenada, esta fuente de almacenamiento se transforma en una fuente de generación. De manera que si una fuente de generación de energía se retira, otra deberá reemplazarla para mantener la generación igual a la demanda, o bien la demanda deberá bajar en igual cantidad que la energía generada por la fuente de generación retirada.

Lo anterior conlleva a que, en términos de emisiones, si bien es cierto que retirar de operación una central eléctrica que utiliza algún combustible fósil puede, en primera instancia, significar que se evitan las emisiones que la central eléctrica retirada hubiera producido para generar electricidad, esto sólo será así si las fuentes de generación que la reemplacen no tienen emisiones. En caso de que la energía eléctrica sea generada por una central que emite menos emisiones que la retirada, se debe asumir que las emisiones evitadas sólo son la diferencia de las emisiones que la central retirada hubiese generado, menos las emisiones que la central eléctrica que la ha reemplazado generará en su lugar.



No obstante, en la operación de un sistema eléctrico como el de México, es sumamente complejo asumir que una cierta central eléctrica —o un conjunto de ellas— reemplaza a una central que se retira, puesto que difícilmente la central o centrales que reemplazan a la retirada operará exactamente en la misma ubicación eléctrica (entiéndase nodo) y con iguales condiciones de potencia y tensión, entre otras. Por tanto, para mantener el balance entre generación y demanda, el sistema eléctrico en su conjunto deberá modificarse en su topografía, cambiando las condiciones de operación de varias, si no es que todas, las centrales eléctricas interconectadas. Para resumir, un cambio en uno de los componentes del sistema de generación eléctrico puede causar cambios en todos los demás, y en conclusión, la emisiones realmente evitadas al retirar una central eléctrica fósil dependerán de cómo se reacomode el resto del sistema. Se puede también entender que el problema de la cuantificación se potencializa al considerar que las medidas de mitigación ocurren de forma simultánea.

De lo anterior, para este estudio, el cálculo del potencial de mitigación de cada medida se hace mediante la conformación de dos grupos: en el primero están las medidas que reducen la quema de combustibles respecto a la línea base. En el segundo, están aquellas medidas que provocan la adición de energía limpia y que, por lo tanto, contribuyen a reducir las emisiones de forma indirecta. Las emisiones mitigadas por cada grupo son idénticas.



- [Medida D-1. Creación y seguimiento de programas para incentivar el cumplimiento del Código de Red](#)
- [Medida D-2. Limitación de nuevas centrales eléctricas basadas en combustibles fósiles](#)
- [Medida D-3. Retiro justo y planificado de centrales carboeléctricas que han superado su vida útil](#)
- [Medida D-4. Retiro justo y planificado de centrales termoeléctricas convencionales que han superado su vida útil](#)
- [Medida D-5. Retiro justo y planificado de otras centrales térmicas basadas en combustibles fósiles que han superado su vida útil](#)
- [Medida D-6. Descentralización o diversificación de los núcleos de generación](#)
- [Medida D-7. Inversión en la Red Nacional de Transmisión \(RNT\) para la reducción de pérdidas técnicas de transmisión](#)
- [Medida D-8. Aumento de la capacidad de transmisión en líneas estratégicas](#)
- [Medida D-9. Inversión en ampliación y modernización de las Redes Generales de Distribución \(RGD\) para la reducción de pérdidas técnicas](#)
- [Medida D-10. Lanzamiento de programas o campañas para la reducción de pérdidas no técnicas en las RGD](#)
- [Medida D-11. Establecimiento de metas y mecanismos para la adición de capacidad solar fotovoltaica a gran escala](#)
- [Medida D-12. Establecimiento de metas y mecanismos para la adición de capacidad eólica terrestre](#)
- [Medida D-13. Impulso a la penetración de centrales de generación con tecnología eólica marina](#)
- [Medida D-14. Establecimiento de metas y mecanismos para la adición de capacidad geotérmica](#)
- [Medida D-15. Establecimiento de metas y mecanismos para la adición de capacidad hidroeléctrica fluyente](#)
- [Medida D-16. Impulso a la instalación de centrales eléctricas de concentración solar](#)
- [Medida D-17. Reconversión de centrales ciclo combinado para el aprovechamiento de hidrógeno en la producción de electricidad](#)
- [Medida D-18. Impulso a la instalación de las primeras centrales eléctricas con tecnologías basadas en el aprovechamiento de las energías marinas](#)



- [Medida D-19. Creación y fortalecimiento de mecanismos para el impulso a la Generación Distribuida Fotovoltaica \(GDFV\)](#)
- [Medida D-20. Impulso a la Generación Distribuida cooperativa o colectiva: Ejidos Solares](#)
- [Medida D-21. Impulso a la Generación Distribuida residencial: Hogares Solares](#)
- [Medida D-22. Impulso a Generación Distribuida FV en edificios públicos](#)
- [Medida D-23. Establecimiento de regulación e incentivos para el control de demanda: gestión de horarios de carga de vehículos eléctricos](#)
- [Medida D-24. Impulso al almacenamiento energético a gran escala mediante bombeo hidráulico](#)
- [Medida D-25. Impulso al almacenamiento energético mediante baterías a gran escala](#)
- [Medida D-26. Impulso a la incorporación de baterías en los sistemas de generación distribuida](#)



D.3.1. Eficiencia del Sistema Eléctrico

Medida D-1. Creación y seguimiento de programas para incentivar el cumplimiento del Código de Red

Descripción de la medida

El Código de Red es la regulación técnica que contiene los lineamientos mínimos para garantizar la confiabilidad, eficiencia, calidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) (CRE, 2016) (CRE, 2021). Los criterios incluidos en el Código de Red tienen como objetivo permitir e incentivar que el SEN se desarrolle, mantenga, opere, amplíe y modernice de manera coordinada con base en requerimientos técnico-operativos y de la manera más eficiente y económica. El Código de Red establece los requerimientos mínimos que los integrantes de la industria eléctrica están obligados a cumplir con relación a las actividades de planeación y operación del SEN; además establece las reglas para la medición, el control, el acceso y uso de la infraestructura eléctrica. Ello no sólo garantiza la seguridad del sistema, sino que incrementa la calidad de la energía disponible, lo que intrínsecamente reduce el consumo ya que hay menos pérdidas.

Por medio de esta medida se busca que los centros de carga (usuarios finales) cumplan con los lineamientos establecidos en las regulaciones, pues no hacerlo afecta a las redes generales de distribución (RGD), lo que a su vez genera pérdidas técnicas tanto en su instalación como en el resto de la red.

Condiciones habilitadoras

- Creación de programas de divulgación para incentivar el cumplimiento del Código de Red y mostrar sus beneficios, propios y colectivos, por parte de la Secretaría de Energía (SENER), la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la Comisión Nacional para el uso Eficiente de la Energía (CONUEE).
- Revisión del esquema de compensación económica establecido por cumplimiento del factor de potencia en tarifas de gran demanda, por parte de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).
- Diseño de mecanismos y esquemas de financiamiento para empresas que deseen invertir en infraestructura, para cumplir con los requisitos del Código de Red.
- Diseño de mecanismos de vigilancia para detectar potenciales incumplidores y el establecimiento de penalizaciones incrementales por incumplimiento. Esto quiere decir que, tras la verificación del cumplimiento, en caso de existir faltas puede sancionarse económicamente. Tras iteradas verificaciones, la sanción puede incrementarse si la falta persiste.

Nota: Esta medida no es considerada para la modelación



Medida D-2. Limitación de nuevas centrales eléctricas basadas en combustibles fósiles

Descripción de la medida

La medida propuesta tiene como objetivo evitar la construcción de nuevas centrales eléctricas basadas en combustibles fósiles; además, considera maximizar el uso eficiente del contenido energético de las centrales de gas natural que aún permanezcan operando. Ante todo, se busca evitar el uso de carbón y combustóleo en la generación, debido a sus altas emisiones contaminantes. Por ello, se sugiere establecer como política de la planeación de la expansión del SEN —a cargo de la Secretaría de Energía—, la inversión, la construcción y la puesta en operación de nuevas centrales que utilicen combustibles fósiles tanto para CFE como para generadores privados. Es importante resaltar que la medida es aplicable desde el nivel de la planeación del SEN, ya que debe ser acompañada por buenas prácticas de modelación y planeación del sistema eléctrico, integradas en la elaboración del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) para continuar con la expansión de la capacidad instalada de generación eléctrica necesaria para satisfacer la demanda creciente de energía; dicha expansión, al implementarse esta medida, deberá estar basada únicamente en energías limpias. Esta medida sería aplicable a todo nuevo proyecto que no se encuentre ya en fase de construcción o puesta en operación.

La implementación de esta medida busca limitar las emisiones contaminantes y promover una transición hacia fuentes de energía limpias y sostenibles, asegurando así un suministro eléctrico confiable y responsable con el medio ambiente, alineada con los objetivos de mitigación del cambio climático.

Condiciones habilitadoras

- SENER debe establecer como política nacional la no instalación de nuevas centrales de generación eléctrica que utilicen combustibles fósiles como energético principal. Esto puede hacerse ya sea en el PRODESEN o bien —para asegurar una continuidad de la política y un mayor nivel de compromiso— mediante un decreto o modificación a la Ley de la Industria Eléctrica o a la Ley de Transición Energética.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Capacidad instalada por tecnología en el año base.	(CRE, 2023)
S.2	Evolución de la capacidad planeada en el PRODESEN 2022-2036. Capacidad de tecnologías basadas en combustibles fósiles adicionada.	(SENER, 2022a)
S.3	Capacidad fósil de proyectos anunciados por la CFE y con acceso a financiamiento. La adición de estas centrales durante esta década se considera un hecho en ambos escenarios, por las etapas en las cuales se encuentran los proyectos.	(CFE, 2023)



Medida D-2. Limitación de nuevas centrales eléctricas basadas en combustibles fósiles

S.4	Capacidad que deja de adicionarse en ruta de Emisiones Netas Cero respecto a la Línea Base.	Obtenida de los modelos OSeMOSYS, PTEJ y SAInt.
-----	---	---

Resultados

Potencial de mitigación en 2060 respecto a Línea Base: 124.35 MtCO₂e.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costos de inversión: Carboeléctrica: 1778.42 USD/kW. Combustión Interna: 3589.65 USD/kW. Ciclo combinado: 1264.04 USD/kW.	Obtenido del Modelo OSeMosys escenario ENo
S.2	Costos de operación y mantenimiento: Carboeléctrica: 42.17 USD/kW. Combustión Interna: 57.88 USD/kW. Ciclo combinado: 23.70 USD/kW.	Obtenido del Modelo OSeMosys escenario ENo

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	-\$17.55 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	--------------------------------------	--------------------



Medida D-3. Retiro justo y planificado de centrales carboeléctricas que han superado su vida útil

Descripción de la medida

Las centrales eléctricas que utilizan carbón como combustible se encuentran entre las más contaminantes de todas las tecnologías. Su factor de emisiones se encuentra en torno a las 1,400 tCO₂e. Por otro lado, en México solamente existen 3 centrales carboeléctricas, que acumulan 5,498 MW de capacidad instalada (aproximadamente 5.6% del total en 2021). Finalmente, dos de estas centrales tienen 30 años en operación, mientras que la otra tiene 41. Esto significa que, teóricamente, ya han superado su vida útil y mantenerlas en operación es cada vez más costoso, además de que tienen una probabilidad mayor de incidir en mantenimientos no programados, como ya lo reportaba el Monitor Independiente del Mercado (MIM) en 2019, ya que las centrales carboeléctricas eran las segundas más indisponibles a lo largo del año, tan sólo detrás de las térmicas convencionales (ESTA Internacional, 2020).

Esta medida consiste en realizar un retiro justo y programado de las centrales carboeléctricas; es decir, programar el desmantelamiento de las centrales habiendo considerado las condiciones del sistema eléctrico para no afectar su calidad, confiabilidad, continuidad ni seguridad. Además, deben realizarse acciones de remediación para la población, los trabajadores, las comunidades y los ecosistemas cercanos, con el fin de disminuir o eliminar el impacto económico y social del retiro de la central, que representa una fuente de ingresos para las familias de los trabajadores y la comunidad cercana. Por otro lado, se debe apuntar a subsanar el impacto ambiental que la central eléctrica haya causado en sus años de operación a los ecosistemas cercanos.

Condiciones habilitadoras

- SENER y CENACE deben realizar la planeación del sistema eléctrico considerando el retiro inminente e inmediato de las centrales, y para esto deberán contar con el apoyo y opinión de CFE.
- SENER y CFE deberán realizar un plan de remediación y compensación para los trabajadores a fin de que el desmantelamiento de la central no afecte su fuente de ingreso.
- SENER, SEMARNAT y CFE deberán realizar un plan de remediación del medio ambiente que deberá ser incluido en el proyecto de desmantelamiento.
- SENER, CFE, y otras instituciones federales como la Secretaría de Economía o la Secretaría de Bienestar e instituciones estatales deberán cooperar para diseñar e implementar un plan de desarrollo económico de las comunidades cercanas que se verán afectadas por el retiro de las centrales, con el fin de mitigar el impacto económico e incluso impulsar el desarrollo económico y social. Se debe considerar que al existir infraestructura eléctrica de transmisión, las regiones pueden ser puntos importantes para el desarrollo de proyectos de generación de energía renovables que no sólo sustituyen a las centrales desmanteladas, sino también generen beneficios y empleos a las comunidades afectadas, a partir de capacitaciones y profesionalización en sectores verdes, tales como: construcciones sostenibles, energía solar, gestión integral de recursos hídricos, agricultura altamente tecnificada, manejo de residuos, entre otros (WWF México & UK Pact, 2021).

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Capacidad instalada por tecnología en el año base.	(CRE, 2023)



Medida D-3. Retiro justo y planificado de centrales carboeléctricas que han superado su vida útil

S.2	Capacidad de centrales carboeléctricas retirada cada año (desmantelamientos) con motivos de descarbonización y eficiencia del sistema.	Obtenido a partir de simulaciones en los modelos OSeMOSYS/Clews, PTEJ y SAInt
-----	--	---

Resultados

Potencial de mitigación en 2060 respecto a Línea Base: 7.23 MtCO₂e.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costo de retiro: 47092.37 USD/MW.	(Burns & McDonnell Engineering, 2017)
S.2	Costo de operación y mantenimiento: 47092.37 USD/MW.	Obtenido del Modelo OSeMosys escenario ENo

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	-\$9.06 USD/tCO₂e.	Elaboración propia
-------------------------------------	--------------------------------------	--------------------



Medida D-4. Retiro justo y planificado de centrales termoeléctricas convencionales que han superado su vida útil

Descripción de la medida

Las centrales térmicas convencionales, más comúnmente conocidas como termoeléctricas, utilizan combustibles fósiles para operar. En México, de los 12.6 GW de capacidad instalada en este tipo de centrales, las termoeléctricas que utilizan combustóleo suman 5.4 GW, seguidas por las que queman gas natural (3.3 GW) y las que pueden quemar uno u otro de dichos combustibles (2.9 GW); los mil MW instalados restantes se dividen en centrales que queman algún otro combustible o mezcla de ellos, incluidos bagazo de caña, licor negro, biomasa, etcétera.

Por diseño, estas centrales eléctricas se encuentran entre las más ineficientes, ya que el aprovechamiento térmico de los combustibles se da en un ciclo Rankine, que en términos generales solamente transforma un tercio de la energía térmica en eléctrica. Además, esto se ve impactado por la calidad del combustible y la edad de las centrales. El combustóleo es uno de los combustibles de menor rendimiento calórico y que es intrínsecamente más difícil de aprovechar, ya que requiere de ciertos procesos para su uso adecuado. En cuanto a la edad de las centrales, el promedio de todas supera 35 años, mientras que las que utilizan gas natural superan 33 años. Por tanto, el parque instalado de centrales termoeléctricas convencionales es, en general, de baja eficiencia y ha superado su vida útil. Esto se traduce en que mantener este tipo de centrales en operación es cada vez más costoso, además de que tienen una probabilidad mayor de incidir en mantenimientos no programados. El MIM reportó en 2019 que las centrales térmicas convencionales fueron las que mayor indisponibilidad reportaron (ESTA International, 2020).

Esta medida consiste en realizar un retiro justo y programado de las centrales térmicas convencionales; es decir, programar el desmantelamiento de las centrales habiendo considerado las condiciones del sistema eléctrico para no afectar su calidad, confiabilidad, continuidad ni seguridad. Además, deben realizarse acciones de remediación para la población, los trabajadores, las comunidades y los ecosistemas cercanos. Esto tiene como fin disminuir o eliminar el impacto económico y social del retiro de la central, que representa una fuente de ingresos para las familias de los trabajadores y la comunidad cercana; por otro lado, se debe apuntar a subsanar el impacto ambiental que la central eléctrica haya causado en sus años de operación a los ecosistemas cercanos.



Medida D-4. Retiro justo y planificado de centrales termoeléctricas convencionales que han superado su vida útil

Condiciones habilitadoras

- SENER y CENACE deben realizar la planeación del sistema eléctrico considerando el retiro inminente e inmediato de las centrales. Para esto deberán contar con el apoyo y opinión de CFE y los generadores privados.
- SENER, CFE y los generadores privados deberán realizar un plan de remediación y compensación para los trabajadores, a fin de que el desmantelamiento de la central no afecte su fuente de ingreso.
- SENER, SEMARNAT, CFE y los generadores privados deberán realizar un plan de remediación del medio ambiente, que deberá ser incluido en el proyecto de desmantelamiento.
- SENER, CFE, los generadores privados y otras instituciones federales como la Secretaría de Economía o la Secretaría de Bienestar e instituciones estatales deberán cooperar para diseñar e implementar un plan de desarrollo económico de las comunidades cercanas que se verán afectadas por el retiro de las centrales. Esto con el fin de mitigar el impacto económico e incluso impulsar el desarrollo económico y social. Se debe considerar que al existir infraestructura eléctrica de transmisión, las regiones pueden ser puntos importantes para el desarrollo de proyectos de generación de energía renovables que no sólo sustituyen a las centrales desmanteladas, sino también generen beneficios y empleos a las comunidades afectadas, a partir de capacitaciones y profesionalización en sectores verdes, tales como: construcciones sostenibles, energía solar, gestión integral de recursos hídricos, agricultura altamente tecnificada, manejo de residuos, entre otros (WWF México & UK Pact, 2021).

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Capacidad instalada por tecnología en el año base.	(CRE, 2023)
S.2	Capacidad de centrales termoeléctricas convencionales (turbina de vapor) retirada cada año (desmantelamientos) con motivos de descarbonización y eficiencia del sistema.	Obtenido a partir de simulaciones en los modelos OSeMOSYS/Clews, PTEJ y SAInt

Resultados

Potencial de mitigación en 2060 respecto a Línea Base: 23.92 MtCO₂e.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costo de retiro: 18843.09 USD/MW.	(Burns & McDonnell Engineering, 2017)
S.2	Costo de operación y mantenimiento: 2551.42 USD/kW.	Obtenido del Modelo OSeMosys escenario ENO

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA) **-\$20.54 USD/tCO₂e** Elaboración propia



Medida D-5. Retiro justo y planificado de otras centrales térmicas basadas en combustibles fósiles que han superado su vida útil

Descripción de la medida

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) abarca plantas térmicas de diversas tecnologías como ciclos combinados, combustión interna o turbogás que han superado o están a punto de exceder su vida útil. Este hecho causa que dichas centrales, impulsadas mayormente por combustibles fósiles como combustóleo, gas natural o diésel, entre otros, sean las que más gases de efecto invernadero generan en el sistema eléctrico nacional, aparte de las centrales térmicas convencionales y las carboeléctricas).

Aunque la generación de estas centrales ha decrecido naturalmente, desplazadas por la entrada de centrales más eficientes, es imprescindible implementar un plan de retiro progresivo con participación de las poblaciones locales y la transición justa para las personas que trabajan en estas instalaciones. Entre las centrales que superan 30 años de antigüedad se encuentran 8.6 GW de ciclos combinados, 2.4 GW de centrales que combinan ciclos Rankine y Brayton (que no se consideran ciclos combinados), 1.77 GW de turbogás y 0.68 GW de otras tecnologías como la combustión interna y la mezcla de distintos tipos de ciclos termodinámicos. Esto quiere decir que en el país hay hasta 13.4 GW de centrales eléctricas que utilizan combustibles fósiles que ya han superado su vida útil, y que además suelen ser las que, junto con las carboeléctricas y térmicas convencionales, más indisponibilidad de energía reportan al año (ESTA International, 2020).

Condiciones habilitadoras

- SENER y CENACE deben realizar la planeación del sistema eléctrico considerando el retiro inminente e inmediato de las centrales. Para esto deberán contar con el apoyo y opinión de CFE y los generadores privados.
- SENER, CFE y los generadores privados deberán realizar un plan de remediación y compensación para los trabajadores, a fin de que el desmantelamiento de la central no afecte su fuente de ingreso.
- SENER, SEMARNAT, CFE y los generadores privados deberán realizar un plan de remediación del medio ambiente, que deberá ser incluido en el proyecto de desmantelamiento.
- SENER, CFE, los generadores privados y otras instituciones federales como la Secretaría de Economía o la Secretaría de Bienestar e instituciones estatales deberán cooperar para diseñar e implementar un plan de desarrollo económico de las comunidades cercanas que se verán afectadas por el retiro de las centrales. Esto con el fin de mitigar el impacto económico e incluso impulsar el desarrollo económico y social. Se debe considerar que al existir infraestructura eléctrica de transmisión, las regiones pueden ser puntos importantes para el desarrollo de proyectos de generación de energía renovables que no sólo sustituyen a las centrales desmanteladas, sino también generen beneficios y empleos a las comunidades afectadas, a partir de capacitaciones y profesionalización en sectores verdes, tales como: construcciones sostenibles, energía solar, gestión integral de recursos hídricos, agricultura altamente tecnificada, manejo de residuos, entre otros (WWF México & UK Pact, 2021).

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Capacidad instalada por tecnología en el año base.	(CRE, 2023)



Medida D-5. Retiro justo y planificado de otras centrales térmicas basadas en combustibles fósiles que han superado su vida útil

S.2	Capacidad de centrales turbina de gas, combustión interna, lecho fluidizado y ciclo combinado retirada cada año (desmantelamientos o conversión) con motivos de descarbonización y eficiencia del sistema.	Obtenido a partir de simulaciones en los modelos OSeMOSYS/Clews, PTEJ y SAInt
-----	--	---

Resultados

Potencial de mitigación en 2060 respecto a Línea Base: 123.87 MtCO₂e.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costo de retiro: 10732.37 USD/MW.	(Burns & McDonnell Engineering, 2017)
S.2	Costo de operación y mantenimiento: Combustión interna: 1778.42 USD/kW. Turbogás: 2551.42 USD/kW. Ciclo combinado: 1264.045 USD/kW. Lecho fluidizado: 42168 USD/kW.	Obtenido del Modelo OSeMosys escenario ENO

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	-\$13.02 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	--------------------------------------	--------------------



D.3.2. Reducción de pérdidas en transmisión y distribución

Medida D-6. Descentralización o diversificación de los núcleos de generación

Descripción de la medida

En el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) existen más de 2,200 nodos de precios, agrupados en 52 regiones de transmisión. Cada una de estas regiones es única, puesto que algunas agrupan más centros de consumo como zonas urbanas o industriales, mientras que otras regiones cuentan con una mayor densidad de centrales de generación. Uno de los motivos principales se encuentra en la gran extensión y diversidad de características territoriales del país. Así, existe la inherente necesidad de transmitir energía eléctrica de las regiones superhabitarias de energía a las deficitarias. Por ello, es imperante que la capacidad de transmisión entre dichas regiones — y más específicamente entre los nodos— sea adecuada y suficiente con la finalidad de satisfacer la demanda. Cabe señalar que en estos términos se habla de la transmisión que se realiza a grandes distancias entre las centrales eléctricas y los centros de consumo, lo cual ocurre utilizando la Red Nacional de Transmisión (RNT). Asunto aparte es la distribución de la energía dentro de los grandes centros de consumo, ya sean ciudades o zonas rurales.

Es importante señalar que las líneas de transmisión son diseñadas para operar a una capacidad nominal, y si bien pueden transmitir más potencia, esto genera que las pérdidas aumenten, por el efecto Joule. Además, esto afecta a los equipos de seguridad como aisladores e interruptores, lo cual puede aumentar la probabilidad de fallas.

El crecimiento de la demanda presenta un reto para la operación de los sistemas eléctricos, ya que las necesidades de transmisión se incrementan. Esta medida plantea que el desarrollo de los nuevos proyectos de generación eléctrica se realice tomando en consideración la necesidad de descentralizar la generación y acercarla a los centros de consumo. Vale la pena mencionar que, en este sentido, la generación distribuida puede jugar un papel importante.

La estrategia planteada ataca dos problemas. Por un lado, el congestionamiento de la red de transmisión con sus consecuencias técnicas y económicas, y por el otro, al no saturar la red se reducen las pérdidas, con lo que la generación puede ser menor, lo que reduce las emisiones de GEI.

Condiciones habilitadoras

- Incentivar proyectos de generación con prioridad en tecnologías de generación limpia en regiones con déficit de generación. Estas regiones son fácilmente identificables a través de las señales de mercado eléctrico, como lo son los Precios Marginales Locales (PML), que tienden a ser mayores en zonas con elevada congestión. De hecho, se puede examinar el PML a través de sus tres componentes: energía, congestión y pérdidas.
- Es importante señalar que este incentivo puede ser plasmado en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN), a cargo de SENER, por medio de la identificación de regiones con déficit de generación y con potencial de instalación de centrales eléctricas renovables.



Medida D-6. Descentralización o diversificación de los núcleos de generación

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Capacidad adicionada de cada tecnología en cada RT del SEN en base a criterios técnicos, económicos, medioambientales y sociales.	Obtenido a partir de simulaciones en el modelo PTEJ

Medida D-7. Inversión en la Red Nacional de Transmisión (RNT) para la reducción de pérdidas técnicas de transmisión

Descripción de la medida

El transporte de electricidad mediante corriente alterna a través de conductores presenta un fenómeno intrínseco de pérdida de energía, debido a dos factores principales: el efecto pelicular y el efecto Joule. Estas pérdidas se reducen al incrementar el nivel de tensión (voltaje) utilizado en el proceso, por lo que para transportar la electricidad largas distancias se emplean niveles altos de voltaje. Esto significa que la electricidad generada en centrales eléctricas se transporta a las cercanías de los centros de consumo —como ciudades o parques industriales— empleando tensiones nominales de 113 kV, 220 kV y 400 kV.

La infraestructura que opera en estos niveles se conoce como la Red Nacional de Transmisión (RNT) y no sólo comprende a los cables conductores, sino también equipos como transformadores, interruptores, sistemas de monitoreo y seguridad, entre otros. Si se considera que prácticamente toda la energía que se genera en el país circula por la RNT, es evidente que tanto el mantenimiento preventivo adecuado, como la modernización de los equipos existentes tiene un importante efecto en la reducción de las pérdidas y las fallas.

En la actualidad, las pérdidas en la transmisión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) oscilan entre 2% y 4%, según datos de (ICM, s.f.). Este hecho resalta la importancia de optimizar el proceso de transmisión y distribución eléctrica, para reducir las pérdidas técnicas cerca de su mínimo teórico, y aumentar la eficiencia, la seguridad y la confiabilidad del sistema en su conjunto. Al reducir las pérdidas de transmisión, se disminuye la emisión de GEI siempre que exista generación procedente de centrales basadas en combustibles fósiles, dado que se reduce de manera directa la generación extra necesaria para compensar el efecto de las pérdidas.



Medida D-7. Inversión en la Red Nacional de Transmisión (RNT) para la reducción de pérdidas técnicas de transmisión

Condiciones habilitadoras

- Desarrollo y aplicación exhaustiva de un plan progresivo, continuo y transparente de sustitución o modernización de transformadores, conductores, bancos de capacitores y otros equipos de la red de transmisión, comenzando por los corredores y zonas que presentan mayores pérdidas.
- Para que el punto anterior sea factible, tanto SENER como CENACE deben fortalecer sus capacidades para la planeación del sistema eléctrico nacional. Además, deben fortalecer la transparencia de la información, de tal forma que sea más fácil ubicar y dar seguimiento a las señales de mercado y técnicas que indican la necesidad de mantener, actualizar y ampliar la RNT.
- Otro aspecto importante y relacionado con el punto anterior es el de reincorporar al Monitor Independiente de Mercado, ya que este es un ente sin intereses en el mercado que permitirá identificar la información mencionada.
- Por último, es importante fortalecer la transparencia y la rendición de cuentas de CFE Transmisión, que es la empresa encargada de desarrollar y mantener la RNT. La transparencia en la información no sólo permitirá conocer el estado real de la RNT, sino identificar las tarifas reguladas justas y adecuadas, establecidas por la CRE, que todos los participantes del mercado deben pagar por transmisión.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Porcentaje y valor absoluto de pérdidas técnicas energéticas en la actividad de transmisión de electricidad.	(ICM, s.f.)
S.2	Porcentaje de pérdidas energéticas en la actividad de transmisión fijado como objetivo.	(ERCOT, s.f.)

Resultados

Esta medida no entra dentro de la metodología empleada para el cálculo de emisiones mitigadas. No obstante, a partir del factor de emisiones de ambos escenarios, puede obtenerse una mitigación aproximada para esta medida de 1.37 MtCO₂e.



Medida D-8. Aumento de la capacidad de transmisión en líneas estratégicas

Descripción de la medida

A través de esta medida, se busca incrementar la capacidad de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional en corredores estratégicos. Al lograr una mayor capacidad de transmisión, se logra una red eléctrica más flexible y se posibilita una mayor penetración de energías renovables variables, ya que a veces los mejores sitios de generación de fuentes renovables se encuentran a distancias considerables de donde se encuentra el consumidor final; por ejemplo, algunos de los mejores sitios de generación eólica se encuentran en el Istmo de Tehuantepec, pero es posible que la energía generada en esta zona sea mayor que la que se va a consumir localmente. En cambio, otras zonas del país podrían tener déficits de generación, como las zonas altamente industrializadas en el Bajío o en la zona de la frontera norte, y tendrían necesidad de la energía generada en Tehuantepec y que no será consumida en zonas aledañas. De allí la importancia que reviste transmitir la energía eléctrica remanente, que proviene de fuentes renovables, desde los sitios de generación que en ocasiones se localizan lejos de los lugares de alto consumo. Este transporte de energía debe realizarse con la menor cantidad posible de pérdidas, por lo que debe realizarse a alta tensión para reducir el efecto Joule y el efecto pelicular, lo que deriva en la necesidad de ampliar e incluso de crear nuevos corredores estratégicos si fuese necesario.

Otro aspecto relevante de esta medida es el mallado del sistema eléctrico, que consiste en interconectar más regiones entre sí, para proporcionar rutas alternativas para la transmisión de electricidad, incluso si no proviene de fuentes renovables. Esta estrategia de mallado reduce significativamente los riesgos de enfrentar contingencias severas, ya que en caso de un fallo en una parte del sistema, la electricidad puede dirigirse a través de vías alternativas, para evitar interrupciones masivas y asegurar una mayor confiabilidad del suministro eléctrico. Esta iniciativa busca, no sólo aumentar la capacidad de transmisión eléctrica en áreas estratégicas, sino también mejorar la eficiencia del sistema y fortalecer la integración de fuentes renovables.

Condiciones habilitadoras

- CFE Transmisión deberá reinvertir una parte de sus ingresos en ampliar y fortalecer los enlaces de transmisión más congestionados. Para ello, será necesario publicar documentos tanto técnicos como financieros que justifiquen la inversión o no inversión cada año en los corredores de la Red Nacional de Transmisión (transparencia).
- Incorporar nuevos corredores de transmisión, preferentemente orientados sobre las regiones donde es más factible instalar centrales de generación renovable hacia las regiones que tienen mayor déficit de generación.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Capacidad de transmisión final de enlaces estratégicos para el SEN.	Obtenido a partir de simulaciones en los modelos PTEJ y SAInt



Medida D-9. Inversión en ampliación y modernización de las Redes Generales de Distribución (RGD) para la reducción de pérdidas técnicas

Descripción de la medida

Además de las pérdidas de energía en el transporte de electricidad mediante corriente alterna en conductores (cables) debido al efecto pelicular y al efecto Joule —que provoca el calentamiento de los conductores—, se producen pérdidas en transformadores, acometidas y medidores, los cuales forman parte de las Redes Generales de Distribución (RGD). Aproximadamente 38% de las pérdidas de RGD ocurren en redes de baja tensión, seguido por 26% en circuitos de media tensión, 21% en transformadores de media a baja tensión, 7% en transformadores de alta a media tensión, y otro 7% en acometidas y medidores. En el SEN de México, existen RGD que presentan porcentajes de pérdidas técnicas significativamente mayores que otras. Por ejemplo, en 2019, las RGD en las regiones Sureste (8.51%), Centro Sur (7.01%) y Oriente (6.75%), exhibieron valores muy superiores en comparación con el resto (CFE, 2020). La medida busca reducir las pérdidas a nivel distribución, para que no sea necesario tener generación en exceso que compense la energía eléctrica faltante, y sea causa de emisiones de GEI mientras permanezcan en operación centrales basadas en combustibles fósiles.

Condiciones habilitadoras

- Determinar desde la LIE, como principio de operación, que el servicio de distribución de la electricidad deber realizarse minimizando las pérdidas técnicas en las RGD. Además, la NOM-002-SEDE/ENER-2014 (requisitos mínimos de seguridad y eficiencia energética que deben cumplir los transformadores de distribución) tiene más de 5 años sin actualizaciones, por lo que es necesario revisar los valores de referencia con el objetivo de que la eficiencia se optimice en los transformadores nacionales e importados, nuevos, reparados, reconstruidos o reinstalados.
- CFE debe establecer como meta a corto plazo en Programas de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución (PAM de las RGD) que las pérdidas técnicas sean menores que 5%, además de dar seguimiento puntual y publicar un reporte anual con respecto al cumplimiento de los objetivos de ampliación y modernización de las RGD, junto con su equivalente en ahorros energéticos. Para dar cumplimiento a la nueva meta del PAM de las RGD, se recomienda crear un plan de sustitución o actualización de los equipos donde ocurren las mayores pérdidas dentro de las RGD, es decir transformadores y conductores. Si la estrategia de mejoras comienza por las RGD con mayores pérdidas, se observará un rápido impacto positivo en el corto plazo.
- En relación con el punto anterior, es necesario que se establezcan mecanismos de rendición de cuentas por parte de CFE ante la CRE y el CENACE, para vigilar el cumplimiento de las metas del PAM de las RGD.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Porcentaje y valor absoluto de pérdidas técnicas energéticas en la actividad de distribución de electricidad.	(ICM, s.f.)
S.2	Porcentaje de pérdidas energéticas en la actividad de distribución fijado como objetivo.	(ERCOT, s.f.)



Resultados

Esta medida no entra dentro de la metodología empleada para el cálculo de emisiones mitigadas. No obstante, a partir del factor de emisiones de ambos escenarios se puede obtener una mitigación aproximada para esta medida de 2.21 MtCO₂e.

Medida D-10. Lanzamiento de programas o campañas para la reducción de pérdidas no técnicas en las RGD

Descripción de la medida

En el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), las pérdidas en RGD abarcan entre 10 y 12%, y entre 5 y 6% del total son consideradas pérdidas no técnicas, las cuales están asociadas al uso ilícito de la electricidad (CFE, 2020). Esta medida apunta a minimizar precisamente las pérdidas no técnicas, con la finalidad de tener un sistema eléctrico confiable, rentable y flexible.

Dado que una buena parte de las pérdidas no técnicas ocurren en hogares, la instalación de Generación Fotovoltaica Distribuida (GFD) es una buena estrategia para ayudar a reducirlas y además apoyar a los usuarios en situación de pobreza. La GFD permitirá que los usuarios generen parte o la totalidad de su consumo de energía y sería un incentivo a que regularicen su servicio eléctrico. Esto a su vez conlleva una mayor autonomía energética, un menor impacto ambiental y la posibilidad de inyectar más energía a la red eléctrica, además de aumentar la generación de energía renovable a nivel local. De esta manera, el estímulo a proyectos de Generación Distribuida brindará una opción renovable, para que una parte de la población que actualmente vive en condiciones de pobreza energética.

Condiciones habilitadoras

- Promoción de campañas de concienciación y programas de verificación, para asegurar la correcta y segura conexión y medición de los usuarios finales a la red eléctrica. Durante el proceso de instalación de los equipos de medida, se implementará un programa para instalar sistemas de generación fotovoltaicos en modalidad de Generación Distribuida, diseñados según las necesidades de los consumidores.
- Diseño de estrategias transversales para la identificar y atender problemáticas sociales locales en donde exista mayor concentración de pérdidas no técnicas.
- Con esta implementación, las pérdidas no técnicas mitigadas se contabilizarán como energía consumida, pues ahora existirán los equipos de medición oficiales y adecuados. Sin embargo, esta será compensada prácticamente en su totalidad con el incremento de Generación Distribuida si los consumidores se acogen al programa mencionado.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Porcentaje y valor absoluto de pérdidas energéticas no técnicas en la actividad de distribución de electricidad.	(ICM, s.f.)



Medida D-10. Lanzamiento de programas o campañas para la reducción de pérdidas no técnicas en las RGD

S.2	<p>Porcentaje de pérdidas no técnicas en la actividad de distribución de electricidad fijado como objetivo.</p> <p>Puesto que en este caso no existe una limitante física como tal, se consideró que el valor podría ser muy próximo a cero en 2060, implementando la medida de forma apropiada.</p>
-----	--

Resultados

Esta medida no entra dentro de la metodología empleada para el cálculo de emisiones mitigadas. No obstante, a partir del factor de emisiones de ambos escenarios se puede obtener una mitigación aproximada para esta medida de 11.74 MtCO₂e.



D.3.3. Mecanismos para el impulso de la instalación de capacidad limpia a gran escala

Medida D-11. Establecimiento de metas y mecanismos para la adición de capacidad solar fotovoltaica a gran escala

Descripción de la medida

La generación fotovoltaica es un proceso en el que se aprovecha para producir electricidad una parte de la energía procedente del Sol en forma de irradiación. Es realizada mediante paneles solares que reaccionan con la luz solar y la convierten en energía eléctrica. En México, esta tecnología se ha vuelto cada vez más popular debido a la ubicación privilegiada del país y al decremento de los costos, lo cual permite establecer zonas de generación solar fotovoltaica cada vez más grandes. Específicamente, México se encuentra en el denominado cinturón solar, que es una franja horizontal cercana al ecuador donde la irradiación solar es de las más altas del planeta. México está comprendido entre los 15°N y 35°N de latitud, y en este rango se encuentran algunas regiones con irradiación de más de 5 kWh por metro cuadrado al día, comparable con las mejores zonas de generación en el planeta, lo que representa un importante potencial de generación (Schagen-Mendoza, 2018). La Irradiación Global Horizontal (GHI, por sus siglas en inglés) promedio es de 5.728 kWh/m²/día; este valor está por encima del de Alemania (2.961 kWh/m²/día), España (4.575 kWh/m²/día) o India (5.098 kWh/m²/día) (World Bank Group, 2020).

Sin embargo, actualmente el enorme potencial de generación fotovoltaica se desaprovecha, pues la capacidad instalada es notablemente inferior a la que tienen otros países localizados en regiones geográficas con menor potencial para este tipo de fuente de energía; por ejemplo, Alemania en 2022 tiene un total de 59.3GW de capacidad pese a ser un país localizado más al norte que México (IRENA, s.f.), mientras que México sólo tiene 6.03 GW (CRE, 2022c). Por tanto, hay evidencia suficiente para sugerir que México tiene un enorme potencial de generación fotovoltaica por explotar.



Medida D-11. Establecimiento de metas y mecanismos para la adición de capacidad solar fotovoltaica a gran escala

Condiciones habilitadoras

- Establecimiento de metas de generación a través de centrales solares fotovoltaicas en el país, en conjunto con otras fuentes renovables, por parte de la Secretaría de Energía (SENER).
- Incorporar la visión de descarbonización acelerada a la política energética, lo cual implica cambios en el marco jurídico y los instrumentos de planeación.
- Establecimiento en la LGCC de metas ambiciosas de generación de electricidad mediante fuentes de energía limpia renovable a corto, mediano y largo plazo, a cargo de la SENER, en coordinación con la CFE y la CRE.
- Las metas deberán de verse reflejadas en instrumentos de planeación, como la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles, el Programa Especial de Transición Energética, el Programa Sectorial de Energía, planes de la CFE y el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional. Es necesario que estos instrumentos incluyan acciones puntuales, junto con sus respectivos indicadores de seguimiento, para que los organismos responsables de la ejecución puedan reportar avances y rendir cuentas de manera anual, y al mismo tiempo los organismos reguladores sean capaces de vigilar y hacer cumplir los compromisos.
- Socialización de los beneficios en salud, empleo, precios de la energía, etcétera, relacionados con las energías limpias renovables.
- Revisión y fortalecimiento de los mecanismos que incentiven tanto la producción como la adquisición de energía eléctrica de fuentes renovables, a cargo de la SENER,
- Establecimiento de mecanismos financieros y regulatorios para favorecer el impulso a la penetración de la energía solar fotovoltaica a gran escala en el país.
- Reactivación de proyectos de centrales fotovoltaicas que quedaron ralentizados en procesos burocráticos y de obtención de permisos.
- Diseñar mecanismos regulatorios y de mercado que promuevan y eficienten el desarrollo de proyectos de centrales fotovoltaicas en territorios disponibles, así como la obtención de los permisos correspondientes.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Mapas de Irradiación Directa Normal (DNI, por sus siglas en inglés).	(NREL, s.f.b)
S.2	Capacidad de las centrales a gran escala con tecnología solar FV instaladas en cada Región de Transmisión y su año de instalación.	(CRE, 2023)
S.3	Generación anual histórica proporcionada por las centrales con tecnología solar fotovoltaica, incluyendo el año base.	(ICM, s.f.)



Medida D-11. Establecimiento de metas y mecanismos para la adición de capacidad solar fotovoltaica a gran escala

S.4	Capacidad instalada en el horizonte de planificación y generación anual en centrales fotovoltaicas a gran escala por región de transmisión.	Obtenido a partir de simulaciones en los modelos OSeMOSYS/Clews, PTEJ y SAInt
-----	---	---

Resultados

Potencial de mitigación en 2060 respecto a Línea Base: 47.98 MtCO₂e.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costos de Inversión de la tecnología: 875 USD/kW.	Obtenido del Modelo OSeMosys escenario ENO
S.2	Costo de operación y mantenimiento: 11.5 USD/kW.	Obtenido del Modelo OSeMosys escenario ENO

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	-\$3.57 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	-------------------------------------	--------------------

Medida D-12. Establecimiento de metas y mecanismos para la adición de capacidad eólica terrestre

Descripción de la medida

La energía eólica es una forma de energía renovable que se basa en la transformación de la energía cinética del viento en energía mecánica, y posteriormente en energía eléctrica utilizable. Este proceso se realiza a través de aerogeneradores, que consisten en torres equipadas con grandes palas aerodinámicas que aprovechan la energía cinética del viento. Cuando el viento incide sobre las palas, estas se ponen en movimiento, y la energía mecánica se convierte en energía rotacional mediante un sistema de ejes y engranajes (multiplicadores). Luego, un generador eléctrico acoplado al eje de la turbina transforma esta energía rotacional en electricidad. La energía eólica se ha posicionado como una opción para la generación de electricidad a gran escala, debido a su carácter limpio y renovable, así como a costos que se han reducido notablemente en los años recientes (LAZARD, 2021).

Su implementación exitosa requiere ubicaciones adecuadas con vientos constantes y velocidades apropiadas. Por la geografía mexicana existen amplias zonas de generación en tierra y mar, donde la velocidad del viento es suficiente. Las ubicaciones con mayor densidad de potencia se encuentran en el Istmo de Tehuantepec, Tamaulipas, Baja California, el Golfo de México y la península de Yucatán (Schangen-Mendoza, 2018), pero el potencial es considerable también en otras regiones del país.



Medida D-12. Establecimiento de metas y mecanismos para la adición de capacidad eólica terrestre

Condiciones habilitadoras

- Establecimiento de metas de generación a través de centrales eólicas en el país, en conjunto con otras fuentes renovables, por parte de la Secretaría de Energía (SENER).
- Revisión y fortalecimiento de los mecanismos que incentiven tanto la producción como la adquisición de energía eléctrica de fuentes renovables, por parte de la SENER,
- Establecimiento de mecanismos financieros y regulatorios para favorecer el impulso a la penetración de la energía eólica en el país.
- Reactivación de proyectos de centrales eólicas que quedaron ralentizados en procesos burocráticos y de obtención de permisos.
- Diseño de mecanismos regulatorios y de mercado que promuevan y eficienten el desarrollo de proyectos de centrales eólicas en territorios disponibles, así como la obtención de los permisos correspondientes.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Mapas de velocidad del viento y densidad de potencia.	(NREL, s.f.c) (World Bank Group, s.f.)
S.2	Capacidad de las centrales a gran escala con tecnología eólica terrestre instaladas en cada Región de Transmisión y su año de instalación.	(CRE, 2023)
S.3	Generación anual histórica proporcionada por las centrales con tecnología eólica, incluyendo el año base.	(ICM, s.f.)
S.4	Capacidad instalada en el horizonte de planificación y generación anual en centrales eólicas terrestres por región de transmisión.	Obtenido a partir de simulaciones en los modelos OSeMOSYS/Clews, PTEJ y SAInt

Resultados

Potencial de mitigación en 2060 respecto a Línea Base: 51.18 MtCO_{2e}.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costo de inversión: 1775.30 USD/kW.	Obtenido del Modelo OSeMosys escenario EN0
S.2	Costo de operación y mantenimiento: 47.53 USD/kW.	Obtenido del Modelo OSeMosys escenario EN0

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	\$6.17 USD/tCO_{2e}	Elaboración propia
-------------------------------------	------------------------------------	--------------------



Medida D-13. Impulso a la penetración de centrales de generación con tecnología eólica marina

Descripción de la medida

En términos de tecnologías de generación eólica, existen dos tipos según la ubicación de los aerogeneradores en tierra (*onshore*) o en el mar (*offshore*). Los parques eólicos marinos ofrecen mayor densidad de potencia y velocidad promedio del viento más elevada en comparación con los parques eólicos terrestres. Estas condiciones favorables se deben, en gran parte, a la baja rugosidad de la superficie del mar abierto, lo que permite capturar vientos más constantes y veloces. Como resultado, los parques eólicos marinos pueden lograr una producción de energía más significativa y una mayor estabilidad en comparación con los parques eólicos terrestres, lo cual se ve reflejado en el factor de planta (FP). En los países en los que ya existen proyectos marinos, el FP es entre 20-30% para China, 25-35% para Europa, y 30-45% para América del Norte; en tanto que el rango internacional se encuentra entre 40-50% (IRENA, 2016). Asimismo, el impacto visual y acústico para comunidades y poblaciones es menor que en el caso de ubicación en tierra. En esencia, existen dos tipos de aerogeneradores marinos según si la cimentación es fija o si es flotante; estos últimos pueden colocarse en ubicaciones más retiradas de la costa. Los proyectos eólicos marinos se colocan en aguas someras, de hasta 60 metros de profundidad, lejos de la costa y las rutas marítimas.

A pesar de las ventajas en producción y estabilidad, los parques eólicos marinos aún enfrentan costos más elevados que sus contrapartes terrestres (LAZARD, 2021). Esta diferencia se debe a la complejidad y los desafíos logísticos asociados con la instalación y el mantenimiento en entornos marinos, así como a los requerimientos técnicos y de ingeniería específicos para resistir las condiciones adversas del mar.

En México, aún no se ha implementado ningún parque eólico marino. No obstante, la tecnología está en proceso de maduración y ha ganado impulso, principalmente en el norte de Europa, donde se han desarrollado proyectos exitosos (Tapia, 2023).

Condiciones habilitadoras

- Establecer incentivos y facilidades para impulsar la penetración de parques eólicos marinos en el Sistema Eléctrico Nacional. Esto aumentará el porcentaje de generación renovable, y reducirá la variabilidad de la generación eólica general del país y facilitará la penetración de energías renovables variables.
- SENER deberá planear y plasmar en el PRODESEN el aprovechamiento de esta tecnología de acuerdo con las condiciones nacionales e internacionales.
- La federación, y en específico SEMARNAT, deberá regular las condiciones para el aprovechamiento de la tecnología en condiciones de seguridad, protección y conservación de los entornos marítimos.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Mapas de velocidad del viento y densidad de potencia.	(NREL, s.f.c) (World Bank Group, s.f.)
S.2	Capacidad instalada en el horizonte de planificación y generación anual en centrales eólicas terrestres por región de transmisión.	Obtenido a partir de simulaciones en los modelos OSeMOSYS/Clews, PTEJ y SAInt



Medida D-13. Impulso a la penetración de centrales de generación con tecnología eólica marina

Resultados

Potencial de mitigación en 2060 respecto a Línea Base: 18.44 MtCO₂e.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costos de inversión: 3424.9 USD/kW.	Obtenido del Modelo OSeMosys escenario EN0
S.2	Costo de operación y mantenimiento: 47.53 USD/kW.	Obtenido del Modelo OSeMosys escenario EN0

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	\$9.54 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	------------------------------------	--------------------

Medida D-14. Establecimiento de metas y mecanismos para la adición de capacidad geotérmica

Descripción de la medida

La energía geotérmica es el aprovechamiento del calor del subsuelo terrestre que se obtiene a través de vapor de agua de fuente natural o inyectada que se extrae mediante la perforación de pozos que pueden ser de pocos metros hasta varios kilómetros de profundidad. Para la generación de electricidad con esta tecnología, se necesitan recursos geotérmicos de media o alta temperatura, que suelen encontrarse cerca de regiones tectónicamente activas (Michaelides, 2012).

La energía geotérmica es una fuente de energía renovable, ya que el calor del interior de la Tierra se regenera constantemente. Además, puede producir electricidad de forma constante, sin importar las condiciones climáticas, por lo que pueden considerarse en la carga base e incluso brindar servicios conexos. Asimismo, su uso no requiere consumo de combustible, y además ocupan un espacio reducido por GWh producido en comparación con otras tecnologías renovables; es decir, tienen una elevada densidad energética. Las plantas geotérmicas también consumen menos agua en promedio a lo largo de la vida útil que la mayoría de las tecnologías convencionales de generación de electricidad y poseen un alto rendimiento, que alcanza Factores de Planta (FP) de hasta 90%-95% (DoE, s.f.a).

En México, se estima que los valores de flujo de calor geotérmico están por encima del promedio mundial, lo que indica un elevado potencial para el aprovechamiento energético, según estudios realizados por expertos (Prol-Ledesma et al., 2018; (CeMIEGeo, s.f.). Al cierre de 2021, México tenía una generación geotérmica de alrededor de 4.2 TWh al año.



Medida D-14. Establecimiento de metas y mecanismos para la adición de capacidad geotérmica

Condiciones habilitadoras

- Establecimiento de metas de generación a través de centrales geotérmicas para el país, en conjunto con otras fuentes renovables, por parte de la Secretaría de Energía (SENER).
- Revisión y fortalecimiento de los mecanismos que incentiven tanto la producción como la adquisición de energía eléctrica de fuentes renovables, por parte de la SENER.
- Desarrollo de líneas de investigación específicas, por parte del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT), en conjunto con el Centro Mexicano de Innovación en Energía Geotérmica (CeMIEGeo), para el aprovechamiento de energía geotérmica y sus condiciones operativas específicas en el SEN.
- Diseño de mecanismos regulatorios y de mercado que promuevan y eficienten el desarrollo de proyectos de centrales geotérmicas en territorios disponibles, así como la obtención de los permisos correspondientes.
- Implementación de mecanismos para el financiamiento específico de proyectos exploración de pozos y de generación geotérmica por parte de entidades financieras.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Mapas de zonas de alto potencial geotérmico en México y principales campos de exploración.	(CeMIEGeo, s.f.)
S.2	Capacidad de las centrales con tecnología geotérmica instaladas en cada Región de Transmisión y su año de instalación.	(CRE, 2023)
S.3	Generación anual histórica proporcionada por las centrales con tecnología geotérmica, incluyendo el año base.	(ICM, s.f.)
S.4	Capacidad instalada en el horizonte de planificación y generación anual en centrales geotérmicas por región de transmisión.	Obtenido a partir de simulaciones en los modelos OSeMOSYS/Clews, PTEJ y SAInt

Resultados

Potencial de mitigación en 2060 respecto a Línea Base: 8.50 MtCO₂e.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costo de inversión: 2357.4 USD/kW.	Obtenido del Modelo OSeMosys escenario ENO
S.2	Costo de operación y mantenimiento: 131.12 USD/kW.	Obtenido del Modelo OSeMosys escenario ENO

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA) **-\$6.30USD/tCO₂e** Elaboración propia



Medida D-15. Establecimiento de metas y mecanismos para la adición de capacidad hidroeléctrica fluyente

Descripción de la medida

La energía hidroeléctrica se fundamenta en el aprovechamiento de la energía potencial o cinética de las grandes masas de agua para la generación de energía eléctrica a través de turbinas (energía mecánica). Existen centrales hidroeléctricas de agua embalsada (presas) y de agua fluyente.

En el caso de México, las centrales hidroeléctricas de agua embalsada representan la mayor parte de la capacidad hidroeléctrica instalada en el país. Estas centrales juegan un papel crucial en la producción de electricidad, ya que permiten almacenar agua en épocas de abundancia para luego liberarla durante periodos de alta demanda energética, lo que garantiza un suministro constante y confiable de electricidad. Además, la energía hidroeléctrica es una fuente de energía renovable y limpia, ya que no produce emisiones de gases de efecto invernadero (CONAGUA, 2021). Las centrales hidroeléctricas han sido históricamente una de las fuentes de energía más importantes en todo el mundo, debido a su capacidad para generar grandes cantidades de electricidad de manera confiable y sostenible.

En la actualidad, México cuenta con una capacidad instalada de energía hidroeléctrica de 12.5 GW. La producción promedio anual de esta fuente de energía es de aproximadamente 31.9 teravatios-hora (TWh), pero existe una considerable variabilidad que oscila entre los 23.8 y los 38.9 TWh anuales (ICM, s.f.). A pesar de esta capacidad instalada y producción actual, se estima que el potencial de generación hidroeléctrica en México es mucho mayor, y que puede alcanzar un máximo teórico de hasta 115 TWh por año (CONAGUA, 2022).

Esta medida consiste en impulsar la adición de centrales hidroeléctricas de agua fluyente, las cuales no detienen el flujo natural del agua de las principales cuencas hidrológicas, lo cual evita los impactos de la construcción de presas, como la inundación de ecosistemas o zonas habitadas. Estas centrales aprovechan la energía cinética del agua en movimiento a través de turbinas diseñadas para tal fin, aunque carecen de la versatilidad que tienen las hidroeléctricas de embalse para generar energía conforme se disponga.

Condiciones habilitadoras

- Realizar los estudios hidrológicos pertinentes y establecer metas y mecanismos para incrementar la capacidad y generación hidroeléctrica anual. Esto se deberá realizar primero en aquellos proyectos que se identifiquen como los más costoefectivos. Para esto se necesita de la coordinación de SENER y SEMARNAT.
- Diseño de mecanismos regulatorios y de mercado que promuevan y eficienten el desarrollo de proyectos de centrales hidroeléctricas de agua fluyente en ubicaciones potenciales, así como la obtención de los permisos correspondientes.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Capacidad de las centrales hidroeléctricas instaladas en cada Región de Transmisión y su año de instalación.	(CRE, 2023)



S.2	Generación anual histórica proporcionada por las centrales con tecnología geotérmica, incluyendo el año base.	(ICM, s.f.)
S.3	Capacidad instalada en el horizonte de planificación y generación anual en centrales hidroeléctricas por región de transmisión.	Obtenido a partir de simulaciones en los modelos OSeMOSYS/Clews, PTEJ y SAInt
S.4	Se asume que la generación de las nuevas centrales hidroeléctricas de agua fluyente es proporcional en cada hora a la generación de grandes centrales hidroeléctricas aguas arriba en base a la descarga del embalse y el aumento consecuente del caudal del río.	
Resultados		
Potencial de mitigación en 2060 respecto a Línea Base: 12.56 MtCO ₂ e.		
Supuestos y fuentes de información para análisis de costos		
SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costo de inversión: 2048.20 USD/kW.	(LAZARD, 2021)
S.2	Costo de operación y mantenimiento: 28.88 USD/kW.	(LAZARD, 2021)
Resultado costos		
Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	-\$31.01 USD/tCO₂e	Elaboración propia



Medida D-16. Impulso a la instalación de centrales eléctricas de concentración solar

Descripción de la medida

Las tecnologías de concentración solar térmica (CST) para generación eléctrica son sistemas que utilizan espejos o lentes para concentrar la luz solar en un punto focal, y aumentar significativamente la intensidad de la radiación solar recibida en esa área. Estas tecnologías se emplean para generar calor de alta temperatura, que luego se utiliza para producir electricidad mediante ciclos termodinámicos convencionales o sistemas termoeléctricos.

La energía térmica se almacena —una forma común es mediante sales fundidas— y no tiene que ser empleada instantáneamente cuando se produce la transformación. Por consiguiente, la posibilidad de almacenamiento para un despacho conveniente y la posibilidad de hibridación son las características definitorias que diferencian a las CST de otras tecnologías basadas en fuentes renovables (Blanco & Ramirez-Santiagosa, 2017). Hoy en día existe en México una sola central termosolar de colectores cilindro-parabólicos que funciona como apoyo para la generación de vapor en un ciclo combinado que también emplea gas natural (CRE, 2022a).

México cuenta con un enorme potencial para la instalación de centrales termosolares, debido a la elevada Irradiación Directa Normal (DNI, por sus siglas en inglés) promedio que recibe; la mayor parte del territorio mexicano presenta una DNI superior a 5.2 kWh/m². De hecho, en la parte del norte y noroeste del país (Chihuahua, Sonora, Baja California, Baja California Sur) existe una DNI promedio superior a 7.2 kWh/m², con puntos donde se alcanzan 8.0 kWh/m². En comparación, según (SOLARGIS, s.f.), el máximo DNI promedio existente en España no supera los 6.4 kWh/m²; sin embargo, en ese país existen 2.3 GW de capacidad termosolar instalada en 2022 para la generación de electricidad, lo que representa 2% de su capacidad instalada (Red Eléctrica, s.f.). Asimismo, según (LAZARD, 2021), esta tecnología presenta un Costo Nivelado de la Energía (LCOE, por sus siglas en inglés) de 126-156 USD/MWh, lo cual supera a otras tecnologías renovables como las solar fotovoltaica o la eólica. Otra característica importante de esta tecnología es que, al tener la capacidad de almacenar energía e hibridarse, puede aportar flexibilidad y confiabilidad al sistema, y así favorecer la penetración de energías renovables variables que presentan costos muy competitivos.

Condiciones habilitadoras

- Establecimiento de metas de generación termosolar ambiciosas para el país, por parte de la Secretaría de Energía (SENER).
- Desarrollo por parte del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) de líneas de investigación, sobre el aprovechamiento termosolar para la generación de electricidad en México.
- Identificación por parte del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) de las zonas del sistema, donde sea más conveniente instalar estas centrales con base en sus condiciones operativas de almacenamiento y Servicios Conexos.
- Implementación de mecanismos para el financiamiento específico de proyectos de generación termosolar, por parte de entidades financieras y estimulación de la inversión.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Mapas de Irradiación Directa Normal (DNI, por sus siglas en inglés).	(NREL, s.f.b)



Medida D-16. Impulso a la instalación de centrales eléctricas de concentración solar

S.2	Patrón de generación horaria de una central de concentración solar con almacenamiento en sales fundidas.	(REE, s.f.)
S.3	Capacidad instalada en el horizonte de planificación y generación anual en centrales de concentración solar (termosolar) por Región de Transmisión.	Obtenido a partir de simulaciones en los modelos OSeMOSYS/Clews, PTEJ y SAInt

Resultados

Potencial de mitigación en 2060 respecto a Línea Base: 17.58 MtCO₂e.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costo de inversión: 5,230 USD/kW.	Obtenido del Modelo OSeMosys escenario EN0
S.2	Costo de operación y mantenimiento: 250.91 USD/kW.	Obtenido del Modelo OSeMosys escenario EN0

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	\$141.99 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	--------------------------------------	--------------------



Medida D-17. Reconversión de centrales ciclo combinado para el aprovechamiento de hidrógeno en la producción de electricidad

Descripción de la medida

Entre la gama de esfuerzos que se están desarrollando para llegar a la neutralidad de emisiones de gases de efecto invernadero, se tiene una alternativa para las centrales de ciclo combinado que actualmente se encuentran en operación. La propuesta es readaptar estas centrales para operar con hidrógeno. Si las turbinas de gas se ajustan a operar totalmente con hidrógeno, se reducen a cero las emisiones de dióxido de carbono, y el único subproducto creado es el oxígeno (ETN Global, 2022).

El hidrógeno tiene tres clasificaciones de acuerdo con su forma de generación: el hidrógeno gris generado en turbinas que utilizan como combustible carbón, petróleo o gas natural; el hidrógeno azul generado cuando el sistema tiene incorporados mecanismos de captura de carbón y almacenamiento, y el hidrógeno verde que se genera a través de energías renovables.

En cuanto a producción de hidrógeno, más de 90% del hidrógeno que se produce actualmente cae dentro de las categorías gris o azul (Ryu *et al.*, 2023), lo que implica esfuerzo adicional para la reconversión de centrales de ciclo combinado a hidrógeno y también para la producción limpia de hidrógeno.

Existen varias alternativas para realizar el reacondicionamiento de ciclos combinados en términos de la mezcla de combustible que utilizan; puede usarse una mezcla entre gas natural y otros combustibles e hidrógeno, a esta mezcla se le denomina *blending*. Dependiendo del fabricante de turbina, se le deberán adaptar o cambiar diversas partes desde el sistema de combustible; por ejemplo, la cámara de combustión o los materiales de ciertas partes de la turbina para soportar las altas temperaturas. En un caso práctico, de acuerdo con (ETN Global, 2022), se reacondicionó para varios niveles de *blending* una central de 650 MW (turbina de gas y turbina de vapor) que se usaba como carga base. En el caso de no usar hidrógeno, la central emite 297 kgCO₂/MWhe; en caso de usar 50% hidrógeno, las emisiones bajan tan sólo a 233 kgCO₂/MWhe, y en caso de usar 100% hidrógeno, las emisiones bajan a 0 kgCO₂/MWhe. Como puede apreciarse, las emisiones no decaen demasiado aun con 50% de uso de hidrógeno como combustible. Lo anterior se debe a la densidad volumétrica del hidrógeno, pues existe una relación no lineal entre el contenido volumétrico e intensidad de carbón: a mayor contenido de hidrógeno, existe menos proporcionalmente contenido de carbón (Mulder, 2021).

Adicionalmente, en un sentido económico, no es viable hacer un reajuste de la central que incorpore menos de 70% de hidrógeno, comparado con el costo de seguir utilizando gas natural, dado el costo asociado a la reconversión; de hecho, para un *blending* de 70% de hidrógeno, el costo de reacondicionamiento es de 22.5% del costo de la inversión inicial, y el costo de uso a 100% hidrógeno es de 25% de la inversión inicial (ETN Global, 2022). Dado lo anterior, en términos de costo es marginalmente más costoso hacer la conversión a una totalidad de hidrógeno por lo que los planes deberían de estar enfocados en esa dirección, es decir hacia la reconversión para usar 100% de hidrógeno, y no hacia un *blending*.

Existen retos asociados a la conversión a hidrógeno, como, por ejemplo, el incremento en la reactividad, el incremento en la demora de ignición, el incremento en la generación de óxido nitroso (NO_x), así como otras propiedades termoacústicas, todas las cuales pueden mitigarse al rediseñar la central. Particularmente, la generación de NO_x ocurre porque el uso de nitrógeno requiere una temperatura de flama más alta, pero esto se puede remediar mediante una reducción catalítica selectiva (SRC por sus siglas en inglés: Selective Catalytic Reduction), la cual convierte el NO_x en nitrógeno y agua (EPA, 2023).



Medida D-17. Reconversión de centrales ciclo combinado para el aprovechamiento de hidrógeno en la producción de electricidad

Condiciones habilitadoras

- Impulsar y fomentar el desarrollo de proyectos de generación de hidrógeno verde mediante electrolizadores.
- Canalizar excedentes de generación renovable para producir hidrógeno mediante electrolizadores.
- Crear mecanismos de asesoría y financiamiento público-privado para facilitar la reconversión de centrales de ciclo combinado para el empleo de hidrógeno como combustible.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costo de inversión: \$1580.06 USD/kW.	Se considera el 25% de una central de CC tradicional (Obtenido del Modelo OSeMosys escenario EN0)
S.2	Costo de Operación y mantenimiento: \$23.704 USD/kW.	Obtenido del Modelo OSeMosys escenario EN0

Resultados

Potencial de mitigación en 2060 respecto a Línea Base: 73.35 MtCO₂e.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costo de inversión: \$1580.06 USD/kW.	Se considera el 25% de una central de CC tradicional (Obtenido del Modelo OSeMosys escenario EN0)
S.2	Costo de Operación y mantenimiento: \$23.704 USD/kW.	Obtenido del Modelo OSeMosys escenario EN0

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	-\$0.56 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	-------------------------------------	--------------------



Medida D-18. Impulso a la instalación de las primeras centrales eléctricas con tecnologías basadas en el aprovechamiento de las energías marinas

Descripción de la medida

Este tipo de generación es una fuente renovable que ha sido marginalmente explorada en México, pero posee importantes características que la convierten en una potencial alternativa para complementar la transición energética. Las fuentes de generación marina que se consideran aquí son dos: la basada en el movimiento de las olas y la basada en las corrientes oceánicas. Las olas contienen energía cinética y energía potencial: la energía cinética se refiere a la velocidad con la que el agua se mueve, en tanto que la energía potencial se refiere y es proporcional a la cantidad de agua que se desplaza desde el nivel promedio del mar (EMSD, s.f.). Este tipo de fuentes de generación suelen ser altamente predecibles, lo cual es una característica esencial para establecerlas como carga base y para complementar la generación variable (DoE, s.f.b).

De acuerdo con (Hernández-Fontes et al., 2019), la generación mediante el aprovechamiento del movimiento de las olas tiene un potencial muy grande. Los autores aseveran que esta forma de generación de energía es posible mediante la extracción desde las olas de energía cinética o potencial. Estimaciones teóricas basadas en boyas y en mediciones satelitales sugieren que México tiene un potencial entre 10 hasta 20 kW/m en el océano pacífico, y el potencial mínimo se presenta en el Golfo de México y el Golfo de California, con un rango de entre 5 a 10 kW/m. En las regiones noroeste y suroeste, se estima un potencial de entre 10 a 20kW/m. Estos datos se catalogaron como valores teóricos, ya que no fueron obtenidos en los sitios en específico, sin embargo expresan el enorme potencial de su aprovechamiento. Las estimaciones por tiempo disponible estipulan que sería posible extraer entre 2 a 5 kW/m entre 90% y 100% del tiempo, es decir casi en todas las locaciones consideradas siempre hay un mínimo de oleaje. Las ubicaciones con potencial mayor a los 15 kW/m ya mencionadas presentan una disponibilidad entre 90% y 100% del tiempo, mientras que para otras la disponibilidad cae entre 60% y 80% del tiempo, y en algunas regiones es de tan sólo 20% en promedio (Hernández-Fontes *et al.*, 2019).

En cuanto a la energía generada mediante las corrientes oceánicas, tiene la ventaja de aprovechar corrientes conocidas y sus ciclos. El Pacífico tiene el mayor potencial, y entre 90% y 100% del tiempo sería posible extraer al menos 2-5 kW/m; para los rangos de 5-10 kW/m y 10-15 kW/m se puede extraer entre 50% y 100% de las veces (Hernández-Fontes *et al.*, 2019).

Condiciones habilitadoras

- Establecimiento de metas de generación a través de centrales marinas en las costas del país, por parte de la Secretaría de Energía (SENER).
- Revisión y fortalecimiento de los mecanismos que incentiven tanto la producción como la adquisición de energía eléctrica de fuentes marinas, por parte de la SENER.
- Establecimiento de mecanismos financieros y regulatorios para favorecer el impulso a la penetración de la energía marina en el país.
- Diseño de mecanismos regulatorios y de mercado que promuevan y eficienten el desarrollo de proyectos de centrales marinas, así como la obtención de los permisos correspondientes.



Medida D-18. Impulso a la instalación de las primeras centrales eléctricas con tecnologías basadas en el aprovechamiento de las energías marinas

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Potencial de generación y mejores ubicaciones para centrales para el aprovechamiento de las olas y corrientes marinas en México.	(Hernández-Fontes <i>et al.</i> , 2019)
S.2	Capacidad adicionada de centrales marinas anualmente en el horizonte de planificación de la ruta de descarbonización.	Obtenido a partir de simulaciones en los modelos OSeMOSYS/Clews, PTEJ y SAInt
S.3	Generación anual y diaria de cada una de las tecnologías marinas por nodo.	(Hernández-Fontes <i>et al.</i> , 2019)

Resultados

Potencial de mitigación en 2060 respecto a Línea Base: 10.51 MtCO₂e.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costo de inversión: \$12712.50 USD/kW.	Se obtiene un costo promedio. (David & Herzog, s.f.; EIA, 2017; Poullikkas <i>et al.</i> , 2008)
S.2	Costo de operación y mantenimiento: \$23.7 USD/kW.	Se considera el costo de una ciclo combinado tradicional (obtenido del Modelo OSeMosys escenario EN0)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	\$23.25 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	-------------------------------------	--------------------



D.3.4. Mecanismos para el impulso de capacidad limpia en generación distribuida

Medida D-19. Creación y fortalecimiento de mecanismos para el impulso a la Generación Distribuida Fotovoltaica (GDFV)

Descripción de la medida

La Generación Distribuida (GD) es el esquema de participación en el SEN que permite que un usuario se convierta en generador a pequeña escala, bajo la figura de Generador Exento. Los sistemas de generación bajo esta modalidad deben tener una capacidad instalada inferior a 500 kW, y menor o igual a la capacidad que pueden alojar los circuitos de distribución a los cuales se interconectan. Lo anterior contrasta con el usual concepto de generación centralizada, en el que grandes centrales generan electricidad para amplias zonas de consumo y no necesariamente se encuentran cerca del consumidor final.

Como ventajas sobre generación centralizada, la GD aporta confiabilidad al sistema, reduce las pérdidas en transmisión, reduce las emisiones de GEI cuando la generación se hace con fuentes renovables como la solar, y puede traer beneficios a las comunidades donde se instala, ya que genera empleos y crea ingreso para los hogares. Entre las tecnologías empleadas en proyectos de GD, la solar fotovoltaica (GDFV) es la tecnología dominante con más de 99% de la capacidad instalada (2,031 MW) en 2021 (CRE, 2022b). Además, este tipo de proyectos puede llevar energía eléctrica a cerca de 2 millones de hogares de forma sustentable, principalmente en comunidades rurales (SENER, 2020), lo que abre posibilidades de desarrollo local, pues no solamente se tiene el beneficio del acceso a la energía eléctrica, sino que en conjunto con otros programas de apoyo social, el tener energía eléctrica da acceso a medios de comunicación y educación electrónica a través de internet y comunicación satelital, que reducen el rezago en educación de los estudiantes con respecto a sus pares en comunidades no rurales.

Además, la GD brinda la oportunidad al consumidor de convertirse en productor de parte de la energía que consume. De esta manera, la toma de decisiones del sector eléctrico se descentraliza y se traslada a grupos sociales más amplios, lo que democratiza el proceso de generación de electricidad. Esto quiere decir, que la GD ayuda a que se tomen en cuenta las inquietudes ambientales y económicas de las personas que consumen electricidad, para converger en soluciones locales y socialmente aceptadas.

Esta medida consiste en potenciar la penetración de la GDFV en los distintos sectores de consumo de México, a través del establecimiento de metas y mecanismos ambiciosos.



Medida D-19. Creación y fortalecimiento de mecanismos para el impulso a la Generación Distribuida Fotovoltaica (GDFV)

Condiciones habilitadoras

- Incorporar la visión de descarbonización acelerada a la política energética, lo cual implica cambios en el marco jurídico y los instrumentos de planeación.
- Establecimiento en la LGCC de metas ambiciosas de generación de electricidad mediante fuentes de energía limpia renovable a corto, mediano y largo plazo, a cargo de la SENER, en coordinación con la CFE y la CRE.
- Las metas deberán de verse reflejadas en instrumentos de planeación tales como la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles, el Programa Especial de Transición Energética, el Programa Sectorial de Energía, planes de la CFE y el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional. Es necesario que estos instrumentos incluyan acciones puntuales e indicadores de seguimiento para que los organismos responsables de la ejecución puedan reportar avances y rendir cuentas de manera anual, al mismo tiempo que los organismos reguladores sean capaces de vigilar y hacer cumplir los compromisos.
- Socialización de los beneficios en salud, empleo, precios de la energía, etcétera, relacionados con las energías limpias renovables.
- Fomentar la capacitación y la certificación de empresas, profesionales y técnicos independientes para la instalación de sistemas de generación limpia distribuida.
- Impulso económico a través de nuevos esquemas de financiamiento con tasas de interés preferenciales para la instalación de sistemas de generación limpia distribuida, principalmente fotovoltaica.
- Revisión de la normativa vigente para establecer nuevos mecanismos que fomenten una mayor capacidad instalada mediante diferentes esquemas de propiedad colectiva o comunitaria y los pertenecientes a la economía social y solidaria.
- Acercamiento y difusión de la información y los beneficios de instalar un sistema de generación fotovoltaico entre la población que será consumidora final.
- SENER, CRE, CENACE y CFE Distribución deberán actuar de manera coordinada para asegurar la expansión y modernización de las RGD para que estas no sean una limitante al desarrollo de proyectos.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Esta medida de adición de capacidad GDFV es general y complementaria a todas las demás incluidas en esta sección. Por consiguiente, exclusivamente se fijó como limitación que la capacidad adicionada a través de esta medida no produjese efectos significativos en cuanto a vertimiento y operatividad de la red.	

Resultados

Potencial de mitigación en 2060 respecto a Línea Base: 4.41 MtCO₂e.



Medida D-19. Creación y fortalecimiento de mecanismos para el impulso a la Generación Distribuida Fotovoltaica (GDFV)

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costo de inversión: 0.8g USD/W.	(Castro <i>et al.</i> , 2021)
S.2	Costo de operación y mantenimiento: 0.04 USD/w.	(Castro <i>et al.</i> , 2021)
Resultado costos		
Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	-\$119.8 USD/tCO₂e	Elaboración propia

Medida D-20. Impulso a la Generación Distribuida cooperativa o colectiva: Ejidos Solares

Descripción de la medida

Ejido Solar es una medida diseñada con el objetivo de crear un nuevo paradigma de la gobernanza de los proyectos de energía, poniendo en el centro de la toma de decisiones y los beneficios a las comunidades rurales a través de proyectos de generación distribuida.

El mecanismo principal de esta medida es trabajar a partir del núcleo agrario con el cual, de forma organizada y participativa, se acuerda el uso de las tierras comunes para Ejido Solar. De esta forma, una entidad pública de colaboración del gobierno local junto con una sociedad rural crea una nueva sociedad en la figura de Vehículo de Propósito Específico (VPE).

Asimismo, la iniciativa privada puede participar como cliente, proveedor o inversionista. La VPE está legalmente capacitada para contratar el crédito para el proyecto, así como realizar y firmar los contratos necesarios. Una vez que la central fotovoltaica esté en funcionamiento, la VPE está en capacidad de vender la electricidad resultante, por un precio definido, a un Suministrador de Servicios Calificados (SSC) o al Suministro Básico (CFE Suministro Básico).

Con la finalidad de dar seriedad y certeza, cada uno de estos proyectos debe considerar aspectos sociales como el interés y la disponibilidad de las comunidades agrarias involucradas, la preexistencia de una organización funcional y su formalidad en términos legales en diversos aspectos. Por ejemplo, que las asambleas agrarias estén registradas ante la procuraduría agraria y autoridades, así como que las tierras estén debidamente inscritas en el Registro Agrario Nacional y no presenten conflictos. Dadas las exigencias anteriores, se estima que cerca de 75% de los ejidos tiene la capacidad de desarrollar este proyecto en acompañamiento con los gobiernos locales en el plazo comprendido hasta 2060.



Medida D-20. Impulso a la Generación Distribuida cooperativa o colectiva: Ejidos Solares

Condiciones habilitadoras

- Se requiere voluntad y mecanismos de fomento y coordinación a nivel federal y subnacional para implementar de manera masiva este tipo de proyectos. Es necesario buscar financiamiento tanto a nivel nacional como internacional, involucrando a la banca de desarrollo, banca comercial, filantropía, inversionistas y otros actores relevantes. El impulso por parte de gobiernos locales puede materializarse, por ejemplo, a través del aporte de recursos financieros (a fondo perdido), materiales e incentivos.
- Proponer una iniciativa de coordinación y fomento a nivel federal que impulse un programa de implementación masiva en coordinación con 19 gobiernos estatales.
- Reconocimiento del esquema Ejido Solar como una alternativa para ampliar la capacidad de generación renovable en modalidad distribuida a nivel nacional, de manera que se pueda incluir en instrumentos de planeación en los tres órdenes de gobierno.
- Socialización de los beneficios en salud, empleo, precios de la energía, etcétera, relacionados con las energías limpias renovables.
- Desarrollo de un sistema de información para identificar comunidades potenciales para la implementación del programa Ejido Solar en donde se garantice la sostenibilidad y distribución justa de los beneficios del proyecto. Esto se puede realizar de manera coordinada entre gobiernos estatales y municipales, junto con la academia y la sociedad civil, con el respaldo de la autoridad federal.
- Mejoras en las condiciones de replicabilidad y el alcance de proyectos dentro del esquema de Ejido Solar, por ejemplo, aumentar el límite de capacidad, establecer nuevos mecanismos de contraprestación y permitir la generación distribuida colectiva. Para contar con estas mejoras, es necesario modificar la Ley de Transición Energética.
- SENER, CRE, CENACE y CFE Distribución deberán actuar de manera coordinada para asegurar la expansión y modernización de las RGD para que estas no sean una limitante al desarrollo de proyectos.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Mapas de Irradiación Directa Normal (DNI, por sus siglas en inglés).	(NREL, s.f.b)
S.2	Ubicación y extensión territorial de los Ejidos y Comunidades Agrarias existentes en cada región de estudio.	(Registro Agrario Nacional, RAN, s.f.) (Registro Agrario Nacional, RAN, 2022)
S.3	Capacidad en base a diseño estándar efectuado durante el desarrollo del proyecto Ejido Solar: 495.72 GW. (Capacidad inferior a 500 kW, requisito para GD).	

Resultados

Potencial de mitigación en 2060 respecto a Línea Base: 12.02 MtCO₂e.



Medida D-20. Impulso a la Generación Distribuida cooperativa o colectiva: Ejidos Solares

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costo de inversión 0.89 USD/MW.	(Castro <i>et al.</i> , 2021)
S.2	Costos de operación y mantenimiento: 0.04 USD/MW.	(Castro <i>et al.</i> , 2021)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	\$1.89 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	------------------------------------	--------------------

Medida D-21. Impulso a la Generación Distribuida residencial: Hogares Solares

Descripción de la medida

Hogares Solares es un proyecto que tiene por finalidad instalar sistemas de generación fotovoltaica en los techos de los hogares bajo la figura legal de Generación Distribuida (GD).

Parte de la problemática que atiende este proyecto es que el costo de generación que absorbe CFE Suministro Básico es usualmente más alto que la tarifa subsidiada por el Estado. Por ello, para saldar esta diferencia, se canalizan cuantiosas cantidades monetarias en forma de subsidios que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) otorga a la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Esta canalización constituye recursos públicos que podrían tener un mejor uso a través de proyectos sociales.

Para liberar el recurso destinado al subsidio eléctrico, la instalación de techos solares en los hogares mexicanos lograría ahorrar el costo de generación lo suficiente como para que el subsidio no tenga que existir. Aunado a lo anterior, los techos solares, al acercar la generación al consumo reducirían el costo de transmisión y distribución, sobre todo en las zonas más cálidas del país, donde la generación solar cubriría el aumento de la demanda ocasionado por el uso de sistemas de acondicionamiento térmico (entiéndase aires acondicionados).

Asimismo, el propósito es instalar una capacidad lo suficientemente alta no sólo para satisfacer las necesidades de cada vivienda, sino para que exista excedente que se mande a la red y pueda ser consumida por otros usuarios. El pago mensual por parte del usuario, en concepto de arrendamiento del techo solar a CFE, deberá de ser entre 15-20% por debajo del pago actual de electricidad, y el usuario deberá comprometerse a ceder 100% de la energía excedente a la CFE (ICM, 2022).

En resumen, esta medida transforma una carga para el erario en una inversión en generación limpia, lo que alivia la carga financiera para CFE.



Medida D-21. Impulso a la Generación Distribuida residencial: Hogares Solares

Condiciones habilitadoras

- Reconocimiento del esquema Hogares Solares como una alternativa para ampliar la capacidad de generación renovable en modalidad distribuida a nivel nacional, de manera que se pueda incluir en instrumentos de planeación en los tres órdenes de gobierno.
- Socialización de los beneficios en salud, empleo, precios de la energía, etc., relacionados con las energías limpias renovables.
- Creación de un sistema de información en donde se identifiquen las zonas de mayor impacto positivo y rentabilidad de la instalación para ampliar el alcance y beneficios de la generación limpia renovable en el esquema Hogares Solares. Esto se puede realizar de manera coordinada entre gobiernos estatales y municipales, junto con la academia y la sociedad civil, con el respaldo de la autoridad federal.
- Es necesaria la promoción del fortalecimiento y creación de capacidades por parte de la SENER, en conjunto con entidades especializadas como ASOLMEX, hacia empresas dedicadas a la instalación de techos solares.
- En relación con el punto anterior, la SENER, el INEEL y entidades académicas deben coordinarse para poner en marcha esquemas de certificación para instalaciones y empresas desarrolladoras de proyectos solares fotovoltaicos en techos.
- SENER, CRE, CENACE y CFE Distribución deberán actuar de manera coordinada para asegurar la expansión y modernización de las RGD para que estas no sean una limitante al desarrollo de proyectos.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Mapas de Irradiación Directa Normal (DNI, por sus siglas en inglés).	(NREL, s.f.b)
S.2	Número de viviendas registradas por región de estudio.	(Instituto Nacional de Geografía y Estadística, INEGI, 2021)
S.3	3 kW/vivienda. 2 kW/vivienda. 1.5 kW/vivienda. En función de la zona del país.	(Comisión Reguladora de Energía, CRE., 2022)

Resultados

Potencial de mitigación en 2060 respecto a Línea Base: 22.28 MtCO₂e.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costo de inversión 0.89 USD/MW.	(Castro <i>et al.</i> , 2021)
S.2	Costos de operación y mantenimiento: 0.04 USD/MW.	(Castro <i>et al.</i> , 2021)



Medida D-21. Impulso a la Generación Distribuida residencial: Hogares Solares

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	-\$80.62 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	--------------------------------------	--------------------



Medida D-22. Impulso a Generación Distribuida FV en edificios públicos

Descripción de la medida

La generación distribuida de energía solar fotovoltaica en edificios públicos es una medida que consiste en la instalación progresiva de sistemas fotovoltaicos en azoteas y terrenos disponibles de los edificios públicos federales, estatales y municipales. Con ello, se buscará cubrir la mayor parte del consumo eléctrico de estos edificios con fuentes renovables. Esta medida tiene gran relevancia, sobre todo en las grandes urbes. Sin embargo, alrededor del mundo, las ciudades que se han impuesto metas de generación de energía mediante fuentes renovables tienen poblaciones en un rango de 100,000 a 500,000 habitantes, lo cual caracteriza a ciudades pequeñas y deja a las megaurbes fuera del alcance de estas metas. Dichas metrópolis tienen un impacto significativo en la generación de GEI, y salvo pequeñas excepciones, 95% de las ciudades que tienen el mayor potencial solar no han impuesto metas de energías renovables; solamente 6% de las ciudades con ubicación privilegiada en términos de irradiación solar han impuesto dicha meta, y solamente para 2% de ellas la meta es de 100% (IRENA, 2020). Lo anterior evidencia el potencial no aprovechado para esas ciudades, que debe ser tomado en consideración por los tomadores de decisiones, para que ellos implementen planes de acción al respecto.

En varias comunidades, el abastecimiento continuo de energía eléctrica es de vital importancia para garantizar servicios esenciales para la sociedad. Particularmente los servicios públicos de emergencia —como hospitales, estaciones de policía y bomberos— no pueden permitirse estar sin electricidad. El Departamento de Energía de los Estados Unidos de Norteamérica indica los beneficios de esta práctica en momentos de operación normal de la red (DoE, 2019):

- Reducción de costos: los sistemas de energía solar fotovoltaica pueden ayudar a los edificios públicos a reducir sus costos de energía, ya que la energía solar es una fuente de energía renovable y gratuita.
- Mejora de la resiliencia: los sistemas de energía solar fotovoltaica pueden ayudar a los edificios públicos a mejorar su resiliencia ante cortes de energía, ya que pueden generar su propia energía e incluso almacenarla.
- Reducción de emisiones: la generación de energía solar fotovoltaica no produce emisiones de GEI, lo que contribuye a la lucha contra el cambio climático.

Para agilizar la penetración de esta medida, se pueden impulsar mecanismos financieros o de mercado novedosos y adecuados. Por ejemplo, el subarrendamiento de los equipos con empresas locales que administren los sistemas de generación e incluso almacenamiento de energía eléctrica. Este mecanismo permitiría a los edificios públicos acceder a los beneficios de la generación distribuida de energía solar fotovoltaica sin tener que asumir la inversión inicial ni la responsabilidad de la operación y mantenimiento de los sistemas. De forma similar surgen las entidades paraestatales con capacidades de empresas de servicios energéticos (ESCOs por sus siglas en inglés), que además de generar energía para el propio gobierno, sirven como un brazo de desarrollo económico de las entidades subnacionales capaz de mejorar las finanzas públicas.



Medida D-22. Impulso a Generación Distribuida FV en edificios públicos

Condiciones habilitadoras

- Realizar una evaluación de los edificios públicos de manera georreferenciada, de manera que pueda establecerse una aproximación de la energía que podrían ahorrarse.
- Lanzamiento de programas de implementación primeramente diseñados para ser financiado con recursos públicos.
- Lanzar programas de implementación de mecanismos financieros o de mercado que fortalezcan las capacidades para adquirir y generar energía para uso público.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Mapas de Irradiación Directa Normal (DNI, por sus siglas en inglés).	(NREL, s.f.b)
S.2	Número de edificios públicos registrados por región de estudio.	(Instituto Nacional de Geografía y Estadística, INEGI, 2021)
S.3	7.2 kWp.	(Comisión Reguladora de Energía, CRE., 2022)

Resultados

Potencial de mitigación en 2060 respecto a Línea Base: 0.56 MtCO_{2e}.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costo de inversión: 0.8g USD/kW.	(Castro <i>et al.</i> , 2021)
S.2	Costo de Operación y Mantenimiento: 0.04 USD/kW.	(Castro <i>et al.</i> , 2021)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA) **-\$171.83 USD/tCO_{2e}** Elaboración propia



D.3.5. Flexibilidad, almacenamiento y otros vectores de la transición energética

Medida D–23. Establecimiento de regulación e incentivos para el control de demanda: gestión de horarios de carga de vehículos eléctricos

Descripción de la medida

La Respuesta a la Demanda o Control de Demanda implica ofrecer incentivos para cambiar o eliminar la demanda de electricidad en los mercados mayoristas y auxiliares de energía para ayudar a equilibrar la red en momentos de congestión o bajos márgenes de reserva operativa. Esta flexibilidad será cada vez más importante a medida que las redes progresen hacia una alta concentración de fuentes de energía variable, como la eólica y la solar fotovoltaica.

La Respuesta a la Demanda se basa en dos mecanismos principales: programas basados en precios (o respuesta implícita a la demanda), que utilizan señales de precios y tarifas para incentivar a los consumidores a cambiar el consumo, y programas basados en incentivos (o respuesta explícita a la demanda), que realizan pagos directos a consumidores que cambian la demanda como parte de un programa de respuesta del lado de la demanda (IEA, s.f.).

En México, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) define la demanda controlable como “la demanda que los usuarios finales o sus representantes ofrecen reducir en un momento determinado” (CRE, s.f.). Más formalmente, el Control de Demanda (CD) se define como: “Centros de Carga que tienen la capacidad de responder a las instrucciones de disminuir su consumo de energía eléctrica en tiempo real”. (SENER, 2015a). Asimismo, la CRE establece que los incentivos se ofrecerán por la Entidad Responsable de Carga, que representa el Centro de Carga a través de las ofertas de compra en el Mercado de Tiempo Real”

Adicionalmente, la categoría de control automático de consumo se refiere a reducción de la demanda a través del *Internet of Things* (IoT). De esta manera, cuando la demanda se incrementa súbitamente, el operador central reduce automáticamente o incluso apaga determinados equipos o dispositivos —por ejemplo: luces, aire acondicionado, aparatos de oficina, luces de estacionamientos o equipos en fábricas— siempre y cuando sus dueños inicialmente los hayan inscrito al programa de control de demanda. Lo anterior permite reducir las emisiones de GEI, debido a que en vez de despachar nuevas centrales que potencialmente utilicen combustibles fósiles, sólo se regula la demanda para adaptarla a la generación actual.

En el CD, la gestión de horarios de carga de vehículos eléctricos jugará un papel fundamental en los próximos años ya que como puede apreciarse en el escenario de emisiones netas cero, el sector transporte se electrificará y surgirá como el segundo sector de mayor consumo de electricidad. El problema consiste en que, si un número importante de usuarios de autos eléctricos se conectan en horas de alta demanda —que usualmente ocurre al anochecer, a las mismas horas en que buena parte de la población regresaría a su hogar y conectaría su auto—, entonces esto podría elevar sustancialmente el costo de generación, además de incrementar el estrés de la red eléctrica. Considerado lo anterior, es necesario gestionar los mejores horarios para cargas masivas de autos, mediante la creación de incentivos y una tarifa específica para la carga de vehículos eléctricos. De esta forma se evitan consumos muy elevados en horarios de demanda alta y se fomenta la carga en horarios donde hay excedente de generación, al migrar una parte significativa del consumo a las horas centrales del día, cuando existe una aportación importante de las centrales solares.



Medida D-23. Establecimiento de regulación e incentivos para el control de demanda: gestión de horarios de carga de vehículos eléctricos

Condiciones habilitadoras

- Establecimiento de regulaciones y mecanismos de compensación que provocarán que se agregue más capacidad de respuesta a las variaciones de demanda.
- Diseño de mecanismos de mercado para la compensación del servicio de Respuesta a la Demanda por parte de los consumidores.
- Diseño de tarifas especiales que incluyan el concepto de Respuesta o Control de Demanda desde una perspectiva de justicia social, con enfoques diferenciados para usuarios industriales, comerciales, residenciales o agrícolas.
- Establecimiento de regulación y tarifas específicas para la carga de vehículos eléctricos que se adapten a las necesidades del sistema, por parte de la CRE.
- Implementación y seguimiento de una planeación adecuada que considere la integración de vehículos eléctricos a la red en los próximos años, y estudie cómo se modificarán los patrones generales de consumo, por parte de la SENER. Además, en conjunto con el CENACE, realizar los análisis pertinentes para comprobar la resiliencia del sistema ante estos cambios y proponer los ajustes pertinentes.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se estimó que para 2060 la curva de carga de vehículos eléctricos responderá a un patrón en el que se maximice el aprovechamiento de carga en las horas centrales del día en los espacios de trabajo. De esta forma se maximiza el aprovechamiento de la producción procedente de las centrales solares fotovoltaicas de gran y pequeña escala.	(Alvarez et al., 2021)



Medida D-24. Impulso al almacenamiento energético a gran escala mediante bombeo hidráulico

Descripción de la medida

El bombeo hidráulico es una tecnología de almacenamiento que aprovecha la diferencia de alturas entre dos embalses de agua, para almacenar y liberar energía eléctrica cuando es necesario. Durante periodos de exceso de energía en la red eléctrica y sujeto al precio de la electricidad, se bombea agua desde el embalse de menor altura hasta el embalse superior, lo que crea un almacenamiento en forma de la energía potencial del agua. Cuando la demanda de energía aumenta o hay escasez en la generación eléctrica y ha aumentado el precio, el agua almacenada en el embalse de mayor altura se deja caer a través de turbinas hidráulicas para generar electricidad. Esta energía eléctrica generada se inyecta nuevamente en la red para satisfacer las necesidades de consumo. Hacia el final de 2018, 94% de la capacidad de almacenamiento a nivel global era de bombeo hidráulico con un total de 1,223 GW de capacidad instalada (IHA, 2023).

Este mecanismo de almacenamiento favorece la penetración a gran escala de tecnologías renovables, ya que otorga flexibilidad y confiabilidad al sistema eléctrico. Además, reduce el vertimiento y es capaz de ofrecer elevadas capacidades de rampa, al incrementar su potencia en cortos periodos de tiempo, y permite entregar energía durante largos periodos de tiempo de forma sostenida.

Condiciones habilitadoras

- Establecimiento de una figura en la regulación reconocida como participante del mercado para la práctica del almacenamiento de energía eléctrica, por parte de la CRE y SENER; esto otorgará certidumbre y confianza para el desarrollo de este tipo de proyectos.
- Creación de mecanismos de financiamiento e incentivos para el desarrollo de proyectos de almacenamiento, para el aumento de la capacidad de almacenamiento a gran escala mediante bombeo.
- Identificación de las ubicaciones específicas del sistema que se consideren estratégicas para el desarrollo de proyectos de almacenamiento que potencien la penetración de energías renovables para aportar confiabilidad al sistema, por parte del CENACE.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Ubicación (nodo) de cada sistema de bombeo hidráulico adicionado.	(Acuña, 2022)
S.2	Potencia en términos de capacidad instalada para carga y descarga (MW) y capacidad de almacenamiento energético (MWh) de cada sistema.	(Acuña, 2022)
S.3	Eficiencia de ciclo completo de los sistema de bombeo hidráulico.	(Huggins, 2016)
S.4	Potencia horaria de carga, potencia horaria de descarga y estado de carga horario del sistema en el año 2060.	Obtenido a través simulación en SAInt.



Medida D-25. Impulso al almacenamiento energético mediante baterías a gran escala

Descripción de la medida

Las baterías a gran escala son sistemas con capacidad de almacenar grandes cantidades de energía eléctrica en forma de energía química, durante periodos de baja demanda o excedente de generación. Las baterías utilizadas en este contexto son en su mayoría de ion-litio, debido a su alta densidad de energía, eficiencia en el ciclo de carga y descarga, y larga vida útil. Otros tipos de baterías, como las de flujo y las de sodio-azufre, también se están investigando y desplegando para aplicaciones de almacenamiento masivo a gran escala (Huggins, 2016).

Cuando la demanda de electricidad es alta o la generación de energía renovable es insuficiente, las baterías descargan la energía almacenada rápidamente, para suministrar electricidad adicional a la red. Este proceso, conocido como descarga, permite estabilizar la frecuencia del sistema eléctrico, gestionar las fluctuaciones de la demanda y, en muchos casos, evitar cortes de energía.

Dada esta capacidad de almacenamiento y de rápida respuesta es que las baterías permiten otorgar flexibilidad al sistema y suavizar la variabilidad inherente a las fuentes de energía renovable. Además de su capacidad para integrar fuentes de energía renovable, el almacenamiento mediante baterías ofrece beneficios en términos de servicios auxiliares para la red eléctrica, como la regulación de la frecuencia y la reserva de capacidad. Vale la pena destacar que, actualmente, el uso mayoritario de baterías ion-litio se da para respuesta rápida en lugar de almacenamiento masivo, es decir para responder ante las variaciones entre la generación y la demanda —como las ocurridas al declinar la generación solar y aumentar la demanda— y no para sostener largos periodos de generación.

Condiciones habilitadoras

- Establecimiento de una figura en la regulación reconocida como participante del mercado para la práctica del almacenamiento de energía eléctrica, por parte de la CRE y SENER, lo que otorgará certidumbre y confianza para el desarrollo de este tipo de proyectos.
- Creación de mecanismos de financiamiento e incentivos para el desarrollo de proyectos de almacenamiento, para el aumento de la capacidad de almacenamiento a gran escala mediante baterías a gran escala.
- Identificación de las ubicaciones específicas del sistema que se consideren estratégicas para el desarrollo de proyectos de almacenamiento que potencien la penetración de energías renovables para aportar confiabilidad al sistema, por parte del CENACE.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Potencia de carga y descarga (MW) y capacidad de almacenamiento energético (MWh) por nodo para funcionamiento óptimo del sistema en 2060.	Obtenido a través de simulación en SAInt y retroalimentación con PTEJ.
S.2	Adición anual de almacenamiento términos de potencia (MW) y energía (MWh) a través de baterías a gran escala.	Aproximada a través del modelo PTEJ.



Medida D-26. Impulso a la incorporación de baterías en los sistemas de generación distribuida

Descripción de la medida

La medida utiliza la tecnología de almacenamiento de energía en baterías, aplicada a los sistemas de Generación Distribuida (GD), que idealmente serán de tecnología solar fotovoltaica. En modalidad GD, las baterías dan la posibilidad a los usuarios de ser partícipes en el sistema eléctrico al almacenar, consumir y entregar energía, lo que ayuda a satisfacer la demanda eléctrica a cambio de una remuneración. Este tipo de sistemas, también pueden apoyar a comunidades enteras a ser autosuficientes, y así reducir la carga para el sistema eléctrico. Asimismo, el establecimiento de estos sistemas implícitamente impulsa la integración de tecnologías renovables en la medida que dan flexibilidad al sistema.

Condiciones habilitadoras

- Otorgar facilidades de financiamiento a baterías pequeñas y de mediana escala.
- Establecimiento de la regulación pertinente para que, junto con control de demanda, se da certeza legal y también se establezcan los incentivos necesarios para que los usuarios adquieran este tipo de sistemas.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Potencia de carga y descarga (MW) y capacidad de almacenamiento energético (MWh) por nodo para funcionamiento óptimo del sistema en 2060.	Obtenido a través de simulación en SAInt y retroalimentación con PTEJ.
S.2	Adición anual de almacenamiento en términos de potencia (MW) y energía (MWh) a través de baterías en sistemas GD.	Aproximada a través del modelo PTEJ.
S.3	Se asume una capacidad de almacenamiento de 4 horas.	(NREL, 2023)



D.4. Ruta para el escenario de emisiones netas cero

El escenario de emisiones netas cero del sector eléctrico se construyó orientado a la mayor mitigación de emisiones posible bajo consideraciones de orden técnico-tecnológicas, económicas, ambientales y sociales.

De manera similar a la línea base, el consumo de energía que el sistema eléctrico debe satisfacer fue proyectado a través de la modelación de abajo hacia arriba (*bottom-up*) de cada uno de los sectores, pero en este caso con sus medidas particulares de mitigación. Por tanto, la demanda eléctrica de cada sector se ve modificada respecto de la línea base por dos tendencias de cambio: la electrificación de usos finales que aumenta el consumo y las medidas de eficiencia energética que lo disminuyen.

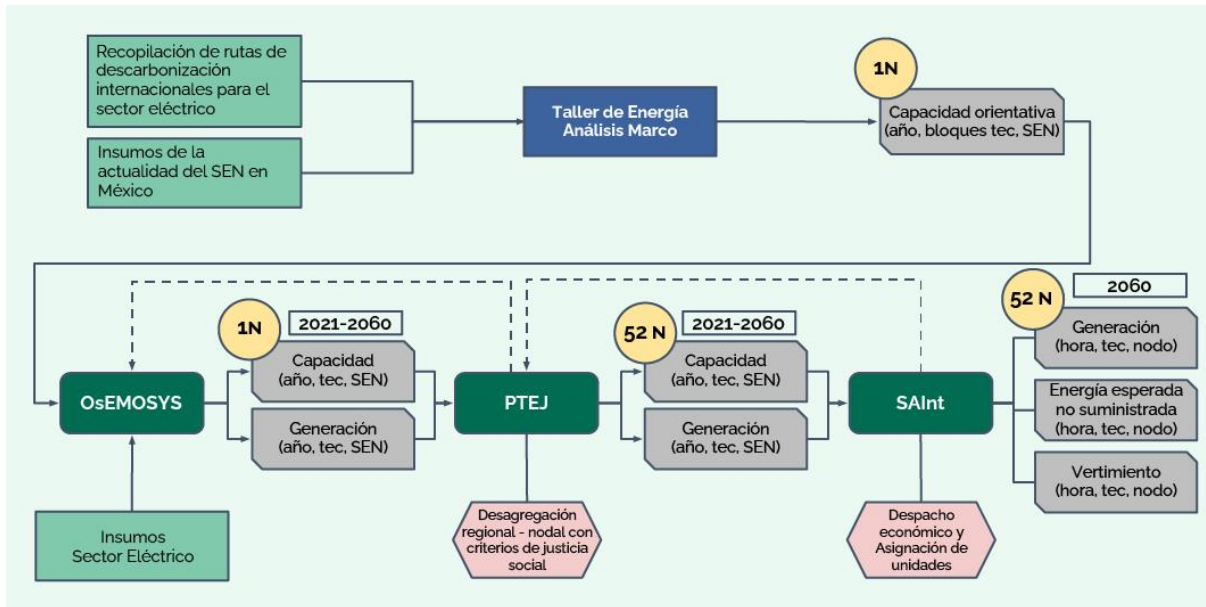
Por otro lado, el potencial de distintas tecnologías de generación eléctrica, tanto existentes como futuras, fue determinado tras un amplio estudio del contexto nacional e internacional. Posteriormente, el modelo OSeMOSYS/CLEWs se utilizó para integrar las rutas de descarbonización de los sectores. Como resultado de esto, se obtuvo la expansión de capacidad del sistema eléctrico hasta 2060, junto con la generación anual de cada tecnología.

Luego, se procedió a realizar un análisis de factibilidad del sistema propuesto por OSeMOSYS/CLEWs. Esto se realizó en varias fases. Primero se hizo una desagregación detallada tanto a nivel regional como temporal de la capacidad y la demanda para 2060; esta desagregación incluye consideraciones ambientales, sociales y de potencial energético, y se realizó con un modelo desarrollado por ICM (llamado PTEJ). Una vez desagregado el sistema eléctrico en las 52 regiones de transmisión y en las 8,760 horas del año 2060, se corrió el modelo de despacho SAInt para simular la operación del sistema y comprobar que el sistema eléctrico es capaz de funcionar y satisfacer la demanda de energía en términos operativos.

Por último, se realizaron iteraciones entre los tres modelos a fin de optimizar y converger las salidas de los modelos para obtener el resultado final de la ruta de emisiones netas cero del sector eléctrico. A manera de resumen, la metodología descrita se muestra en la Figura 22. Los componentes operativos de la ruta a largo plazo en el ENO se muestran en las siguientes secciones.



Figura 22. Diagrama de la metodología seguida para la modelación de la ruta de emisiones netas cero.



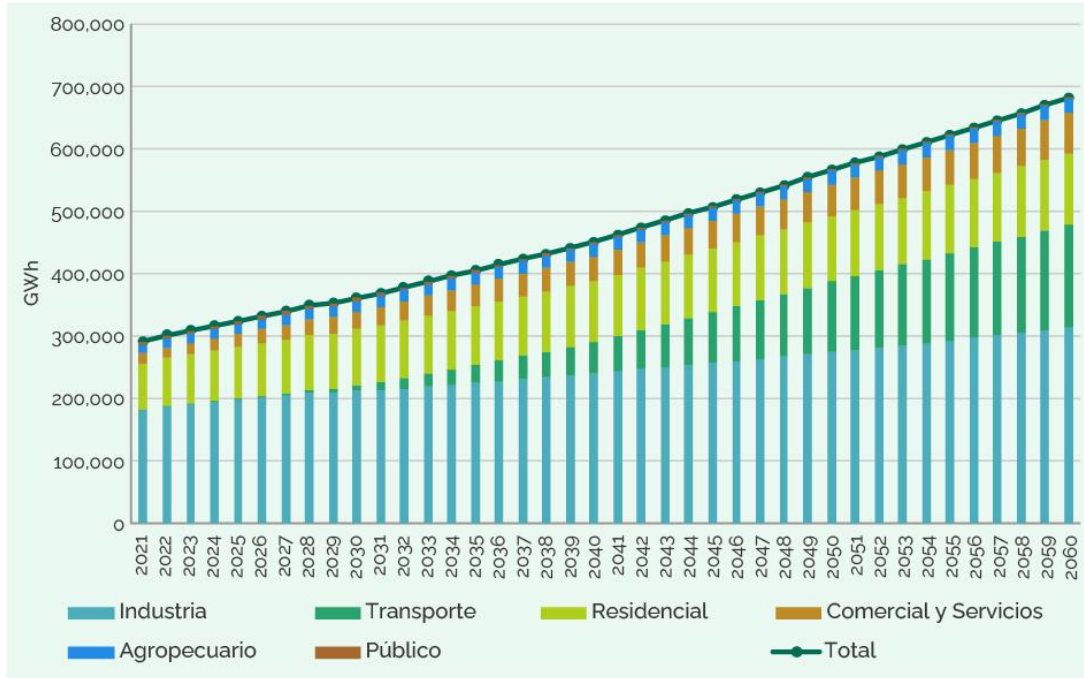
Fuente: Elaboración propia.

D.4.1. Consumo de electricidad

Para la ruta de emisiones netas cero del sector eléctrico se estimó que el consumo eléctrico integrado por todos los sectores alcanzará 681,165 GWh en 2060, que es un valor cerca de 6% menor que el del escenario base. Esto es debido a que las medidas de eficiencia energética representan una reducción del consumo mayor al aumento que implica la electrificación. La Figura 23 muestra la proyección del consumo eléctrico por sector.



Figura 23. Proyección del consumo de energía eléctrica por sector.



Fuente: Elaboración propia. a partir de resultados del proceso de modelación.

Como puede apreciarse, en todos los sectores, a excepción del público, se aprecia un incremento en el consumo. Destaca el sector transporte, ya que la electrificación vehicular pasa de 1,113.40 GWh en 2021, a 165,244.92 GWh en 2060. Otro sector de alto impacto para el sistema eléctrico es el industrial, que casi se duplica, al pasar de 181,172.34 GWh en 2021, a 313,653.20 GWh en 2060. En la Tabla 8, se muestra la diferencia entre la línea base y el escenario de emisiones netas cero para cada sector. Así puede apreciarse que, excepto el sector transporte, todos ven reducido su consumo en el escenario de emisiones netas cero frente al de línea base, como resultado de las medidas de eficiencia energética. La reducción del consumo de estos sectores es suficiente para mitigar el impacto de la electrificación del sector transporte.

Tabla 8. Consumo eléctrico por sector (GWh) en 2060.

Sector	Línea base	Emisiones Netas Cero	Variación Porcentual
Agropecuario	37,458	23,222	-38%
Industria	326,033	313,653	-4%
Comercial y Servicios	69,705	63,942	-8%
Residencial	141,900	113,844	-20%
Público	6,305	1,258	-80%
Transporte	145,595	165,245	+13%
Total	726,998	681,165	-6%

Fuente: Elaboración propia. a través de los resultados del proceso de modelación.



Es importante notar que, pese a la electrificación de los sectores inherente al escenario de descarbonización, la aplicación de las medidas de eficiencia energética provoca una reducción en el consumo total de energía respecto al escenario base en 2060. El sector transporte es el único en el que el consumo es mayor (+13%).

D.4.2. Pérdidas en transmisión y distribución

Para la proyección de las pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución eléctrica en el escenario de emisiones netas cero se asume que las pérdidas técnicas hacia 2060 disminuyen con respecto al escenario base en 2021; así, para la RNT el porcentaje disminuye de 2.55% a 1.95 %, y para la RGD el porcentaje disminuye de 5.37% a 4.37% (ERCOT, s.f.). Para las pérdidas no técnicas de las RGD, se establece que se tendrá un porcentaje de 0.05% remanente en 2060, tras la aplicación de la medida correspondiente, respecto de 4.87% en 2021.

D.4.3. Instalación de generación distribuida

Se prevé que para una ruta de emisiones netas cero la generación distribuida juegue un papel protagónico, hasta alcanzar 43.23 GW en el año 2060. Esto gracias a la implementación de 4 medidas que se verán con más detalle en secciones posteriores (ver Tabla 9).

Tabla 9. Proyección de capacidad y generación eléctrica bajo la modalidad de generación distribuida en el escenario de emisiones netas cero.

ENo	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Capacidad (GW)	2.0	6.57	13.3	20.26	25.58	30.33	35.1	39.5	43.2
Generación (GWh)	3,763.3	11,365.2	22,843.4	35,255.9	44,637.1	53,072.0	61,552.5	69,418.9	76,270.5

Fuente: Elaboración propia, a través de los resultados del proceso de modelación.

D.4.4. Evolución de capacidad instalada por tecnología

Por otra parte, en términos de capacidad, el proceso de optimización establece la proyección mostrada en la Tabla 10 para la adición de capacidad limpia o renovable, y retiro planificado de centrales fósiles. Asimismo, en la Figura 24 puede observarse la evolución de la capacidad instalada que conformaría la matriz de generación eléctrica anual para la ruta propuesta.



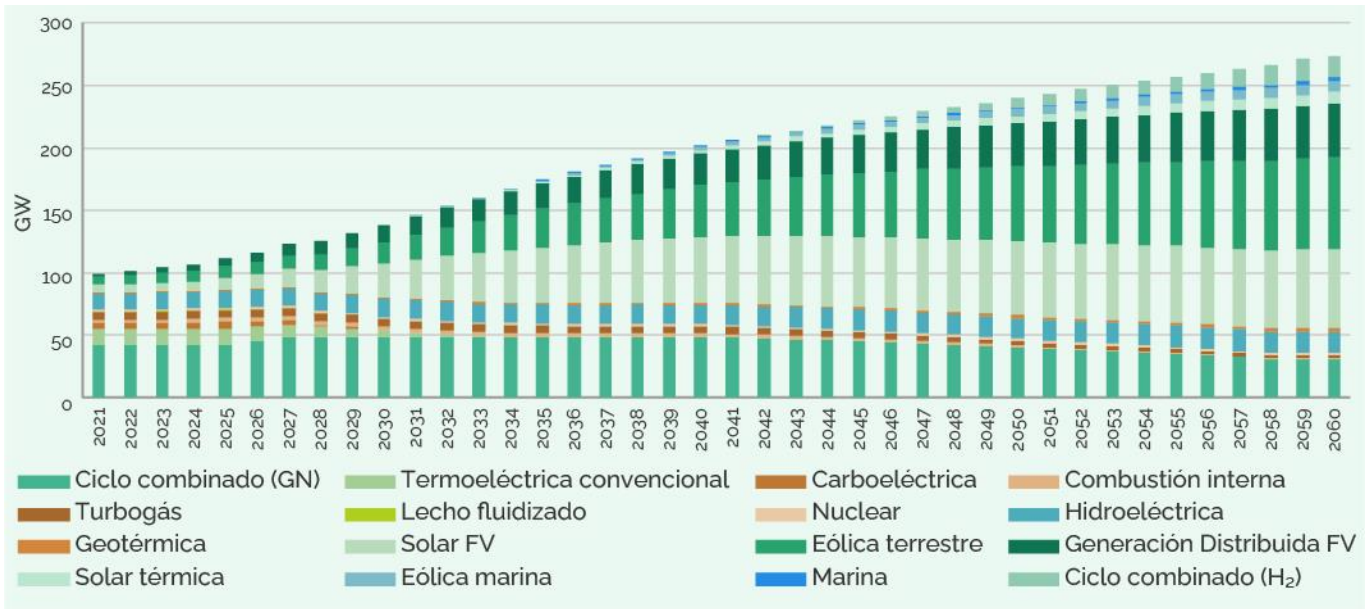
Tabla 10. Evolución de la capacidad instalada en el escenario de emisiones netas cero (GW).

	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Ciclo combinado (GN)	41.87	42.57	48.35	48.35	48.35	45.50	40.28	35.32	31.23
Termoeléctrica convencional	12.75	12.75	5.44	0.20	-	-	-	-	-
Carboeléctrica	5.50	5.50	-	-	-	-	-	-	-
Combustión interna	2.19	3.05	3.05	3.03	2.91	2.27	1.49	0.71	0.23
Turbogás	6.05	6.13	6.13	6.09	5.75	4.82	3.65	2.98	2.39
Lecho fluidizado	0.58	0.58	-	-	-	-	-	-	-
Nuclear	1.63	1.63	1.63	1.63	1.63	1.63	1.63	1.63	1.63
Hidroeléctrica	13.02	13.41	14.42	15.11	15.63	16.13	16.63	17.13	17.63
Geotérmica	0.99	1.02	1.25	1.54	1.81	2.10	2.37	2.66	2.94
Solar FV	6.03	9.25	26.92	44.62	52.47	56.47	59.05	61.27	63.21
Eólica terrestre	6.45	9.13	17.52	30.77	41.77	51.52	59.77	67.27	73.27
Generación Distribuida FV	2.03	6.57	13.29	20.26	25.58	30.33	35.08	39.45	43.23
Solar térmica	-	-	-	0.81	2.45	4.12	5.84	7.55	9.24
Eólica marina	-	-	-	0.98	2.43	3.92	5.46	7.07	8.76
Marina	-	-	-	0.03	0.35	0.90	1.60	2.30	3.04
Ciclo combinado (H ₂)	-	-	-	-	-	2.19	6.85	12.00	17.11
TOTAL	99.09	111.57	137.99	173.41	201.13	221.90	239.71	257.35	273.92

Fuente: Elaboración propia. a partir de los resultados del proceso de modelación.



Figura 24. Proyección de la capacidad instalada por tecnología para el escenario de emisiones netas cero.



Fuente: Elaboración propia. a partir de los resultados del proceso de modelación.

En cuanto a adición de capacidad fósil, es conveniente destacar que se considera exclusivamente la instalación de las centrales anunciadas en el Plan de Negocios de CFE 2023-2027 (CFE, 2023) que ya se encuentran en construcción y en disposición de financiamiento y son centrales de ciclo combinado, turbogás y combustión interna. Después de 2027, no se producen adiciones de capacidad fósil.

Por lo que respecta a los retiros de capacidad fósil, se plantea que antes de 2030 se retirarán de operación todas las centrales carbouléctricas y de lecho fluidizado, mientras que después de 2035 ya no quedarán centrales termoeléctricas convencionales operativas. Para 2060, la capacidad de combustión interna se reduce hasta 0.62 GW, y la de tecnología turbogás hasta 3.59 GW. La capacidad de ciclos combinados crece durante la primera década hasta alcanzar 48.34 GW —debido a las adiciones mencionadas— y posteriormente se reduce hasta 31.23 GW en 2060.

En cuanto a la adición de energía limpia, se prevé un fuerte crecimiento de la capacidad fotovoltaica a gran escala, que pasa de 6.03 GW en 2021, hasta 63.21 GW en 2060; es decir, tiene un crecimiento de 10 veces la capacidad actual. Lo mismo ocurre con la eólica terrestre, al pasar de 6.45 GW a 73.27 GW en el mismo periodo. La capacidad solar fotovoltaica en generación distribuida también experimenta un crecimiento considerable, al pasar de 2.03 GW en 2021, a 43.23 GW en 2060. Estas tecnologías son las que experimentan mayor crecimiento, ya que entre las tres suman cerca de 180 GW en 2060, lo cual representa el triple de la capacidad de todo el sistema eléctrico nacional en 2021. Esto es una muestra del nivel de ambición de este escenario.



La tecnología hidroeléctrica experimenta un crecimiento más moderado a través de la incorporación de centrales de agua fluyente, al pasar de 13.02 GW en 2021, hasta 17.63 GW en 2060, y la capacidad geotérmica crece de 0.99 GW en 2021, hasta 2.94 GW en 2060.

Por otro lado, se adicionan tecnologías nuevas a la matriz de generación a lo largo del periodo. Las centrales de tecnología eólica marina comienzan a entrar en operación desde 2031, hasta alcanzar 8.76 GW en 2060. Por su parte, las centrales solares térmicas (concentración solar) comienzan a entrar de forma significativa en la matriz a partir de 2031, hasta alcanzar 9.24 GW en 2060. Por último, las centrales con tecnologías marinas que extraen energía de las olas o las corrientes, comienzan a entrar al sistema a partir de 2035, y alcanzan 3.04 GW en 2060.

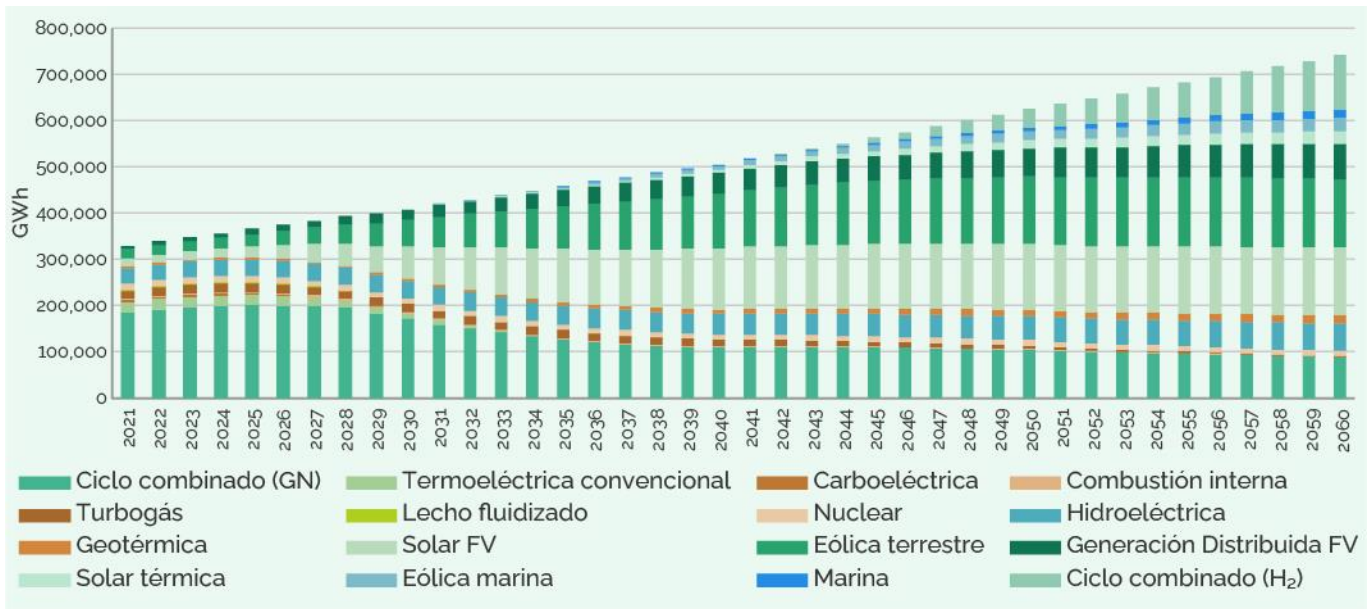
Adicionalmente, en la ruta se considera un proceso de reacondicionamiento de ciertas centrales de ciclo combinado estratégicamente seleccionadas para el uso de hidrógeno verde como combustible. El proceso de reconversión inicia en 2042, y alcanza 17.11 GW reconvertidos en 2060.

D.4.5. Escenario a largo plazo de emisiones netas cero con base en la generación por tecnología y el consumo de combustibles

La proyección de la generación por tecnología se destaca por tener una gran diversificación (ver Figura 25), con varias tecnologías que comparten niveles similares de participación. La matriz de generación en 2060 se conforma por eólica terrestre (19.9%), la solar fotovoltaica a gran escala (19.6%), ciclo combinado con combustible hidrógeno verde (15.9%), ciclo combinado con combustible gas natural (12.1%) y solar fotovoltaica en modalidad de generación distribuida (10.3%); el restante 22.2% se distribuye entre las demás tecnologías en cantidades inferiores, entre ellas la hidroeléctrica (7.9%) y la eólica marina (4.0%).



Figura 25. Proyección de generación por tecnología en el escenario de emisiones netas cero.



Fuente: Elaboración propia, a partir de los resultados del proceso de modelación.

Como puede apreciarse, la participación de las tecnologías fósiles desciende notablemente a lo largo del periodo. La energía que estas tecnologías contaminantes dejan de generar se sustituye por las centrales renovables, que además adicionan una cantidad considerable de energía acorde con el incremento del consumo. La Tabla 11 muestra la evolución mencionada en lapsos de 5 años.

Es muy importante notar que, si bien la capacidad instalada de ciclos combinados no tiene una gran disminución —ya que desciende de 48.34 a 31.23 GW durante el periodo de estudio proyectado— el factor de planta (FP) sí tiene una reducción considerable, debido a que estas centrales quedan como apoyo estratégico en ciertas zonas del sistema y abandonan parcialmente su papel como carga base, lo que representa una reducción importante en las emisiones. Por otro lado, vale la pena destacar que la tecnología eólica marina muestra, según las fuentes, un FP elevado; es por ello que, pese a que la penetración de capacidad eólica marina no es tan alta como la de otras tecnologías renovables, su contribución energética es destacable.



Tabla 11. Evolución de la generación por tecnología en el escenario de emisiones netas cero (GWh).

	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Ciclo combinado (GN)	184,872	201,194	172,353	126,183	109,459	109,981	105,867	96,084	89,831
Termoeléctrica convencional	23,200	21,113	10,972	232	-	-	-	-	-
Carboeléctrica	4,494	4,245	-	-	-	-	-	-	-
Combustión interna	2,156	3,458	3,641	3,588	2,949	2,300	1,604	861	143
Turbogás	16,278	17,572	17,573	17,013	13,547	10,095	6,825	4,029	1,340
Lecho fluidizado	4,210	4,210	-	-	-	-	-	-	-
Nuclear	11,606	11,606	11,606	11,606	11,606	11,606	11,606	11,606	11,606
Hidroeléctrica	34,697	35,846	38,178	42,076	45,246	48,467	51,796	55,235	58,783
Geotérmica	4,200	4,328	5,269	7,432	9,798	12,601	14,533	16,280	17,997
Solar FV	17,070	24,535	69,724	114,313	131,648	138,748	141,901	144,009	145,220
Eólica terrestre	21,051	25,906	56,016	93,129	118,007	135,221	144,771	149,380	147,943
Generación Distribuida FV	3,763	11,365	22,843	35,256	44,637	53,072	61,552	69,419	76,271
Solar térmica	-	-	-	2,484	7,510	12,627	17,901	23,146	28,330
Eólica marina	-	-	-	3,307	8,185	13,255	18,504	23,961	29,706
Marina	-	-	-	136	1,935	4,984	8,889	12,776	16,927
Ciclo combinado (H ₂)	-	-	-	-	-	9,854	38,972	75,160	118,175
Total	327,597	365,378	408,175	456,753	504,527	562,811	624,721	681,946	742,270

Fuente: Elaboración propia. a partir de los resultados del proceso de modelación.

D.4.6. Evolución del consumo de combustibles y emisiones de GEI

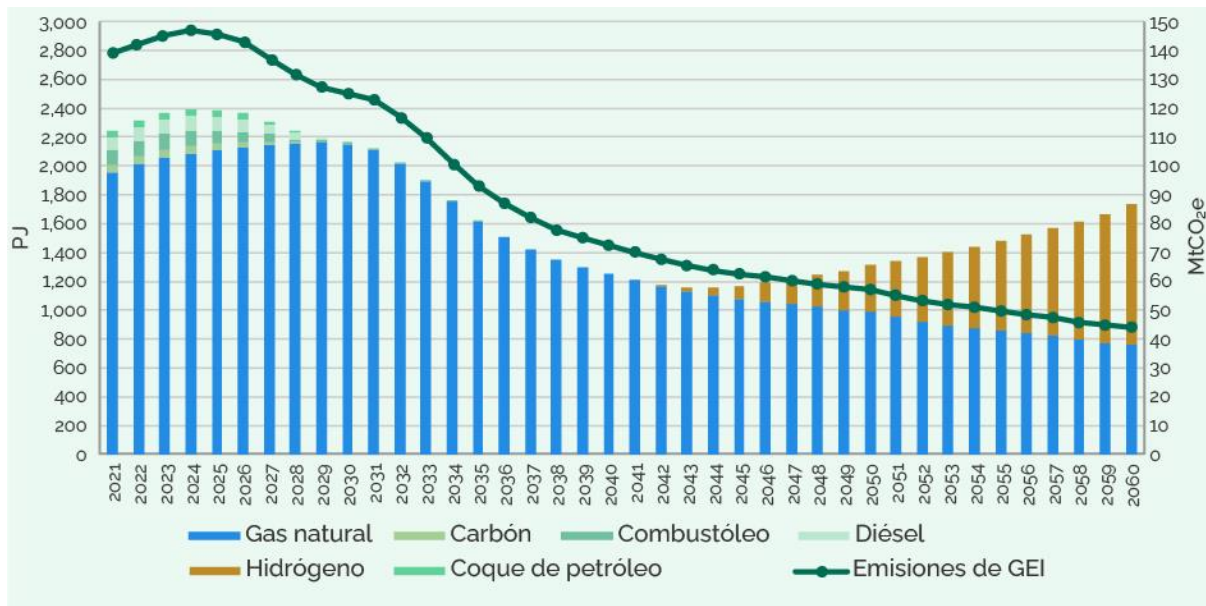
Derivado de lo anteriormente expuesto, el consumo total de combustibles fósiles se verá reducido en gran medida. El consumo de coque de petróleo desaparece por completo en 2029, seguido por el diésel y el carbón en 2030 y el combustóleo en 2035. No obstante, este último se reduce en más de un 80% para el año 2030 y el consumo en los años posteriores es muy bajo, debido al retiro progresivo de las pequeñas centrales termoeléctricas convencionales remanentes.

Por su parte, el consumo de gas natural persiste durante todo el periodo debido a la continuidad de ciclos combinados y turbinas de gas que operarían dentro del sistema; sin embargo, su consumo se reduce en gran medida, hasta representar menos del 15% de lo que se proyectaba en el escenario base para 2060. El consumo anual de gas natural alcanza su máximo cerca en el año 2030, tras lo cual desciende de manera sostenida hasta 2060. Asimismo, se plantea la reconfiguración de ciclos combinados para que operen usando hidrógeno como combustible, lo cual se proyecta a partir de 2042. La evolución del consumo de combustibles se presenta en la Figura 26, así



como las emisiones resultantes por la implementación de las medidas propuestas en las siguientes secciones.

Figura 26. Proyección del consumo de combustibles fósiles y de las emisiones de GEI.



Fuente: Elaboración propia, a partir de los resultados del proceso de modelación.

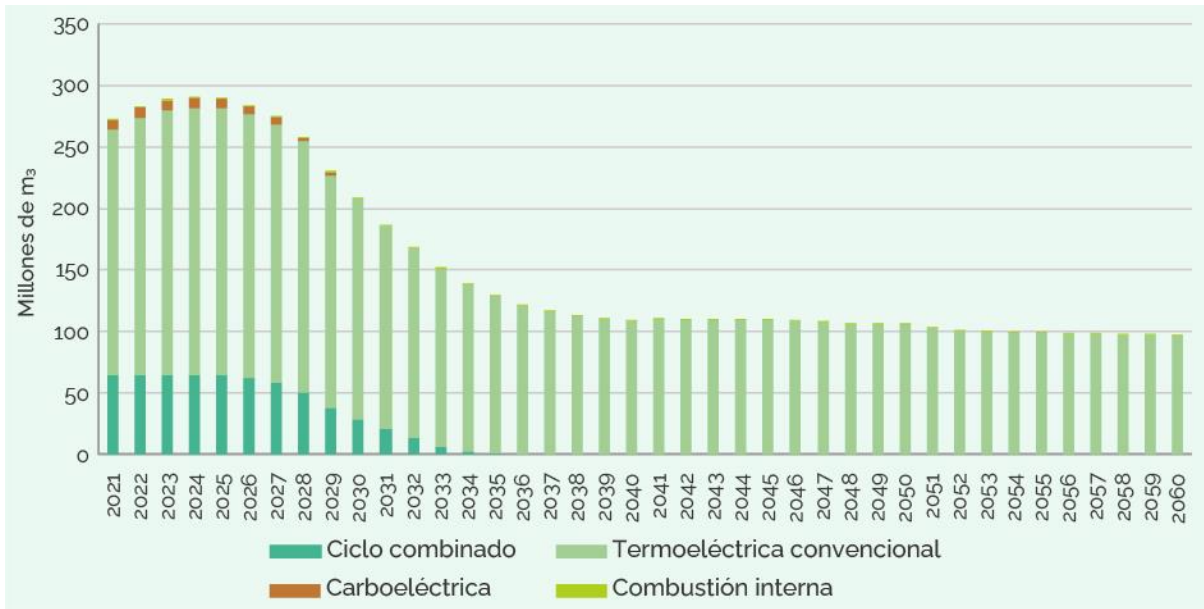
Las emisiones de GEI alcanzan su máximo en 2024 (146.86 MtCO₂e), tras lo cual descienden de forma progresiva de tal manera que, en 2035, tras la salida de la matriz de los combustibles más contaminantes, se alcanzan las 93.32 MtCO₂e. Posteriormente, el descenso continúa, provocado principalmente por el desplazamiento que las energías renovables provocan sobre el gas y la reconversión de centrales de ciclo combinado para el uso de hidrógeno verde a partir de 2042. Finalmente, el mínimo de emisiones del periodo de estudio se alcanza en 2060, con 43.92 MtCO₂e.

D.4.7. Evolución del consumo de agua y uso de territorio

En lo que respecta al consumo de agua para el enfriamiento en sistemas térmicos, los cálculos arrojan que en 2060 será de 97 millones de m³, lo que representa una disminución de 86% con respecto a lo contemplado en la línea base. El consumo máximo se alcanza en 2024 con 291.24 millones de m³ (ver Figura 27). El descenso más pronunciado en los primeros 15 años del periodo se debe principalmente al cierre de todas las centrales termoeléctricas y carboeléctricas. Finalmente, para los ciclos combinados, el consumo se reduce en 84% respecto de lo pronosticado en la línea base.



Figura 27. Proyección de del consumo de agua para enfriamiento en centrales térmicas.

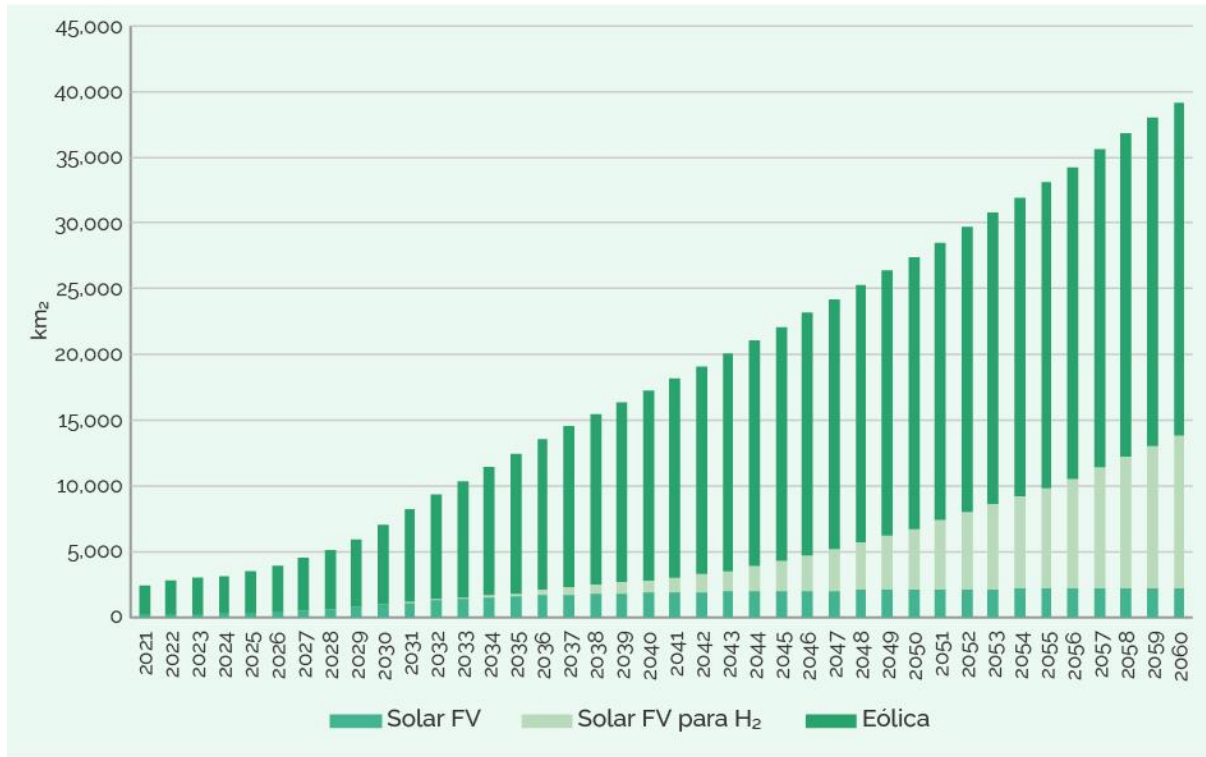


Fuente: Elaboración propia. a partir de los resultados del proceso de modelación.

Por último, en lo concerniente al uso de territorio para la instalación de energías renovables variables, el área final ocupada por sistemas solares fotovoltaicos se estimó de 13,884 km². Es importante señalar que 83,7% de esta área corresponde a sistemas enfocados en la generación de hidrógeno verde. En el caso de sistemas eólicos, el área final obtenida fue de 25,278 km² (ver Figura 28).



Figura 28. Proyección de área ocupada por centrales renovables variables eólica y solar en escenario de emisiones netas cero.



Fuente: Elaboración propia. a partir de los resultados del proceso de modelación.

D.4.8. Regionalización del sistema eléctrico

La evaluación operativa del sistema eléctrico requiere un nivel de detalle que está fuera del alcance de OSeMOSYS/Clwys. Así que para realizar este proceso se integró un proceso iterativo entre OSeMOSYS/Clwys y el modelo PTEJ (Planificación para la Transición Energética Justa) —desarrollado internamente por el equipo de ICM— para regionalizar los resultados de OSeMOSYS/Clwys bajo criterios multidimensionales, analizar su prefactibilidad operativa, y generar los insumos en los formatos y con el nivel de detalle que requiere SAInt para la simulación operativa.

Tradicionalmente, la planificación de los sistemas eléctricos se modela con herramientas que minimizan los costos totales del sistema para el periodo de planeación y que, en algunos casos, junto con limitaciones técnicas en respuesta a restricciones ambientales o de emisiones. No obstante, no se ha encontrado ninguna referencia en la literatura que considere criterios sociales ni de justicia.

Para incluir una visión de transición justa, se revisaron criterios que permitieran su evaluación, la información disponible y la posibilidad de incluir su evolución en la modelación. Estos criterios se agruparon en seis familias: potencial, descentralización, viabilidad económica, ambientales, sociales y sectorización.



El modelo se estructura en dos fases, la primera dedicada a la demanda eléctrica, y la segunda a la regionalización y el despacho.

D.4.9. Fase 1. Demanda eléctrica

El modelo toma como insumo el consumo final anual de energía eléctrica por sector generado por OSeMOSYS/Clews y las proyecciones de pérdidas para transmisión y distribución a nivel nacional, para proyectar la demanda horaria por región del país.

El consumo final horario se proyecta de manera diferenciada para los sectores de consumo tradicionales —agropecuario, industrial, comercial y servicios, residencial y público—, y se proyecta el consumo final horario para cada región con base en su patrón horario de consumo de dicha región entre 2017 y 2021.

Para el sector transporte, la proyección inicia con la regionalización del consumo final anual nacional de transporte, con base en el parque vehicular y la proyección de penetración del vehículo eléctrico, para obtener el consumo final anual regional de este sector. Posteriormente, se calcula el consumo diario y su distribución horaria⁵ para días laborables y días no laborables, de manera que se obtiene el consumo final horario regional de transporte.

Se juntan las proyecciones de consumo final horario regional de los sectores tradicionales con la de transporte para obtener el consumo final horario regional, al que se adicionan las proyecciones de pérdidas horarias regionales, para finalmente obtener la demanda eléctrica horaria regional que el sistema debe satisfacer.

D.4.10. Fase 2. Regionalización y despacho

A partir de la demanda eléctrica horaria regional que el sistema debe satisfacer, el modelo optimiza la regionalización de la capacidad a instalar, basándose en las restricciones técnicas y los criterios de planificación de la transición energética justa. Los criterios considerados para cada una de las familias se muestran en la Tabla 12, donde también se muestra la interpretación del criterio.

Tabla 12. Criterios considerados para la planeación de la transición energética justa.

Familia	Criterios	Interpretación
Potencial	Potencial de generación	Mayor potencial mayor adición
	Capacidad instalable	Mayor capacidad instalable mayor adición
	Factor de planta	Mayor factor de planta mayor adición
	Superficie disponible	Mayor superficie disponible mayor adición
	Usuarios de electricidad ⁶	Mayor número de usuarios mayor adición

⁵ Para la distribución de la demanda horaria diaria se considera un conjunto de patrones bajo distintos supuestos de regulación de los horarios de carga. El patrón es resultado de la optimización de la regionalización.

⁶ Usuarios de electricidad y tarifas únicamente aplican para generación distribuida



Descentralización	Autoconsumo renovable Demanda en HGS ⁷ Interconectividad	Menor autoconsumo mayor adición Mayor demanda en HGS mayor adición Mayor interconectividad mayor adición
Viabilidad económica	PMLs Tarifas	Mayor PML mayor adición Mayor tarifa mayor adición
Ambientales	Nivel de contaminación Estrés hídrico	Mayor nivel de contaminación mayor adición Mayor estrés hídrico mayor adición
Sociales	Incidencia delictiva Rezago social IDH Estado de derecho Tasa de ocupación femenina	Menor incidencia delictiva mayor adición Mayor índice de rezago social mayor adición Menor IDH mayor adición Mayor estado de derecho mayor adición Menor tasa de ocupación femenina mayor adición

Fuente: Elaboración propia.

Como resultado del proceso de retroalimentación entre modelos, se obtuvo la regionalización anual de la adición de capacidad para cada una de las 52 regiones de transmisión que componen el SEN. En la Tabla 13 se muestran los resultados para 2060.

Tabla 13. Capacidad por región de transmisión en 2060 (MW).

	Nuclear	Geotérmica	Eólica marina	Marina	Generación Distribuida FV	Solar FV	Eólica terrestre	Concentración solar térmica
HERMOSILLO	0.0	0.0	0.0	0.0	1,190.0	1,820.0	840.0	210.0
CANANEA	0.0	0.0	0.0	0.0	480.0	1,610.0	1,040.0	350.0
OBREGON	0.0	0.0	0.0	0.0	470.0	1,040.0	840.0	400.0
LOS_MOCHIS	0.0	0.0	0.0	0.0	420.0	1,040.0	1,140.0	250.0
CULIACAN	0.0	0.0	0.0	0.0	570.0	880.0	940.0	200.0
MAZATLAN	0.0	0.0	0.0	80.0	290.0	680.0	450.0	50.0
JUAREZ	0.0	0.0	0.0	0.0	650.0	1,300.0	840.0	140.0
MOCTEZUMA	0.0	0.0	0.0	0.0	820.0	1,090.0	940.0	270.0
CHIHUAHUA	0.0	0.0	0.0	0.0	1,990.0	2,860.0	890.0	300.0
DURANGO	0.0	0.0	0.0	0.0	290.0	730.0	650.0	30.0
LAGUNA	0.0	0.0	0.0	0.0	890.0	2,030.0	2,040.0	230.0
RIO_ESCONDIDO	0.0	0.0	0.0	0.0	260.0	520.0	3,470.0	30.0
NUEVO_LAREDO	0.0	0.0	0.0	0.0	290.0	470.0	940.0	50.0
REYNOSA	0.0	0.0	0.0	0.0	1,000.0	1,250.0	4,220.0	130.0
MATAMOROS	0.0	0.0	1,210.0	0.0	290.0	470.0	2,730.0	90.0
MONTERREY	0.0	0.0	0.0	0.0	2,960.0	3,430.0	6,210.0	500.0
SALTILLO	0.0	0.0	0.0	0.0	570.0	1,300.0	4,220.0	90.0

⁷ El nivel de demanda en Horas de Generación Solar únicamente aplica para generación distribuida, fotovoltaica a gran escala y termosolar.



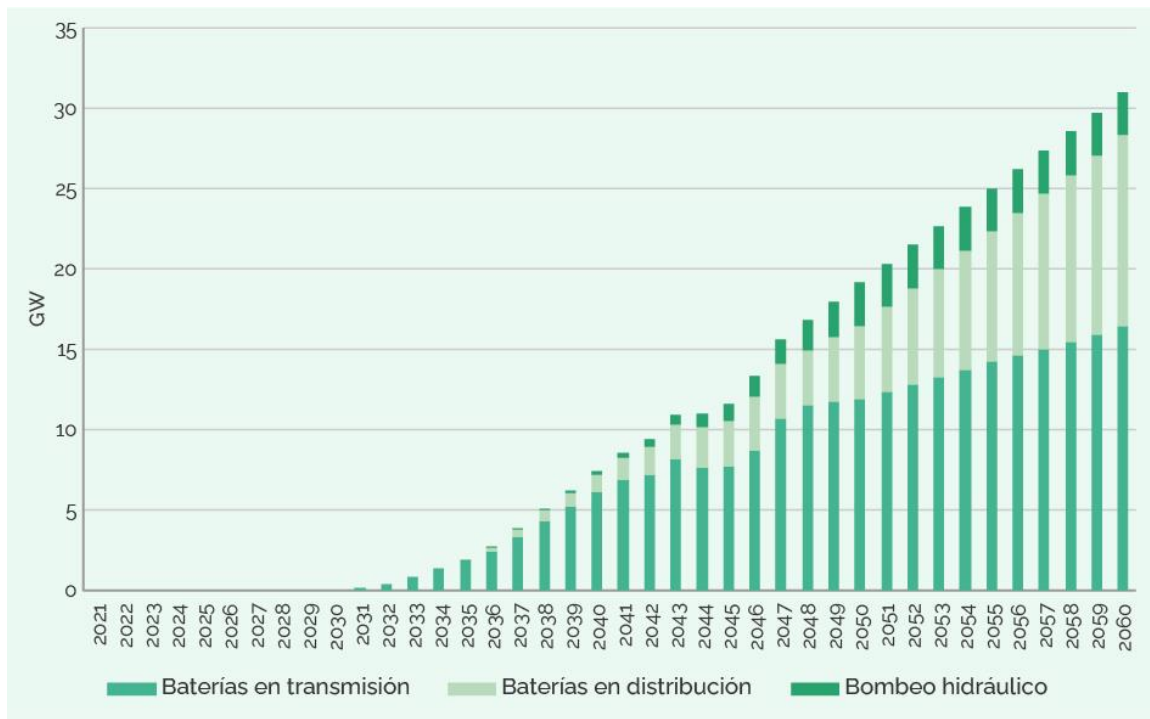
	Nuclear	Geotérmica	Eólica marina	Marina	Generación Distribuida FV	Solar FV	Eólica terrestre	Concentración solar térmica
VALLES	0.0	0.0	0.0	0.0	160.0	360.0	750.0	40.0
HUASTECA	0.0	0.0	0.0	0.0	190.0	1,560.0	0.0	220.0
TAMAZUNCHALE	0.0	0.0	0.0	0.0	30.0	160.0	0.0	20.0
GUEMEZ	0.0	0.0	0.0	0.0	170.0	260.0	3,480.0	30.0
TEPIC	0.0	325.0	0.0	120.0	240.0	1,820.0	2,240.0	50.0
GUADALAJARA	0.0	385.0	0.0	0.0	2,750.0	1,610.0	1,240.0	420.0
AGUASCALIENTES	0.0	0.0	0.0	0.0	1,660.0	3,380.0	960.0	560.0
SAN_LUIS_POTOSI	0.0	0.0	0.0	0.0	1,010.0	1,820.0	200.0	190.0
SALAMANCA	0.0	0.0	0.0	0.0	1,000.0	780.0	600.0	90.0
MANZANILLO	0.0	0.0	0.0	120.0	750.0	880.0	1,140.0	80.0
CARAPAN	0.0	780.0	0.0	0.0	830.0	1,820.0	600.0	60.0
LAZARO_CARDENAS	0.0	0.0	0.0	0.0	80.0	260.0	1,240.0	80.0
QUERETARO	0.0	195.0	0.0	0.0	910.0	2,860.0	1,240.0	140.0
CENTRAL	0.0	0.0	0.0	880.0	9,900.0	2,600.0	400.0	880.0
POZA_RICA	0.0	310.0	2,910.0	0.0	50.0	520.0	790.0	40.0
VERACRUZ	1,634.0	0.0	0.0	0.0	130.0	160.0	1,890.0	70.0
PUEBLA	0.0	365.0	0.0	0.0	900.0	3,890.0	2,040.0	100.0
ACAPULCO	0.0	0.0	0.0	190.0	480.0	1,820.0	0.0	80.0
TEMASCAL	0.0	0.0	0.0	0.0	870.0	1,610.0	1,240.0	60.0
COATZACOALCOS	0.0	0.0	1,670.0	0.0	30.0	780.0	1,290.0	20.0
TABASCO	0.0	0.0	0.0	0.0	360.0	1,090.0	1,240.0	80.0
GRIJALVA	0.0	0.0	0.0	0.0	360.0	1,260.0	1,490.0	20.0
IXTEPEC	0.0	0.0	770.0	230.0	140.0	0.0	4,700.0	50.0
LERMA	0.0	0.0	0.0	0.0	20.0	780.0	0.0	40.0
MERIDA	0.0	0.0	1,490.0	0.0	580.0	1,510.0	2,730.0	300.0
CANCUN	0.0	0.0	620.0	540.0	490.0	680.0	2,240.0	870.0
CHETUMAL	0.0	0.0	0.0	0.0	40.0	420.0	840.0	100.0
COZUMEL	0.0	0.0	90.0	100.0	30.0	230.0	10.0	50.0
TIJUANA	0.0	0.0	0.0	190.0	1,720.0	1,920.0	1,240.0	70.0
ENSENADA	0.0	0.0	0.0	230.0	900.0	880.0	1,740.0	130.0
MEXICALI	0.0	0.0	0.0	0.0	1,450.0	780.0	2,730.0	50.0
SAN_LUIS_RIO_COLORADO	0.0	575.0	0.0	0.0	240.0	680.0	350.0	80.0
VILLA_CONSTITUCION	0.0	0.0	0.0	80.0	170.0	260.0	150.0	330.0
LA_PAZ	0.0	0.0	0.0	130.0	420.0	470.0	70.0	70.0
LOS_CABOS	0.0	0.0	0.0	150.0	740.0	780.0	0.0	450.0

Fuente: Elaboración propia. con datos de (SENER, 2018b).



Después de recibir como insumo la capacidad de almacenamiento necesaria en 2060, a través de SAInt se calculó la curva de capacidad instalada anual de almacenamiento. Se consideró la entrada de los primeros grandes sistemas de almacenamiento a nivel transmisión desde 2031, la entrada de los sistemas de almacenamiento a nivel distribución a partir de 2036, y la entrada de los primeros sistemas de almacenamiento por bombeo hidráulico a partir de 2041. El crecimiento de estos sistemas está directamente relacionado con el crecimiento de las energías renovables variables en el sistema, especialmente la solar fotovoltaica. La Figura 29 muestra la evolución anual de la capacidad instalada por cada tipo de tecnología de almacenamiento mencionada.

Figura 29. Evolución de capacidad de almacenamiento instalada.



Fuente: Elaboración propia. a partir de resultados del proceso de modelación.

Es importante destacar que el modelo PTEJ, a su vez, recibió retroalimentación del modelo desarrollado en SAInt, en un proceso iterativo. A partir de los resultados obtenidos en SAInt, se realizaban ajustes en PTEJ respecto a la capacidad instalada y su regionalización —principalmente eólica y solar—, la capacidad de almacenamiento final y la capacidad de transmisión de algunos enlaces estratégicos.

D.4.11. Simulación operativa multinodal del Sistema Eléctrico Nacional en 2060

Con la finalidad de afinar la solución planteada y comprobar su factibilidad operativa en el año 2060, desde ICM se consideró indispensable emplear un modelo de



optimización para resolver los problemas de Asignación de Unidades y Despacho Económico. El problema de Asignación de Unidades consiste en determinar a qué potencia deben operar las centrales eléctricas en cada una de las horas de un periodo dado, para satisfacer la demanda del sistema eléctrico, teniendo en cuenta sus restricciones operativas, como por ejemplo la capacidad de transmisión entre enlaces o la respuesta en tiempo para aumentar o bajar potencia de cada central eléctrica. El problema de Despacho Económico consiste en determinar la energía que debe entregar cada una de las centrales generadoras, de forma que se minimicen los costos instantáneos totales del sistema, teniendo también en cuenta las restricciones operativas de la red y de las propias unidades de generación (Wood *et al.*, 2014). La resolución de estos problemas aporta robustez y verosimilitud al escenario planteado, y muestra los detalles a corregir para construir un sistema cuya operatividad no se vea comprometida y, en última instancia, demuestra que operar un sistema con una elevada penetración de energías limpias y renovables en 2060 es posible si se sigue una planeación ordenada.

En este sentido, cabe señalar que ante un problema de modelación de la expansión de capacidad y generación eléctrica, no es lo mismo contemplar al sistema eléctrico desde un enfoque de energía anual (medida en MWh) que desde un enfoque de potencia promedio horaria (medida como MWh/h). Para ejemplificarlo, si en un enfoque anual hiciera falta una cantidad dada de energía para satisfacer el consumo, se podría elegir entre cualquier tecnología asumiendo que la energía estará dada en función de su capacidad instalada y su factor de planta. Por otro lado, en un enfoque de potencia promedio horario, se conoce o al menos se simula la distribución horaria de la energía anual que hace falta satisfacer; así, puede ocurrir que la energía faltante se encuentre en horarios nocturnos, cuando no importará la cantidad de capacidad fotovoltaica que se adicione al sistema, puesto que no podrá aportar energía en esos momentos. Para terminar, aunque el ejemplo dado habla de energía solar, cuestiones similares ocurren con otras tecnologías, como el almacenamiento o incluso con la capacidad de transmisión entre enlaces.

La Figura 30 muestra la forma en que el modelo construido en SAInt recibe de PTEJ la capacidad instalada por tecnología y nodo del sistema y las curvas de generación horaria. Con esta información y simulando el año completo hora por hora, se evalúan en los resultados dos indicadores principales: la Energía Esperada No Suministrada (*Power Not Served*, en inglés, para el software) y el vertimiento (*Curtailment*, en inglés, para el software). Se establece, entonces, un proceso iterativo en el que, si estos indicadores no son próximos a cero, se realizan ajustes en el modelo PTEJ en cuanto a la redistribución de la capacidad renovable, el almacenamiento o la capacidad de transmisión, entre otras variables. Este proceso se repite hasta alcanzar una solución satisfactoria, y obtener como resultado final la generación por tecnología, hora y nodo.

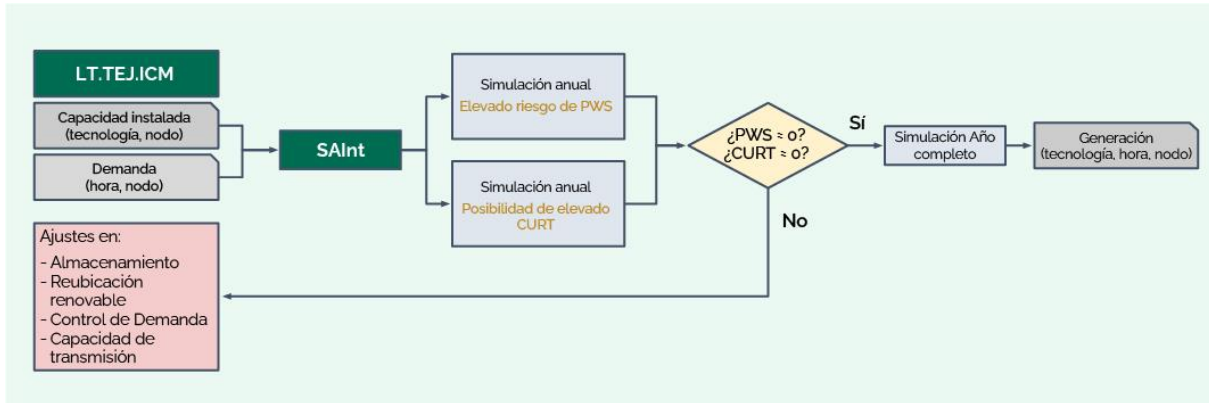
La Energía Esperada No Suministrada indica la capacidad del sistema eléctrico de satisfacer la demanda en cada momento y en cada nodo; como se explicó en el



ejemplo anterior, esto permite ajustar las cantidades y las ubicaciones de cada una de las tecnologías.

El vertimiento es un indicador de la eficiencia energética del sistema ante una gran participación de las fuentes renovables variables. Más allá de representar la cantidad de energía desperdiciada, si los generadores eólicos, y en especial los fotovoltaicos, producen energía sin carga, experimentan una degradación mayor de sus componentes.

Figura 30. Diagrama de la metodología de la modelación en SAInt.



Fuente: Elaboración propia.

D.4.12. Scenario Analysis Interface: SAInt

El modelo descrito se construyó empleando la herramienta Scenario Analysis Interface (SAInt), desarrollada por la empresa Encoord. SAInt es una plataforma de software diseñada para modelar sistemas y mercados energéticos. En lo que respecta a sistemas y mercados eléctricos, entre sus principales bondades se encuentra la flexibilidad para el manejo de datos, su interfaz gráfica y su vinculación con bases de datos de recursos renovables del Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL, por sus siglas en inglés).

D.4.13. Construcción del modelo del Sistema Eléctrico Nacional en SAInt

Para la construcción del modelo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) del año 2060 en SAInt se cargaron multitud de insumos: regiones de transmisión y sus enlaces, centrales y sus características técnicas, perfiles de demanda, perfiles de generación predefinidos, perfiles de recursos renovables y restricciones operativas.

Sistemas eléctricos

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está compuesto fundamentalmente por tres sistemas eléctricos independientes entre sí: el Sistema Interconectado Nacional (SIN), el Sistema Aislado de Baja California (BCA) y el Sistema Aislado de Baja California Sur



(BCS)⁸. El modelo se construyó incluyendo estos 3 sistemas y empleando un total de 52 nodos, correspondientes a la Regiones de Transmisión reconocidas en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032 (SENER, 2018b), así como los enlaces entre regiones con las capacidades de transmisión correspondientes (SENER, 2021).

Es importante destacar que no se consideraron los enlaces internacionales existentes entre el SIN y los sistemas eléctricos de Texas, Belice y Guatemala. Tampoco se consideraron los enlaces existentes entre el sistema BCA y el sistema eléctrico de California. Esto se hizo con la finalidad de aislar el problema a nivel técnico y obtener una solución robusta autosuficiente e independiente. No obstante, la existencia y la consideración de los enlaces internacionales es positiva y mejoraría los indicadores de la solución obtenida.

Figura 31. Regiones y enlaces de transmisión del SEN.



Fuente: (SENER, 2018b).

Demanda horaria

Por lo que respecta a la demanda horaria, se construyeron perfiles de demanda para cada uno de los 52 nodos considerados en forma de vector de 8,760 entradas,

⁸ Existe un cuarto sistema eléctrico aislado en la región de Mulegé, el cual no se consideró en la modelación por ser no significativa la cantidad de energía demandada en este, en comparación con los otros sistemas.



correspondientes a las 8,760 horas de un año natural . Estos perfiles consideran la demanda de energía eléctrica total pronosticada para 2060, a través del modelo construido en OSeMOSYS y desagregada nodalmente y a nivel horario a través del modelo PTEJ.

Centrales de ciclo combinado

Se incluyeron en el modelo las centrales de Ciclo Combinado reconocidas por la CRE (CRE, 2023) y las proyectadas oficialmente en el Plan de Negocios de CFE (CFE, 2023). En total, estas centrales suman la capacidad proyectada por el modelo OSeMOSYS para 2060. Las distintas variables que conforman las características de cada central de Ciclo Combinado como la potencia máxima, la potencia mínima, el tiempo de arranque, la capacidad de rampa o el régimen térmico, entre otras, se obtuvieron de la CRE (CRE, 2023), SENER (SENER, 2018c) y NREL (NREL, 2016).

En cuanto a los combustibles empleados, se considera que todas las centrales emplean gas natural, con el costo proyectado para 2060, ya mostrado en secciones previas, a excepción de 17 centrales que emplean hidrógeno verde. Estas 17 centrales se escogieron tras un proceso iterativo seleccionando de forma estratégica las centrales que más producen en el país en el escenario planteado para 2060 en SAInt. La reconversión de estas centrales se considera que es realizada de forma gradual — como ya fue explicado en secciones anteriores—, siguiendo la aplicación de la medida: Reconversión de centrales Ciclo Combinado para el aprovechamiento de hidrógeno en la producción de electricidad.

Centrales turbina de gas

Las centrales eléctricas con tecnología Turbina de Gas que se incluyeron en el modelo son el resultado del proceso iterativo que considera la aplicación de la medida: Retiro justo y planificado de otras centrales térmicas basadas en combustibles fósiles que han superado su vida útil. Para aplicar esta medida, se incluyeron las centrales reconocidas por la CRE (CRE, 2023) y se observó cuáles eran las centrales que producían menos de 1,000 MWh en 2060 en las simulaciones correspondientes efectuadas en SAInt, y asumiendo que son retiradas por ser no significativa la energía aportada en comparación con la magnitud del problema planteado. La retirada se realizó de forma justa y gradual gracias al modelo PTEJ y considerada en el modelo OSeMOSYS. Al igual que en el caso anterior, las distintas variables que conforman las características de cada central de Turbina de Gas, como la potencia máxima, la potencia mínima, el tiempo de arranque, la capacidad de rampa o el régimen térmico, entre otras, se obtuvieron de la CRE (CRE, 2023), SENER (SENER, 2018c) y NREL (NREL, 2016).

Centrales de combustión interna

Para el caso de las centrales eléctricas con tecnología Combustión Interna se procedió de manera similar al caso anterior. Las centrales de Combustión Interna finalmente incluidas son el resultado de aplicar la medida: Retiro justo y planificado de otras centrales térmicas basadas en combustibles fósiles que han superado su vida útil. Para aplicar esta medida, se incluyeron las centrales reconocidas por la CRE



(CRE, 2023), y se observó cuáles eran las centrales que producían menos de 1,000 MWh durante el año 2060 en las simulaciones correspondientes efectuadas en SAInt, retirándolas por ser no significativa la energía aportada en comparación con la magnitud del problema planteado. La retirada se realizó de forma justa y gradual gracias al modelo PTEJ y considerada en el modelo OSeMOSYS. Al igual que en el caso anterior, las distintas variables que conforman las características de cada central de Combustión Interna, como la potencia máxima, la potencia mínima, el tiempo de arranque, la capacidad de rampa o el régimen térmico, entre otras, se obtuvieron de la CRE (CRE, 2023), SENER (SENER, 2018c) y NREL (NREL, 2016).

Centrales nucleares

Como ya se expuso en secciones anteriores, la capacidad nuclear se mantiene constante durante todo el periodo de estudio en la ruta de descarbonización. Es decir, se considera que se mantiene en operación la única central nuclear existente en México en la actualidad, Laguna Verde, conformada por dos unidades de generación de 817 MW cada una. Sin embargo, se asume que la central incrementará su flexibilidad paulatinamente hacia los años finales del periodo de estudio, para poder atenuar gradualmente su producción en las horas centrales del día, respetando los límites técnicos y adaptándose a las necesidades y las exigencias del propio sistema eléctrico. Este incremento de la flexibilidad es viable y se ha implementado en otras centrales nucleares de edades similares a la central nuclear de Laguna Verde alrededor del mundo (Ella Group, s.f.). Las distintas variables que conforman las características de la central, como la potencia máxima, la potencia mínima, el tiempo de arranque, la capacidad de rampa o el régimen térmico, entre otras, se obtuvieron de la CRE (CRE, 2023), SENER (SENER, 2018c) y NREL (NREL, 2016).

Centrales geotérmicas

Por lo que respecta a las centrales geotérmicas, como se explicó en secciones previas, se considera un crecimiento en la capacidad al incrementar el aprovechamiento del potencial existente en los principales yacimientos geotérmicos de México. Asimismo, se asume un incremento de la flexibilidad de las centrales geotérmicas, para reducir su producción en las horas centrales del día e incrementarla durante la noche y la madrugada, para adaptarse a las necesidades del sistema eléctrico (Michaelides, 2012).

Centrales hidroeléctricas

En lo concerniente a la producción hidroeléctrica, en la ruta de emisiones netas cero, se asume un incremento del aprovechamiento del escurrimiento en las principales cuencas hidrológicas a través de centrales de agua fluyente. Estas centrales, a diferencia de las centrales de agua embalsada, no almacenan el agua, sino que aprovechan la energía cinética del agua en movimiento de los ríos a partir de turbinas diseñadas para tal fin (Michaelides, 2012). Para modelar estas centrales en SAInt, se decidió ubicarlas aguas abajo de las principales presas existentes en el país, de tal forma que produjeran energía de forma proporcional a como lo hacen las centrales hidroeléctricas de embalse, conforme estas descargan su caudal, en algunos de los ríos más caudalosos e importantes de México.



Por otra parte, para modelar las grandes centrales hidroeléctricas de embalse, se tomaron variables específicas de CRE (CRE, 2023), SENER (SENER, 2018c) y NREL (NREL, 2016), y se siguieron directrices específicas de Encoord, como empresa suministradora del software, para simular el comportamiento de estas centrales de la forma más realista posible en base a las condiciones del sistema y la disponibilidad del recurso hídrico.

Centrales solares térmicas

Para modelar el comportamiento de las centrales solares térmicas adicionales, se emplearon datos de recurso solar de National Solar Radiation Data Base (NSRDB) (NREL, s.f.b). Las centrales solares térmicas generalmente disponen de almacenamiento en sales fundidas, por lo que la generación horaria no es directamente proporcional a la radiación recibida. Para simular el comportamiento de la central considerando el almacenamiento en sales fundidas, se analizó y tomó como referencia el comportamiento de las centrales solares térmicas en España (REE, s.f.), referencia internacional en lo que respecta al uso de esta tecnología para la generación de electricidad.

Centrales marinas

Por lo que respecta a las centrales basadas en tecnologías marinas se consideraron dos tipos: undimotriz (olas) y de corrientes.

La energía undimotriz trata de aprovechar la energía cinética de las olas que se concentran en las costas, las cuales tienen la propiedad característica de desplazarse grandes distancias sin apenas perder energía. Se trata de una energía constante y perceptible con un impacto en el entorno menor que otro tipo de instalaciones (Michaelides, 2012). Existen multitud de patentes y dispositivos para aprovechar este tipo de energía. En México el mayor potencial undimotriz se encuentra en el litoral Pacífico (Hernández-Fontes *et al.*, 2019). Es por ello que las centrales marinas undimotrices que se modelaron en SAInt se ubicaron en los nodos cuya posición geográfica se encuentra próxima al litoral Pacífico, con un factor de planta fijo mensual basado en mediciones (Hernández-Fontes *et al.*, 2019) y aplicándoles un factor de ponderación lineal en función de la distancia entre mediciones.

La energía de corrientes marinas, por otra parte, trata de aprovechar la energía cinética existente en las corrientes submarinas. El origen de estas corrientes está ligado a diferencias de temperatura o salinidad, a las que se añade la influencia de las mareas. Para extraer esta energía se emplean turbinas, las cuales se encargan de convertir la energía cinética de la corriente marina en energía rotacional, energía mecánica y posteriormente en energía eléctrica a través de generadores (Michaelides, 2012). En México, la zona con mayor potencial de corrientes se encuentra cerca de las costas de Quintana Roo (Hernández-Fontes *et al.*, 2019). Es por ello que este tipo de centrales se ubicaron en los nodos próximos al litoral de Quintana Roo. Al igual que en el caso anterior, se usaron factores de planta fijos mensuales basados en mediciones (Hernández-Fontes *et al.*, 2019).



Centrales solares fotovoltaicas

La tecnología Solar Fotovoltaica tiene un gran potencial en México, según lo expuesto en secciones anteriores, y es una de las principales apuestas para conseguir la descarbonización del sector eléctrico a nivel global. Para modelar el comportamiento de estas centrales en SAInt para 2060, se incluyeron tanto las centrales existentes en la actualidad reconocidas por la CRE (CRE, 2023) como nuevas centrales ficticias agrupadas por nodo, hasta sumar en conjunto la capacidad señalada en los modelos de OSeMOSYS y PTEJ. Los parámetros técnicos de las centrales fotovoltaicas existentes se obtuvieron de diversas fuentes como la CRE (CRE, 2023), y NREL (NREL, s.f.a). En el caso de las nuevas centrales de escala utilitaria, se consideró que todas incorporan tecnología de seguimiento en un eje y parámetros técnicos estándar obtenidos de NREL (NREL, s.f.a). Por el contrario, en el caso de las centrales de generación distribuida, se consideró que todas son de eje fijo, con un azimuth de 180° y una inclinación del panel obtenida redondeando la latitud en múltiplos de 5.

SAInt está directamente conectado con las bases de datos del NSRDB (NREL, s.f.b), por lo que la herramienta es capaz de crear las curvas de generación de estas centrales a partir del recurso solar extraído de esas bases de datos y los parámetros técnicos suministrados por el usuario. Por lo que respecta a la ubicación, estas nuevas centrales (una por nodo) se posicionaron en coordenadas que se identificaron como de alto potencial mediante la visualización de mapas de calor en NSRDB.

Centrales eólicas

Al igual que en el caso anterior, la tecnología eólica es una de las principales apuestas para reducir al máximo las emisiones del sector eléctrico en México. Para modelar el comportamiento de estas centrales en SAInt para 2060, se incluyeron tanto las centrales existentes en la actualidad reconocidas por la CRE (CRE, 2023) como nuevas centrales ficticias agrupadas por nodo, hasta sumar en conjunto la capacidad señalada en los modelos de OSeMOSYS y PTEJ. Los parámetros técnicos de las centrales eólicas existentes se obtuvieron de diversas fuentes como la CRE (CRE, 2023). Para la modelación de las nuevas centrales eólicas terrestres se consideraron turbinas genéricas de clase II, con una altura de buje de 150 metros. Para el caso de las nuevas centrales eólicas marinas, se consideraron turbinas genéricas de clase III, con una altura de buje de 200 metros.

SAInt está directamente conectado con las bases de datos del "Wind Toolkit" (NREL, s.f.c), por lo que la herramienta es capaz de crear las curvas de generación de estas centrales a partir del recurso eólico extraído de esas bases de datos y los parámetros técnicos suministrados por el usuario. Por lo que respecta a la ubicación, estas nuevas centrales (una por nodo) se posicionaron en coordenadas que se identificaron como de alto potencial mediante la visualización de mapas de calor en "Wind Toolkit" (NREL, s.f.c) y "Global Wind Atlas" (World Bank Group, s.f.).



Sistemas de almacenamiento

Es importante destacar que la solución final planteada para 2060 incluye una capacidad de almacenamiento en forma de baterías de ion-litio y sistemas de almacenamiento por bombeo hidráulico.

La capacidad de almacenamiento adicionada con baterías es resultado de una metodología y un proceso iterativo basado en la capacidad solar fotovoltaica, la demanda existente y el vertimiento producido en cada nodo, de tal manera que cuantos mayores eran estos parámetros, mayor era la capacidad de almacenamiento mediante baterías que se decidió adicionar en cada nodo. Se consideró que todas las baterías, tanto las a gran escala como las ubicadas en sistemas de generación distribuida, tendrán una capacidad de almacenamiento energético de 4 horas y una eficiencia de ciclo completo de 84.6% (NREL, 2023) (Huggins, 2016). El resto de los parámetros técnicos se fijaron en valores estándar sugeridos por Encoord.

Por su parte, la capacidad de almacenamiento adicionada en forma de bombeo hidráulico se extrajo de (Acuña, 2022). Es decir, se consideró la construcción de estos sistemas de rebombeo en nodos donde existen en la actualidad presas y centrales hidroeléctricas. Se asume una eficiencia de ciclo completo del 81.0% (Illiev *et al.*, 2019) y una capacidad de almacenamiento energético de 8 horas (Acuña, 2022). El resto de los parámetros técnicos se fijaron en valores estándar sugeridos por Encoord.

Los valores finales en cuanto a capacidad y energía de los sistemas de almacenamiento se recogen en la Tabla 14. Las baterías de ion-litio incluyen la capacidad instalada tanto en nivel de transmisión como en nivel de distribución.

Tabla 14. Capacidad de almacenamiento energético por tecnología.

	Capacidad (GW)	Energía (GWh)
Baterías ion-litio	28.36	113.44
Bombeo hidráulico	2.67	21.36

Fuente: Elaboración propia. con datos de (Acuña, 2022) (NREL, 2023).

Transmisión

El modelo SAInt permite analizar el flujo de energía entre las regiones modeladas. En el caso del modelo construido para este estudio, las regiones son las mostradas en la Figura 26, es decir, las regiones de transmisión del SEN. Por tanto, la modelación de las líneas de transmisión se realiza mediante la agrupación de aquellas que corren entre las regiones de transmisión. A esta agrupación se le conoce como enlace de transmisión y representa la cantidad de potencia que puede enviarse de una región a otra para satisfacer la demanda de todas las regiones modeladas.

Es importante mencionar que los modelos de expansión de la capacidad de generación que se utilizaron en este estudio tienen como limitante que no son capaces de planificar de forma simultánea capacidad de transmisión. Y es que, en general, el problema de optimización de transmisión difiere conceptualmente al de



la generación. Mientras la capacidad de generación es una variable continua, la transmisión es inherentemente discreta y acotada a los arcos (entiéndase el conjunto origen-destino) que el modelador pueda o desee incluir.

D.5. Análisis de resultados

D.5.1. Análisis de resultados generales

Como pudo comprobarse, la contribución del sector eléctrico a la mitigación de emisiones es esencial si se tiene en cuenta la electrificación que se pronostica en la ruta de emisiones netas cero. Para 2060, se espera una mitigación de 279.37 MtCO₂e respecto de la línea base en este sector. Las medidas que más contribuyen a la mitigación son:

- Limitación de instalación de nuevas centrales eléctricas basadas en combustibles fósiles.
- Retiro justo y planificado de otras centrales térmicas basadas en combustibles fósiles que han superado su vida útil.
- Reconversión de centrales ciclo combinado para el aprovechamiento de hidrógeno en la producción de electricidad.
- Establecimiento de metas y mecanismos para la adición de capacidad eólica terrestre.
- Establecimiento de metas y mecanismos para la adición de capacidad solar fotovoltaica a gran escala.
- Retiro justo y planificado de centrales termoeléctricas convencionales que han superado su vida útil.
- Impulso a la generación distribuida residencial: Hogares Solares.

Es importante destacar la importancia tanto de las medidas que limitan o retiran capacidad fósil como de aquellas que adicionan capacidad limpia o renovable. La concurrencia de ambos esfuerzos —como se explicó al inicio del capítulo de este sector— es lo que provocará un cambio real en el sector eléctrico.

Por otro lado, teniendo en cuenta el tiempo de instalación y retiro de centrales, se sugiere revisar el avance de las medidas en periodos anuales, para hacer los reajustes pertinentes en la ruta cada cinco años.

D.5.2. Análisis de resultados de la simulación operativa

En esta sección se presentan los resultados principales de la simulación operativa del Sistema Eléctrico Nacional en SAInt para 2060. Como se ha mostrado en secciones anteriores, la demanda pronosticada para el final del periodo es muy superior a la actual, y duplicará la del año 2021. Además, al tratarse de un escenario de



descarbonización ambicioso, la penetración de energías renovables variables es elevada, lo cual implica reducir la dependencia de tecnologías despachables y aumentar la flexibilidad del sistema con una adecuada planeación operativa. Es por ello que para alcanzar una solución fue necesario realizar un proceso iterativo en el que se identificó, mediante indicadores, la necesidad de redistribuir geográficamente la capacidad renovable, la capacidad de almacenamiento e incluso modificar en algunos puntos la capacidad de transmisión de ciertas líneas.

Tras realizar este proceso iterativo, en coordinación con la actualización de los modelos OSeMOSYS y PTEJ, se demostró que es posible alcanzar una solución de bajas emisiones y con elevada penetración de energías limpias y renovables, que a la vez es operativamente factible considerando las limitaciones técnicas y morfológicas de la red.

D.5.3. Indicadores principales

Para valorar las soluciones obtenidas por SAInt como herramienta de optimización operativa, se emplearon dos indicadores fundamentales:

- Energía Esperada No Suministrada (EENS). Este indicador porcentual refleja la energía total a lo largo de un año de estudio que es demandada en los puntos de consumo y no llega a ser satisfecha por el sistema, Es decir, es la energía demandada por los usuarios que no llega a ser suministrada por limitaciones operativas de la propia infraestructura. El objetivo, por tanto, fue reducir este indicador al máximo.

$$EENS [\%] = \frac{\text{Energía demandada no suministrada}}{\text{Energía total demandada}} \cdot 100$$

- Vertimiento (VERT): Este indicador porcentual refleja la cantidad de energía total que es desaprovechada o "vertida" por no poder ser absorbida por la red eléctrica. En otras palabras, es la cantidad total de energía que los generadores renovables (eólicos, solares fotovoltaicos, termosolares, marinos, etcétera) dejan de entregar por restricciones operativas respecto a la energía total demandada.

$$VERT [\%] = \frac{\text{Energía renovable disponible no entregada}}{\text{Energía total entregada al sistema}} \cdot 100$$

El indicador EENS fue considerado como el más importante, ya que refleja la consecución del propósito principal de un sistema eléctrico: entregar energía eléctrica a sus usuarios. La solución final propuesta por ICM logró alcanzar 99.94% de satisfacción de demanda con EENS de 0.06%. Si se tiene en cuenta que se trata de un ejercicio para 2060, con un margen de error considerable en cuanto a la predicción de demanda horaria por regiones, es posible concluir que se trata de una solución factible. Es decir, un sistema con las características definidas previamente podría operar de forma exitosa.



Por otro lado, la solución final obtuvo un VERT de 1.68%, valor que se consideró como válido para aprobar la solución, al tener en cuenta la capacidad renovable introducida al sistema. Además, con una planificación adecuada, el vertimiento del sistema eléctrico podría aprovecharse, en aquellos nodos donde se presentase con mayor regularidad este fenómeno, para otros fines como la carga de baterías independientes para destinar la energía a la carga de vehículos eléctricos o la producción de hidrógeno verde a través de electrolizadores.

D.5.4. Generación total por tecnología

La solución final refleja una matriz eléctrica muy diversificada. La Tabla 15 muestra la energía total generada por cada tecnología (incluyendo la no entregada en el caso de las renovables), mientras que la Figura 32 muestra el porcentaje de generación final por tecnología.

Tabla 15. Generación por tecnología durante el año 2060 en escenario de emisiones netas cero.

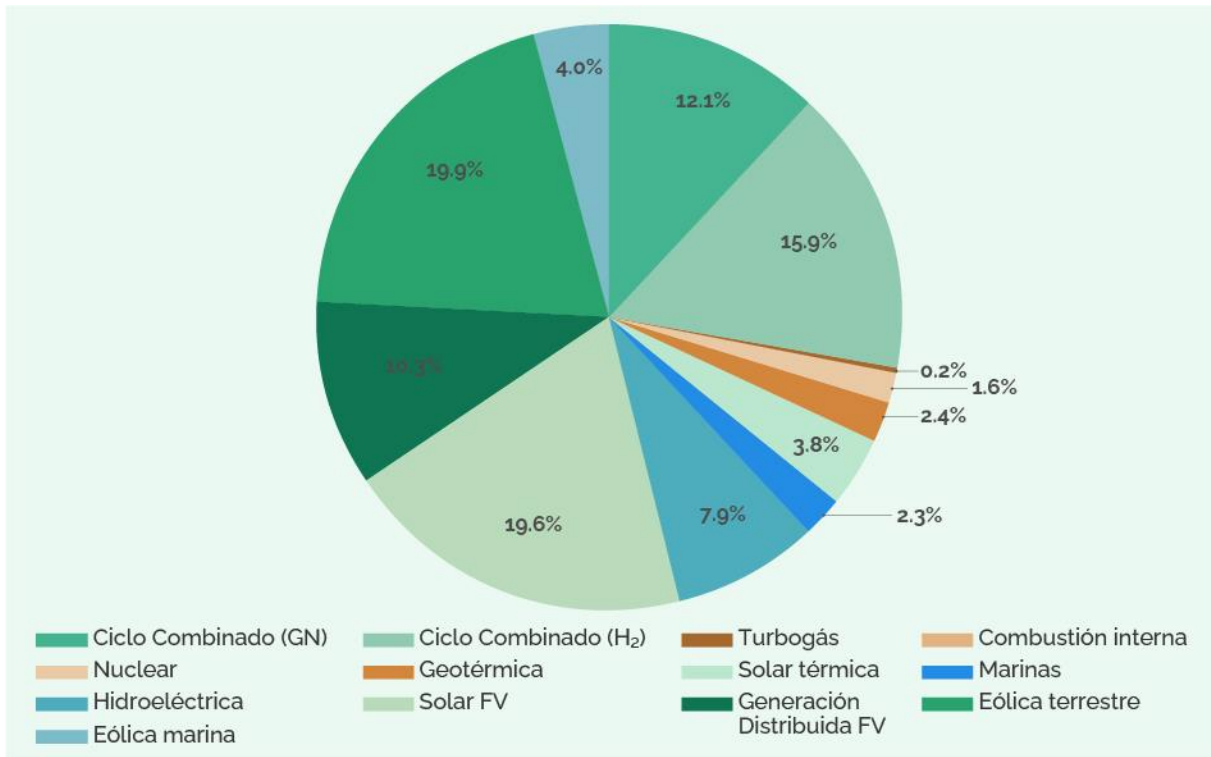
	Generación (GWh)
Ciclo combinado (GN)	89,831
Ciclo combinado (H ₂)	118,175
Turbogás	1,340
Combustión interna	143
Nuclear	11,606
Geotérmica	17,997
Solar Térmica	28,330
Marinas	16,927
Hidroeléctrica	58,783
Solar FV	145,220
Generación Distribuida FV	76,271
Eólica terrestre	147,943
Eólica marina	29,706

Fuente: Elaboración propia. a partir de los resultados del proceso de modelación.

Como puede observarse, ninguna tecnología representa más de 20% de la producción total. Las tecnologías con mayor aportación a la generación total son la eólica terrestre (19.9%) y la solar fotovoltaica a gran escala (19.6%), seguidas del ciclo combinado con combustible hidrógeno verde (15.9%), ciclo combinado con combustible gas natural (12.1%) y solar fotovoltaica en modalidad de generación distribuida (10.3%). El restante 22.2% se distribuye entre las demás tecnologías en cantidades inferiores, entre las que destacan la hidroeléctrica (7.9%) y la eólica marina (4.0%). Es importante notar el hecho de que las tecnologías turbina de gas y combustión interna contribuyen mínimamente al encendiéndose algunas de las pocas centrales remanentes en momentos muy puntuales.



Figura 32. Generación por tecnología en el año 2060 en escenario de Emisiones Netas Cero.



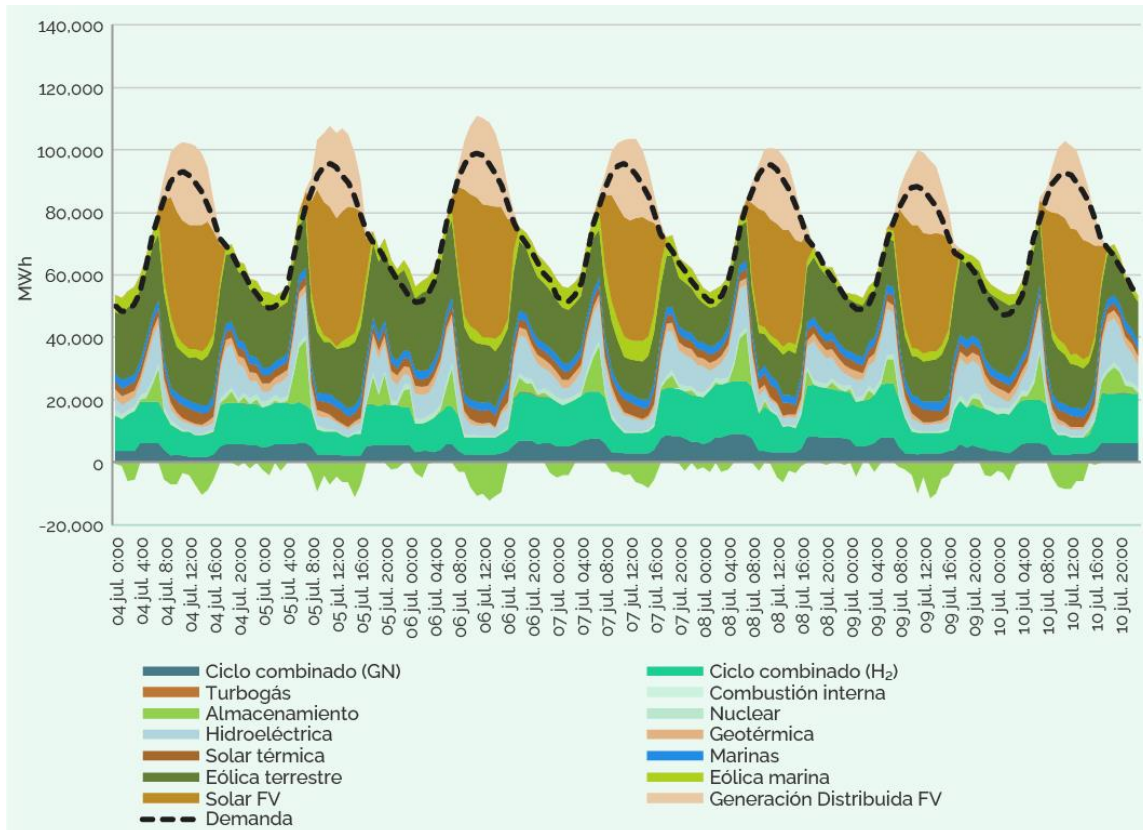
Fuente: Elaboración propia, con resultados obtenidos a través de la simulación en SAInt.

D.5.5. Comportamiento del sistema en semanas de mínima y máxima demanda

Por último, es importante analizar también cómo se comporta el sistema ante las constantes variaciones de demanda. Es decir, cómo generan las distintas tecnologías despachables y no despachables, y cómo se comportan los sistemas de almacenamiento en función de los recursos renovables disponibles y las variaciones de demanda. Para este análisis, generalmente se visualizan la semana de máxima demanda y la semana de mínima demanda, con la finalidad de obtener un espectro.



Figura 33. Demanda y generación por tecnología en la semana de mínima demanda.



Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos a través de la simulación en SAInt.

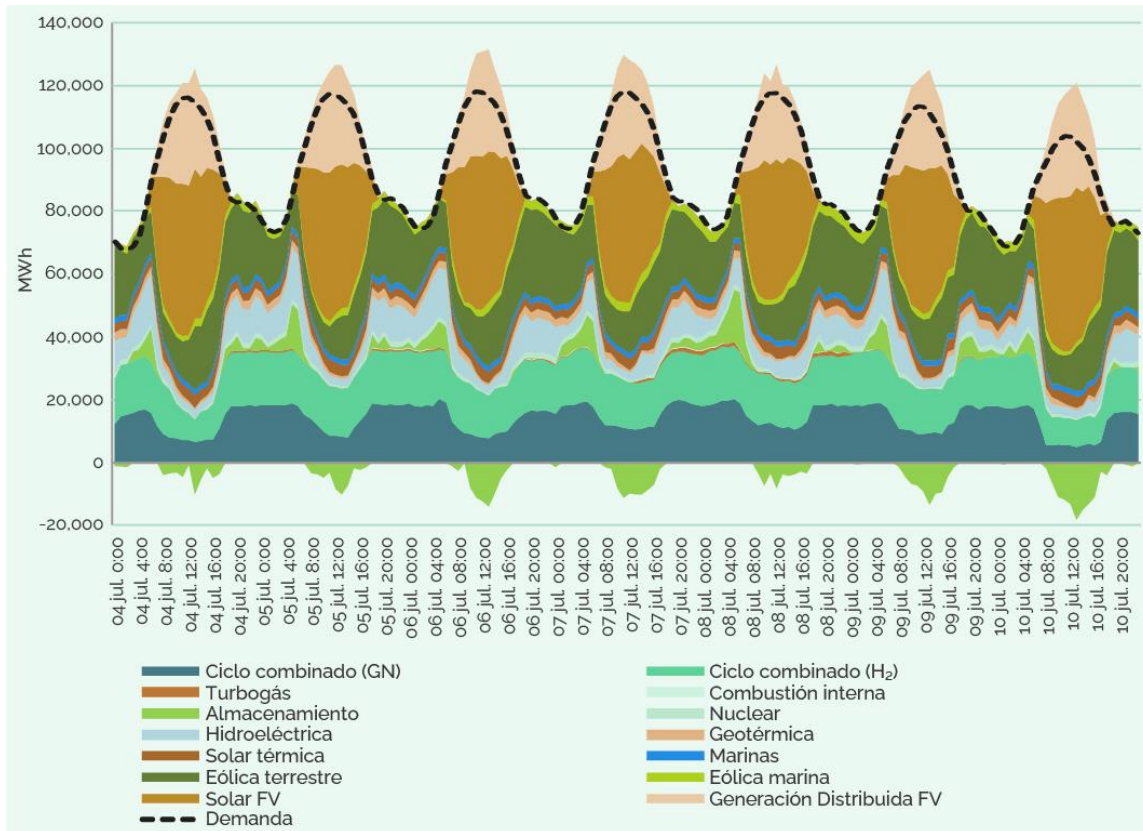
La Figura 33, muestra la demanda y la generación por tecnología en la semana de mínima demanda. Como puede apreciarse, la demanda oscila entre los 47,2 GWh/h y los 99,1 GWh/h. En las horas centrales del día, la generación de las centrales solares provoca una disminución significativa de la producción de las centrales despachables. De hecho, puede apreciarse cómo las centrales de ciclo combinado reducen su generación notablemente, en algunos casos en más de 50%. También en estas horas centrales del día, muchos de los sistemas de almacenamiento aprovechan el excedente de generación renovable para cargarse, sobre todo cuando la producción eólica también es significativa.

Por otra parte, las horas previas y posteriores al mediodía son las más exigentes para el sistema, pues se producen variaciones muy fuertes tanto de demanda como de producción solar. Es por esto que en esas franjas horarias es cuando se produce una mayor entrega de energía tanto por parte de los sistemas de almacenamiento, como por parte de la tecnología hidroeléctrica, por ser estas tecnologías las que presentan mayor facilidad para entregar potencia en intervalos cortos de tiempo (capacidad de rampa), y también las centrales de ciclo combinado comienzan a aumentar su producción.



Por último, en la noche y en la madrugada el sistema se adapta en función de la producción eólica. Cuando la producción eólica es alta, muchos de los sistemas de almacenamiento aprovechan para cargar, y otras tecnologías, como la hidroeléctrica o ciclos combinados ajustan ligeramente su producción en función de las ligeras variaciones.

Figura 34. Demanda y generación por tecnología en la semana de máxima demanda.



Fuente: Elaboración propia con resultados obtenidos a través de la simulación en SAInt.

La Figura 34 muestra la demanda y la generación por tecnología en la semana de máxima demanda. Como puede apreciarse, la demanda oscila entre los 67.3 GWh/h y los 118.0 GWh/h. En las horas centrales del día, la generación de las centrales solares provoca una disminución de la producción de las centrales despachables, aunque al ser la demanda mayor que en el caso de la semana de mínima demanda, esta disminución es menor. De hecho, puede apreciarse cómo las centrales de ciclo combinado (principalmente las de gas natural) reducen su generación hacia el mediodía. También en estas horas centrales del día, muchos de los sistemas de almacenamiento aprovechan el excedente de generación renovable para cargarse, sobre todo cuando la producción eólica también es significativa.

Por otra parte, las horas previas y posteriores al mediodía son las más exigentes para el sistema, pues se producen variaciones muy fuertes tanto de demanda como de producción solar. Es por esto que en esas franjas horarias es cuando se produce una



mayor entrega de energía tanto por parte de los sistemas de almacenamiento, como por parte de la tecnología hidroeléctrica, por ser estas tecnologías las que presentan mayor facilidad para entregar potencia en intervalos cortos de tiempo (capacidad de rampa), y también las centrales de ciclo combinado comienzan a aumentar su producción.

Por último, al igual que en la semana de mínima demanda, en la noche y en la madrugada el sistema se adapta en función de la producción eólica. No obstante, puesto que en esta etapa del año la demanda de energía nocturna es superior, los sistemas de almacenamiento no se muestran tan activos para incrementar su carga, sino que incluso entregan energía en momentos puntuales.

D.5.6. Expansión del Sistema de Transmisión

En un primer análisis de la necesidad de expansión del sistema de transmisión, se encontró, con base en el Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión de 2023 (PAMRNT 2023-2037) (CENACE, 2023), que son cerca de 80 corredores de transmisión que presentan saturación importante en el país.

Estos corredores se agruparon dentro de sus correspondientes enlaces entre las 52 regiones de transmisión para identificar cuáles de estos enlaces requieren obras de expansión para permitir que la energía fluya entre ellas. Posteriormente, se estimó la longitud de los enlaces a partir de la ubicación aproximada de sus subestaciones de transmisión más importantes de acuerdo con aproximaciones tomadas del Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico Nacional (CENACE, 2023a).

Tanto los kilómetros adicionales necesarios para reducir la saturación del sistema eléctrico como el costo aproximado de la inversión correspondiente se muestran en la Tabla 16. El costo de inversión se estimó con base en la información para la inversión en distintas líneas de transmisión que fueron propuestas en el PRODESEN 2018-2032 (SENER, 2018b). Para ello, se promedió el costo por kilómetro construido de líneas de transmisión de 400 kV, lo cual da un factor de 1.02 millones de dólares por cada kilómetro.



Tabla 16. Enlaces de transmisión que requieren expansión para reducir la saturación del sistema de transmisión actual.

Enlace	Kilómetros adicionales necesarios	Costo de inversión (Millones de USD)
Juárez - Moctezuma	150	153
Moctezuma - Chihuahua	170	173
Durango - Mazatlán	230	234
Mazatlán - Tepic	260	264
Mazatlán - Culiacán	215	219
Culiacán - Los Mochis	220	224
Río Escondido - Chihuahua	600	610
Tamazunchale - Querétaro	300	305
Huasteca - Poza Rica	210	214
Querétaro - Central	65	66
Grijalva - Tabasco	270	275
Tabasco - Lerma	280	285
Cancún - Cozumel	28	28
Tijuana - Ensenada	90	92
Tijuana - Mexicali	135	137
Mexicali - San Luis Río Colorado	60	61
Total	3,283	3,339

Fuentes: Elaboración propia con información de (CENACE, 2023) y (SENER, 2018b).

En cuanto a la expansión del sistema de transmisión que se requiere para permitir la correcta operación del sistema eléctrico conforme aumenta la capacidad de generación de acuerdo con la REN-SC, se realizó un acercamiento basado en el supuesto de que debe haber paridad entre la expansión del sistema de generación y el de transmisión. Así, a partir del crecimiento planteado de la capacidad de generación, se estima que entre el periodo 2024-2030 se deben instalar 28,135 km de transmisión con un costo de inversión de 32,917.44 millones de dólares, lo que implica una adición anual de 4,019 km y 4,702 millones de dólares.

Ahora bien, aunque la aproximación presentada en esta sección es un buen indicador de la necesidad de crecimiento del sistema de transmisión, es necesario realizar estudios más profundos que permitan optimizar de manera precisa los proyectos de infraestructura de transmisión. Como se mencionó anteriormente, el alcance de los modelos utilizados, y la información con la que se cuenta, no permite realizar un estudio más detallado que, sin embargo, es necesario.



Ello permitirá no solamente estimar la longitud de los enlaces de transmisión, sino también proponer medidas específicas para incrementar la capacidad de transmisión como lo pueden ser la construcción de líneas de transmisión específicas tanto en enlaces ya existentes como en nuevos enlaces (como por ejemplo entre Baja California Sur y el SIN), la repotenciación de subestaciones, la construcción de bancos de transformadores, etc.

Para realizar este tipo de estudios se requiere de información que no es pública, ya sea porque es exclusiva para los Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista o porque se trata de restricciones de seguridad nacional. Entre la información necesaria se encuentran las características de las líneas de transmisión como lo son la capacidad (medida en MVA), la longitud real, el número de circuitos, la tensión y su origen-destino. Similarmente se encuentra información sobre las características de las subestaciones de transmisión como lo son la capacidad de transformación, las líneas de transmisión y subtransmisión interconectadas, ubicación, etc.

Con esta información sería posible realizar simulaciones del despacho horario para estimar la congestión entre los nodos del SEN y así proponer proyectos de infraestructura con la finalidad de mitigar la saturación y congestiones que se presenten en dichas simulaciones.

D.6. Costos de abatimiento

La presente sección muestra el análisis de Costo Marginal de Abatimiento (CMA) de cada una de las medidas de mitigación de emisiones consideradas para el cumplimiento de la ruta propuesta de emisiones netas cero para el sector eléctrico.

Dicho análisis hace referencia a la estimación de costos y beneficios económicos totales que representaría la implementación de las medidas. Los resultados del CMA de cada medida, representado en USD/tCO₂e, se muestran en las fichas presentadas en este sector. Se definen como costo efectivas las medidas que, además de mitigar emisiones, generan un ahorro económico, y como no efectivas las medidas que mitigan emisiones, pero su implementación genera un costo económico.

Dada la disponibilidad de información, entre las **26 medidas de mitigación** propuestas para el presente sector, solamente fue posible realizar el análisis de CMA a 16, las cuales fueron divididas en tres grupos: limitaciones y retiros de centrales eléctricas, con 4 medidas analizadas que son todas resultan costo efectivas; generación distribuida fotovoltaica con 4 medidas analizadas, que son 1 efectiva y 3 costo efectivas, y por último energías renovables, con 8 medidas analizadas, 5 son costo efectivas y 3 efectivas.

En resumen, para las medidas asociadas a limitaciones y retiros de centrales eléctricas se necesita una inversión de 79,826 MUSD, equivalente a 6% del PIB nacional, que generaría un beneficio económico total de 67,395.62 MUSD para el



sector, lo que da como resultado un beneficio neto de 15.59 USD por tonelada de CO₂e mitigada.

En el caso de las medidas de generación distribuida fotovoltaica, se necesita una inversión total de 722,038 MUSD, equivalente a 45% del PIB nacional, que generaría un beneficio económico total de 100,462.69 MUSD para este sector, lo que da como resultado un beneficio neto de 140.79 USD por unidad de CO₂e mitigado.

Finalmente, para el grupo de medidas de mitigación que involucran todas las energías renovables es necesaria una inversión total de 714179.85 MUSD, que generaría un costo total de 33,049.21 MUSD para el sector, lo que da como resultado un costo neto de 8.08 USD por tonelada de CO₂e evitado.

Tomando en cuenta el sector completo, se necesitaría una inversión de 1,459.6 miles de millones de dólares, generando un costo beneficio de 134,809.11 MUSD para el sector, obteniendo un beneficio neto de 14.13 USD por tonelada de CO₂e evitado.

Las medidas de mitigación asociadas al sector eléctrico, así como sus respectivos costos de abatimiento, se representan mediante la curva de Costo Marginal de Abatimiento (CMA) (MACC), la cual muestra la relación entre costos o beneficios netos de cada medida con el de mitigación. De manera gráfica, el eje de las ordenadas (Y) muestra el costo de abatimiento de las medidas propuestas (USD/tonCO₂e) y en el eje de las abscisas (X) se representa el potencial de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero de cada medida. En otras palabras, el ancho de cada barra se asocia al potencial de reducción de emisiones y el alto refleja el costo promedio de evitar una tonelada de dióxido de carbono equivalente.

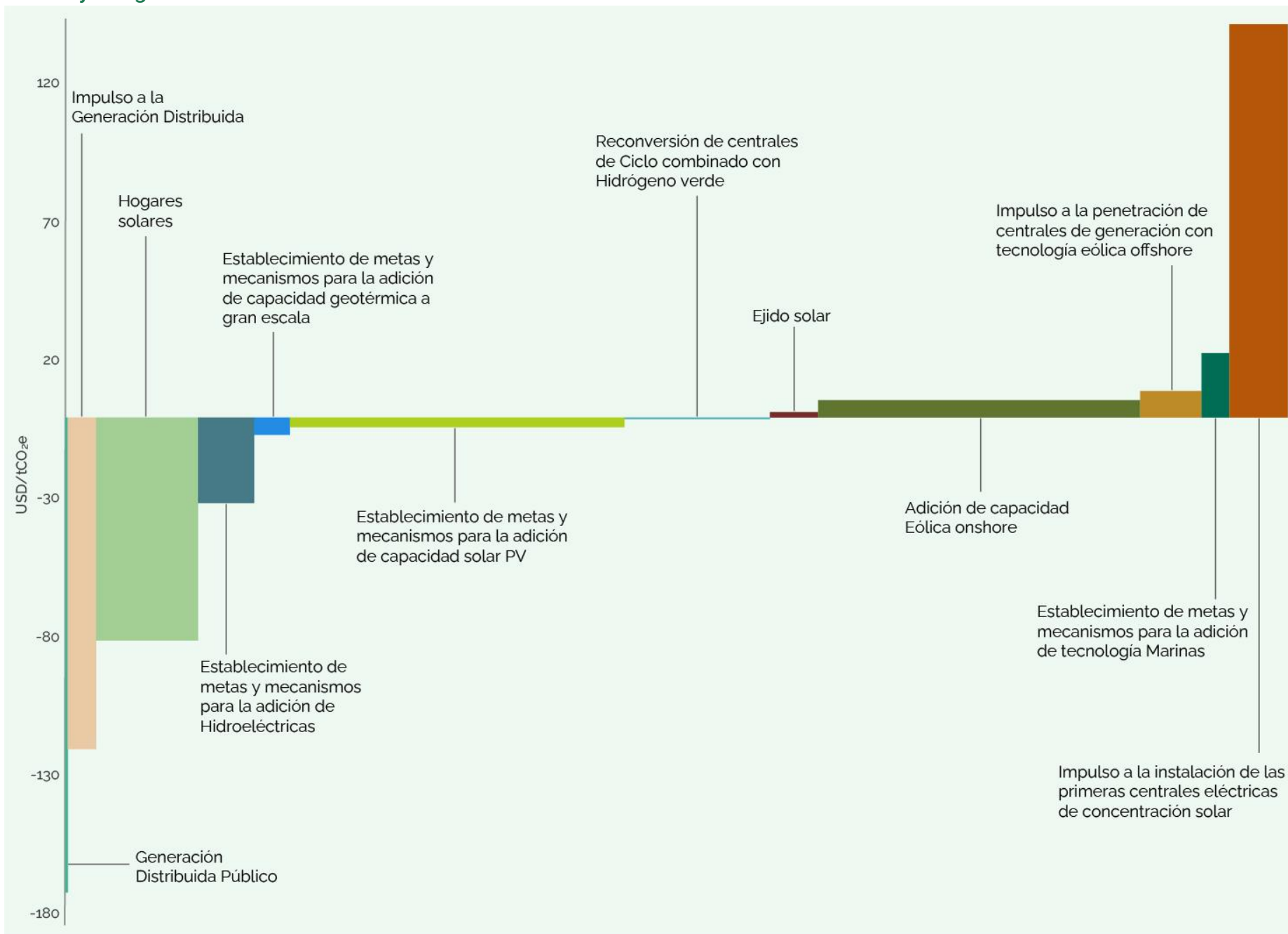
En la Figura 35 muestra una curva de Costo Marginal de Abatimiento (CMA) para el escenario de Emisiones Neta Cero que involucra a todo el país, para el periodo 2021-2060 de los grupos generación distribuida y energías renovables.

Para las medidas de limitaciones y retiros se muestra la Figura 36 con la información de los costos marginales de abatimiento del escenario de Emisiones Neta Cero para el periodo 2021-2060.

En cuanto a la inversión requerida para las medidas relacionadas con las líneas de transmisión, cabe mencionar, como se señaló previamente, requiere de un análisis puntual de caso por caso para poder tener datos más precisos y que salen del alcance de este proyecto. Sin embargo, para tener una referencia que sirva al lector sobre la dimensión de la necesidad de inversión, se realizó un análisis general y con base en documentación bibliográfica y hemerográfica. En este sentido, tomando como parámetro un promedio el costo por kilómetro construido de líneas de transmisión de 400 kV, nos arroja un factor de 1.02 millones de dólares por cada kilómetro. Así, a partir del crecimiento planteado de la capacidad de generación, se estima que entre el periodo 2024-2030 se deben instalar 28,135 km de transmisión con un costo de inversión de 32,917.44 millones de dólares, lo que implica una adición anual de 4,019 km y 4,702 millones de dólares.

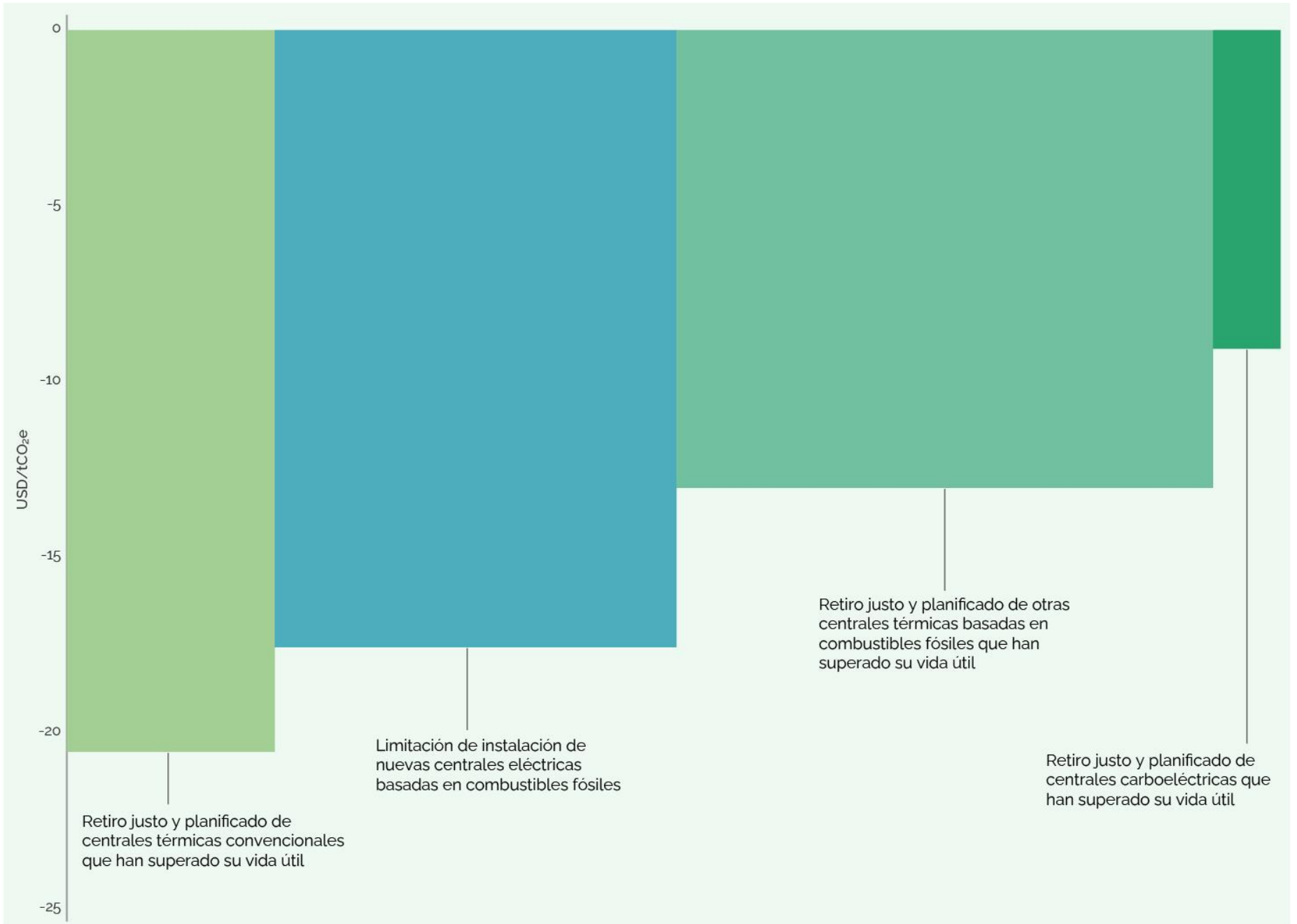


Figura 35. Curva de costo marginal de abatimiento para el sector eléctrico escenario de Emisiones Neta Cero (Generación distribuida y energías renovables).



Fuente: Elaboración propia.

Figura 36. Curva de costo marginal de abatimiento para el sector eléctrico escenario de Emisiones Neta Cero (Limitación y retiros de centrales eléctricas).



E. Contribución del sector transporte



E.1. Contexto nacional

El transporte es el segundo mayor emisor de GEI a nivel nacional. Dentro del sector, el modo de autotransporte o transporte carretero es el mayor generador, seguido por el aéreo, ferroviario y marítimo (SENER, 2021).

Lo anterior se debe en gran medida a que la flota vehicular del país ha crecido de manera acelerada en las últimas décadas. Entre 1990 y 2020, el parque vehicular a nivel nacional se incrementó a una tasa media de crecimiento anual (TMCA) de 5.6%, mientras que la población lo hizo a una tasa de 1.5% (GIZ-ICM, 2021a). Esto trajo como consecuencia el aumento del consumo de combustible y altos niveles de congestión vehicular en las principales urbes nacionales.

Adicionalmente, el transporte de mercancías a nivel urbano ha crecido a niveles acelerados durante los años recientes, y actualmente México es el segundo principal mercado del comercio electrónico en Latinoamérica. Se estima que, de 2015 a 2021, se triplicó el número de usuarios que realizan compras por internet, y el número de compras se incrementó 1000% (INEGI, 2022), lo que implica que se requiera mayor capacidad de traslado de mercancías y, en consecuencia, una mayor flota vehicular, aunque también se abre la oportunidad de que el incremento sea con soluciones bajas en carbono.

Otro factor relevante para el crecimiento del sector transporte ha sido la expansión de las zonas urbanas, puesto que de 1980 a 2010 el área de las ciudades mexicanas se ha sextuplicado, lo que representa mayores distancias y tiempo de traslado, y se complica por la baja calidad y conectividad del transporte público urbano (GIZ-ICM, 2021a).

De 2013 a 2022, el número de vehículos registrados pasó de 36.7 millones a 55.1. Entre estos, los vehículos ligeros son el segmento más numeroso, con 36.4 millones de vehículos en el último año registrado, seguido por las camionetas y camiones de carga, las motocicletas y finalmente los autobuses de pasajeros de los que únicamente hay registrados 468 mil (INEGI, 2023a).

En cuanto a la contribución de otros modos de transporte, el transporte aéreo es el que presenta el mayor crecimiento porcentual; en 2010 representó 3% del total de las emisiones GEI del sector, mientras que en 2019 su contribución fue del doble, es decir 6%, esto debido a que durante este mismo periodo se duplicó el total de pasajeros en vuelos nacionales e internacionales, lo que aumentó las operaciones y el consumo de combustible.

Respecto a la participación del transporte marítimo, en 2019 se movilizó una cantidad mayor de mercancías a nivel internacional (altura), en comparación con 2010. Por otra parte, se movizaron menos toneladas de carga entre los puertos nacionales



(cabotaje), y este tráfico marítimo tiene mayor impacto en las emisiones reportadas a nivel nacional, lo que influye en que las emisiones GEI del subsector pasaran de 2% a 1% durante el periodo de 2010 a 2019.

Finalmente, el transporte ferroviario ha tenido una participación constante durante todo el periodo, principalmente en la movilización de carga. A pesar de tener un mayor tonelaje de carga transportada durante el periodo de 2010 a 2019, su contribución en emisiones ha decrecido, al pasar de 2.01 a 1.85 MtCO₂e, debido a que la flota de locomotoras ha mejorado su potencia y rendimiento en la última década; sin embargo, aún no se compara con el rendimiento de combustible y la potencia de la flota ferroviaria de nuestros socios comerciales.

Por todo lo anterior, es necesario generar políticas que, por un lado, incentiven la reducción del uso del vehículo privado y fomenten el uso de otros medios más sustentables, así como mejorar la infraestructura del transporte público y las bicicletas, asegurar que los vehículos que se integren a la flota tengan tecnologías más eficientes, mejorar el rendimiento de los combustibles de la flota en circulación y limitar las emisiones de GEI de los vehículos automotores.

Adicionalmente, es importante impulsar acciones que se traduzca en superar los retos tecnológicos y financieros que implica el incremento del potencial de un mayor uso del ferrocarril o la incorporación de flotas con combustibles alternos como las celdas de combustible o el amoniaco.

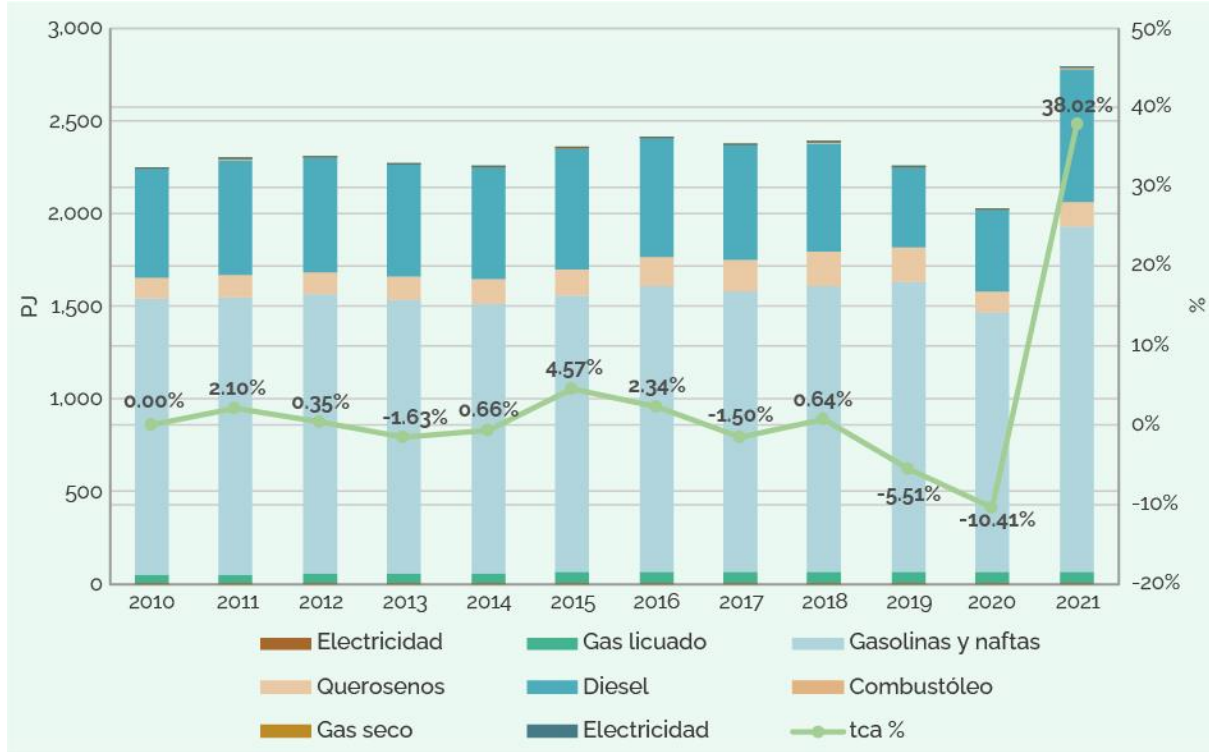
E.1.1. Consumo histórico de combustibles y electricidad

El suministro de energía del sector depende principalmente de combustibles fósiles (gasolina, diésel, y turbosina) en el caso de los vehículos y aeronaves con motor de combustión interna, y de la electricidad en el caso de los vehículos con motor eléctrico. Para este sector, la distribución de energéticos está dominada por gasolina y diésel, que en conjunto en 2021 representaron 92.6% del consumo energético, seguidos por los querosenos de la aviación (4.8%) y el gas licuado utilizado en autotransporte (2.2%), principalmente en vehículos pesados.

Entre 2010 y 2021, el consumo de combustibles aumentó 24%, hasta alcanzar 2,784 PJ. En cuanto al consumo por energético, el mayor cambio se presentó en la gasolina en 2020, cuando decreció 10.3% respecto al año previo; asimismo, el consumo de querosenos (turbosina) se redujo 43% en ese mismo año como consecuencia de la pandemia COVID-19 y la restricción de vuelos a partir del segundo trimestre (AFAC, 2023). Ver Figura 37.



Figura 37. Consumo de energía por tipo de combustible 2010-2021.



Fuente: (SENER, 2022).

En 2021, el consumo de diésel, el cual se utiliza principalmente para movilización de carga, representó 25.7% del consumo total de energía (SENER, 2022); sin embargo, la flota a diésel es únicamente 4% de la flota nacional en circulación. Lo anterior indica que su uso en términos de vehículo-kilómetro es mayor que el de un vehículo particular, además de que la quema de diésel es el principal contribuyente a la emisión de carbono negro (hollín) a la atmósfera y a la generación de contaminantes criterio que afectan la salud de la población.

Por otro lado, el transporte de carga ferroviario ha mejorado su rendimiento en los últimos 7 años, al pasar de 0.37 MJ/ton-km en 2015 a 0.40 MJ/ton-km en 2021 (ARTF, 2022), mientras que el transporte de carga carretero tiene un rendimiento de 1.39 MJ/ton-km (CONUEE, 2022).

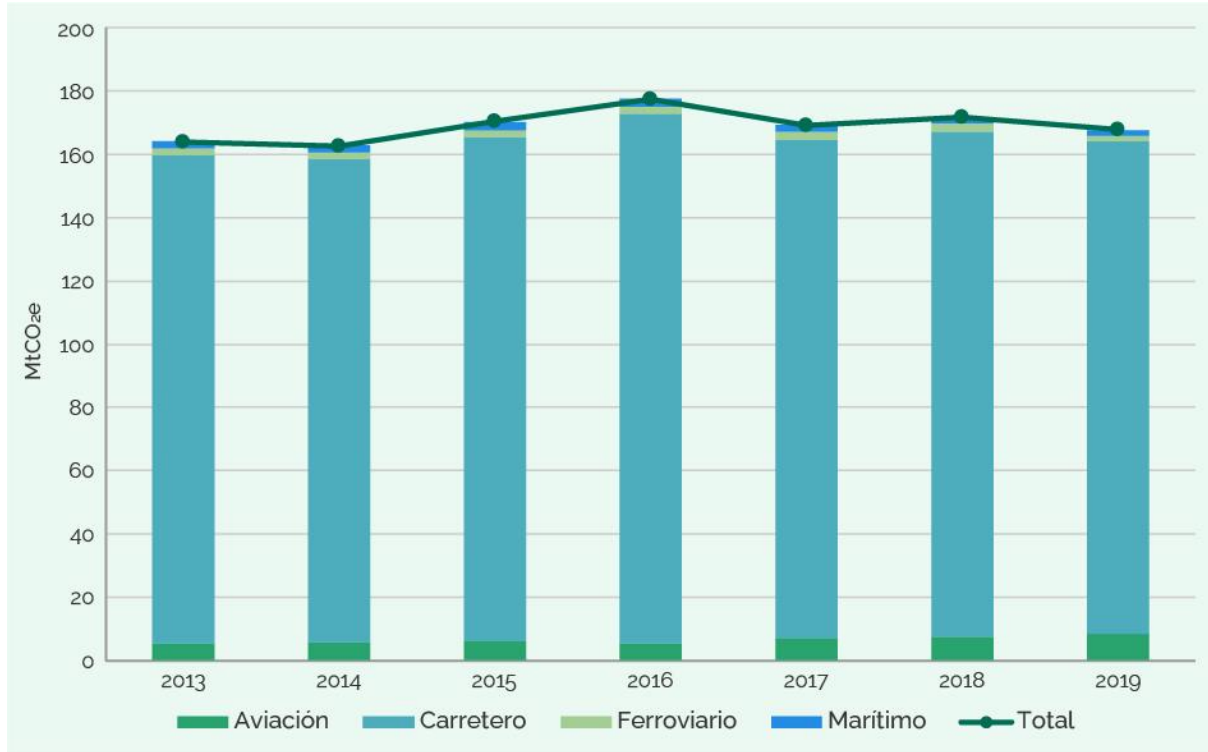
Los cambios en la demanda de transporte a consecuencia de la pandemia por el virus SARS-CoV-2 también se presentaron a nivel nacional, pues durante los primeros meses se observó una reducción a nivel nacional de 36% en la demanda de viajes hacia los lugares de trabajo (Google, 2021), y 12% de las organizaciones en el país optó por cambiar a la modalidad de teletrabajo, lo que disminuyó la congestión vehicular y la venta de gasolina 20.5% en comparación con el año previo (SENER, 2021).



E.1.2. Contribución histórica a las emisiones nacionales

Como ya se mencionó, el sector transporte fue el segundo mayor emisor de gases de efecto invernadero (GEI) en 2019 a nivel nacional (Figura 38), con un total de 167 MtCO_{2e}, es decir 22% de las emisiones totales a nivel nacional. De este total, el transporte carretero (automóviles, SUV, camiones de carga y de pasajeros, etc.) es el principal emisor, pues contribuye con 92.8%, seguido por aviación (5%), marítimo (1.1%) y ferroviario (1.1%) (INECC, 2022).

Figura 38. Emisiones GEI nacionales por modo de transporte 2010-2019.



Fuente: (INECC, 2022).

Entre 2013 y 2019, la evolución de las emisiones del sector no ha tenido un comportamiento lineal. Durante este periodo, las emisiones se incrementaron a una TMCA de 0.4%, al pasar de 164 MtCO_{2e} a 168 MtCO_{2e}, mientras que 2016 fue el año que presentó mayores emisiones con 178 MtCO_{2e}.

En cuanto a la contribución de los modos de transporte al total de emisiones, el transporte aéreo es el que presentó mayor crecimiento, al pasar de 5.3 a 8.4 MtCO_{2e}, es decir una TMCA de 8%. El caso contrario se dio en el transporte marítimo, que disminuyó de 2.11 a 1.82 MtCO_{2e}, y el transporte ferroviario que pasó de 2.13 a 1.85 MtCO_{2e}.

Por otro lado, entre las emisiones de CO₂ del sector transporte carretero nacional, se ha identificado que los vehículos ligeros particulares son responsables de 51% de las



emisiones y representan 77% de la flota vehicular en circulación, mientras que el transporte público es responsable de 9% de las emisiones totales del transporte carretero, pero únicamente representan 1% de la flota en circulación, lo que nos indica su falta de eficiencia (GIZ-ICM, 2021b).

A continuación, se presenta el desarrollo del escenario base como referencia para la medición de las medidas de mitigación propuestas en el sector transporte.

E.2. Línea base

Para el desarrollo del escenario base, se hizo una desagregación por modo de transporte y se identificó el nivel de desagregación de información disponible para cada uno.

Para el transporte carretero y ferroviario, se hizo un análisis de abajo hacia arriba, o *bottom-up*, debido a que se cuenta con información de la actividad del sector, desde la flota que lo compone hasta sus rendimientos de combustible promedio y las distancias recorridas. Para ambos modos de transporte se utilizó la calculadora MYC (Mobilise Your City Emissions), que estima las emisiones GEI según el enfoque ASIF⁹ (por sus siglas en inglés). Adicionalmente, para el modo carretero, se utilizaron las tasas de crecimiento de la flota proyectada en MOVES (Motor Vehicle Emission Simulator) en su versión adaptada a México.

Para los modos marítimo y aéreo, se aplicó el método de abajo hacia arriba o *top-down*, usando el enfoque metodológico Tier 1 con las ventas de combustibles y los factores de emisión por tipo de combustible del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés).

Ambos métodos de estimación permitieron integrar el escenario de línea base hasta 2060. A continuación, se describe a mayor detalle los insumos de cada sector para la estimación de emisiones durante el periodo analizado.

E.2.1. Transporte carretero

El transporte carretero, al ser el modo de transporte con mayor contribución en las emisiones GEI del sector (93% en 2019), presenta el mayor número de medidas de mitigación en el escenario emisiones netas cero. Asimismo, para este sector se cuenta con un gran volumen de datos sobre la actividad del transporte (Koupal *et al.*, 2016; INECC, 2018; INEGI, 2023), como distancia recorrida por categoría vehicular, rendimiento de combustible promedio, total de vehículos por categoría y pasajeros transportados.

⁹ Estimación de emisiones GEI del sector transporte carretero según los niveles de actividad (A), estructura modal (S), intensidad de energía (I) y contenido de carbono del combustible (F).



Las categorías vehiculares analizadas se dividen en cuatro, según su propósito de uso, dimensiones y peso del vehículo. En la Tabla 17 se presenta el volumen de vehículos de cada una de las categorías para distintos años de análisis.

El crecimiento de la flota para el periodo de análisis se estimó conforme a la tasa de crecimiento histórica de los vehículos registrados por parte del INEGI desde 1990 a 2019 (INEGI, 2023a), así como por las ventas de vehículos ligeros a partir de 2005 (INEGI, 2023b).

Con base en las proyecciones, se estima que la flota vehicular crecerá a una TMCA de 1.25% de 2021 a 2060. Los vehículos ligeros de pasajeros (motocicletas, SUV, automóviles compactos, deportivos, subcompactos, de lujo, combis, taxis y pickups) son los que tienen mayor participación (93%), seguidos por los vehículos pesados de carga (4.8%), ligeros de carga (1.7%) y pesados de pasajeros (0.43%).

Tabla 17. Volumen de vehículos por tipo.

Categoría		2021	2030	2040	2050	2060
Vehículos ligeros	Comerciales	32,256,054	35,764,767	39,914,554	46,464,189	50,562,284
	Privadas	341,369	438,894	582,354	770,425	899,253
Vehículos pesados	Oficiales	136,326	154,026	179,835	211,952	235,163
	Carga	762,300	1,148,886	1,623,891	2,164,060	2,620,300
Total		33,496,049	37,506,572	42,300,635	49,610,626	54,316,998

Fuente: Elaboración propia con información de (Koupal et al., 2016; INECC, 2018; INEGI, 2023).

Las emisiones totales de GEI del transporte carretero se obtuvieron multiplicando la demanda de transporte (kilómetros recorridos por vehículos (KRV o VKT por sus siglas en inglés) por el consumo de energía específico (rendimiento de combustible por tipo de tecnología y categoría vehicular) y el factor de emisión de GEI para cada tipo de combustible.

E.2.2. Transporte ferroviario

Para el transporte ferroviario, se tomó el consumo total de diésel y electricidad reportado por la Agencia Reguladora del Transporte Ferroviario hasta 2021, además del rendimiento de combustible (ton-km por litro de diésel) presentado por la misma institución (ARTF, 2023). Adicionalmente, se hizo una proyección anual del crecimiento de las locomotoras y las toneladas transportadas conforme a su correlación con el PIB y el crecimiento histórico, lo que permitió obtener el crecimiento anual para todo el periodo analizado. En 2021, se reportaron 1,199 locomotoras, y se estima que para 2060 habrá 2,248 locomotoras que movilizarán 20% de la carga nacional.



Con base en el número de locomotoras y su rendimiento de combustible promedio del periodo 2015 a 2021, se estimó el consumo total de diésel y electricidad que se consumiría anualmente durante todo el periodo. El resultado arroja que pasa de 25.5 PJ a 56 PJ en 2060.

E.2.3. Transporte aéreo

Para el transporte aéreo, se utilizó el consumo de combustible de aviación del periodo 1990 a 2021 reportado por Aeropuertos y Servicios Auxiliares (ASA), tanto para turbosina como para gas avión, y su correlación con el total de pasajeros transportados y el PIB del sector aéreo, para desarrollar una proyección lineal hasta 2060. Además, se identificó la distribución del combustible por propósitos de uso (comercial, privado y federal), debido a que una de las medidas propuestas para este subsector se centra en la flota comercial, ya que consume 89% del combustible a causa de sus largas distancias, mientras que 0.5% del consumo es para la flota oficial y lo restante (9.5%) para la flota privada.

Con respecto a las aeronaves matriculadas, en 2022 se registraron 9,607 unidades (AFAC, 2022), de las cuales las comerciales representaban 18%, las privadas 78% y las oficiales 4%. De acuerdo con el crecimiento histórico de las aeronaves (AFAC, 2022), la proyección estima que el total de aeronaves del sector crecerá a una TMCA de 1.4% durante el periodo 2021 a 2060, tal como puede observarse en la Tabla 18.

Esta proyección de flota es congruente con las estimaciones a nivel internacional del sector, que prevén que el número de aeronaves en Latinoamérica podría duplicarse en las siguientes dos décadas (Airbus, 2018). Asimismo, se estima que el total de pasajeros-kilómetro aumentará 275% en el periodo de 2022 a 2050 a nivel internacional (IEA, 2023).

Tabla 18. Aeronaves matriculadas durante el periodo por tipo de uso.

Aeronaves matriculadas	2021	2030	2040	2050	2060
Comerciales	1,705	2,412	2,766	3,120	3,475
Privadas	7,544	8,411	9,550	10,688	11,827
Oficiales	314	470	626	783	1,085
Total	9,162	11,116	12,942	14,591	16,387

Fuente: Directorio de Aeropuertos (Comandancias Regionales y de aeropuerto) (AFAC, 2022).

Las emisiones totales de GEI del transporte aéreo se obtuvieron mediante una regresión lineal del consumo energético histórico, teniendo como variables la flota matriculada, el número de pasajeros y el PIB del transporte aéreo, para posteriormente multiplicarlo por el factor de emisión de GEI de queroseno y gas avión.



E.2.4. Transporte marítimo

Para el transporte marítimo, se utilizó el consumo de diésel y combustóleo reportado en los Balances Nacionales de Energía hasta 2021. Asimismo, se estima que el total de la flota mercante mexicana crecerá¹⁰ 56% para 2050 (ver Tabla 19).

En la actualidad, las embarcaciones más predominantes son las que tienen vocación pesquera que representan 47% del total, se espera que esta categoría crecerá 61% al horizonte de 2050. Ante el resurgimiento de la explotación de yacimientos petroleros en el Golfo de México, se estima que aumente en 27% la existencia de grandes buques cargueros.

Por su parte, el auge turístico que se está experimentando, sobre todo en las regiones de la Riviera Maya y el Golfo de California, implicará que casi se duplique la existencia de buques transbordadores, también conocidos como ferris.

Tabla 19. Embarcaciones de la flota mercante mexicana.

Tipo de barco	2021	2030	2040	2050	2060
Carguero	771	865	951	999	1,053
Transbordador	24	30	33	50	53
Draga	21	27	30	31	33
Pesquero	1,570	2,228	2,450	2,574	2,712
Unidad móvil de perforación	269	417	458	481	507
Pasaje	20	43	47	49	52
Recreo y deportivas	150	239	262	276	291
Otros	150	236	260	273	288
Total	2,908	4,084	4,492	4,734	4,989

Fuente: Embarcaciones de la flota mercante mexicana, Compendio de estadísticas ambientales (Semarnat, 2022).

Las emisiones totales de GEI del transporte marítimo se calcularon mediante una regresión lineal del consumo histórico de energía, utilizando como variables embarcaciones registradas, toneladas transportadas y PIB del transporte marítimo como variables, y multiplicando por los factores de emisión de GEI de diésel y combustóleo.

E.2.5. Sector transporte

A continuación, se presenta la línea base del sector transporte hasta 2060 por modo de transporte; para el transporte carretero, se desglosa por categoría vehicular.

¹⁰ Se consideran los barcos mayores a 100 TRB (Toneladas de Registro Bruto) de la flota mercante mexicana de acuerdo con la Ley de Navegación y Comercio Marítimos publicada en el DOF el 1 de junio de 2006.

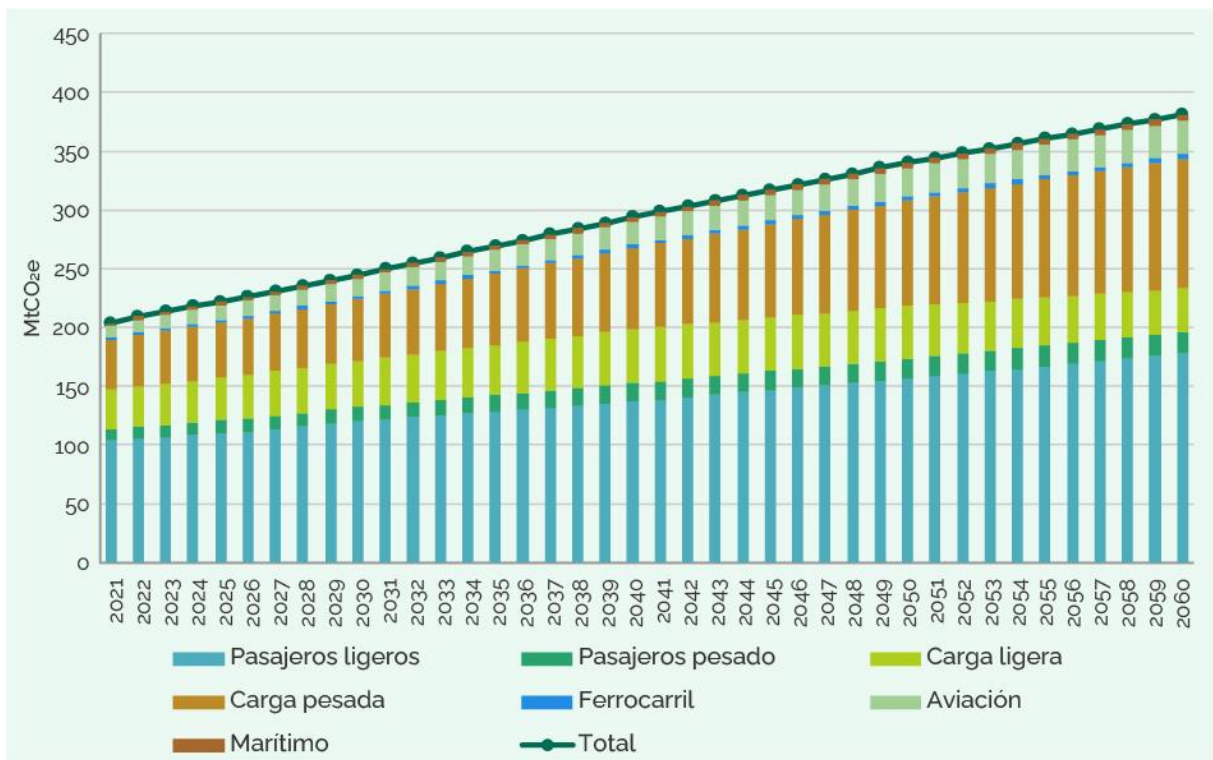


El resultado de las emisiones GEI (Figura 39) indica que, de no tomar ninguna acción, las emisiones continuarán aumentando como se han presentado históricamente, y se estima que para 2060 se emitirán 381.1 MtCO₂e, con una TMCA de 1.63% durante el periodo de 2021 a 2060. Las categorías vehiculares de pasajeros ligeros y carga pesada serán las de mayor contribución de emisiones GEI (46.6% y 29%, respectivamente), seguidas de vehículos ligeros de carga (9.6%) y aviación (7.5%), mientras que marítimo y ferrocarril son los modos de transporte con menos emisiones (1.3% y 1.1%, respectivamente).

En términos de uso de combustible, el consumo pasará de 2,766 PJ en 2021 a 5,739 PJ en 2060, y continuará predominando el uso de gasolina (49.3%) y diésel (34%), seguido por la electricidad de los vehículos que se introducirán (9.13%) y la turbosina (6.75%).

Respecto al consumo de electricidad, se estima que será de 524 PJ, y se centrará principalmente en los vehículos ligeros (72.2%), en los autobuses del transporte público (14.5%) y en los vehículos de carga pesados (13.3%).

Figura 39. Línea base de emisiones de GEI del sector transporte 2021-2060.



Fuente: Elaboración propia.

Este crecimiento está alineado con las proyecciones y tendencias internacionales, que estiman un incremento de 75% de las emisiones del sector transporte hasta el año 2050 (ICCT, 2020), mientras que en nuestro escenario aumentará 87% hasta el año 2060, ya que continúa el aumento de la expansión urbana —generando distancias



medias de viaje más largas—, no se cuenta con una normativa ambiciosa sobre los rendimientos de combustible vehicular que se actualice periódicamente, se continúa dando prioridad al vehículo particular en lugar del transporte no motorizado y activo —de modo que no se genera un cambio modal y de comportamiento de los habitantes—, y no se desarrollan programas que fomenten la renovación de la flota vehicular del transporte de carga.

E.3. Medidas de mitigación

Para el escenario de emisiones netas cero hasta 2060, se proponen diecisiete medidas que ayudarán al sector transporte a reducir la mayor cantidad de emisiones GEI. Las medidas presentadas a continuación se dividen en tres grupos mencionados: Evitar, Cambiar y Mejorar (ACM, por sus siglas en inglés) según su enfoque de mitigación.

Estas medidas se seleccionaron conforme a su posible adaptación al contexto nacional, para atender las principales problemáticas y contribuidores de GEI del sector; así como para enfocarse en las categorías vehiculares que tendrán mayor crecimiento de demanda en las siguientes décadas, y con base en evaluar los esfuerzos de política pública que ya se encuentran con algún nivel de implementación a nivel subnacional o federal.



- [Medida E-1. Adaptación del trabajo remoto](#)
- [Medida E-2. Promoción del vehículo compartido](#)
- [Medida E-3. Optimización y mejora del servicio del transporte público](#)
- [Medida E-4. Optimización en las entregas de mercancía de última milla](#)
- [Medida E-5. Mejoras en la logística del transporte de carga](#)
- [Medida E-6. Reparto modal del transporte de carga carretero al ferroviario](#)
- [Medida E-7. Adopción de bicicletas de carga en la última milla](#)
- [Medida E-8. Desarrollo y fortalecimiento de infraestructura dirigida a la movilidad activa y no motorizada](#)
- [Medida E-9. Expansión y renovación de los sistemas de transporte público masivos e integrados](#)
- [Medida E-10. Programas de Planeación urbana](#)
- [Medida E-11. Fortalecimiento de estándares de eficiencia energética para los vehículos ligeros nuevo](#)
- [Medida E-12. Fortalecimiento de los estándares de eficiencia energética para los vehículos pesados nuevos](#)
- [Medida E-13. Programa de chatarrización y renovación para el transporte de carga](#)
- [Medida E-14. Aceleración de la penetración de vehículos eléctricos y de celdas de hidrógeno](#)
- [Medida E-15. Incorporación de combustibles sostenibles de aviación \(SAF\)](#)
- [Medida E-16. Renovación y mejora en la eficiencia del transporte ferroviario](#)
- [Medida E-17. Adopción de barcos con amoníaco verde en la flota nacional](#)



E.3.1. Evitar

La adopción de este grupo de cinco medidas permite mitigar 26.7% de las emisiones GEI del sector transporte para 2060 respecto del escenario de línea base. Estas medidas tienen como objetivo disminuir la necesidad de utilizar el vehículo particular o el vehículo de carga, a fin de reducir los kilómetros recorridos y el consumo de combustible por vehículo involucrado.

Medida E-1. Adaptación del trabajo remoto

Descripción de la medida

La medida propone incrementar la adopción de empleos que realizan sus actividades laborales desde casa, evitando trasladarse físicamente hacia el lugar de trabajo.

Esta medida se ha promovido debido a que representa una ventaja en términos ambientales, reduciendo las emisiones de contaminantes criterio que afectan la calidad del aire, la congestión vehicular en horarios pico y reduce la contaminación sonora de la zona. Tales beneficios se deben mayoritariamente a que el teletrabajo se relaciona con una menor cantidad de automóviles particulares en circulación.

- Modo de transporte: Carretero
- Periodo de implementación: 2027 – 2040
- Categorías vehiculares implicadas: Motocicletas, vehículos particulares
- GEI cubiertos: CO₂, CH₄, N₂O

Condiciones habilitadoras

- Los organismos públicos y gobiernos municipales, estatales y federales pueden tomar la delantera y ofrecer esta modalidad de trabajo a sus empleados.
- Los centros de trabajo y la Secretaría del Trabajo y Previsión Social (STPS) deben generar estrategias de aplicación idónea de esta modalidad de trabajo, tal y como lo establece la NOM-037-STPS-2023.
- Divulgar de manera transversal los beneficios de esta modalidad de trabajo para la reducción de emisiones GEI del sector transporte entre las Secretarías de medio ambiente federales, estatales y municipales, de manera que el teletrabajo se contemple como una estrategia en los tres niveles de gobierno.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se identificaron los tipos de trabajo que son adecuados para realizar empleo en hogar. El empleo remoto es más adecuado para labores de oficina, donde solamente requieren el uso de tecnologías para realizar sus tareas (Actividades cuaternarias).	Replogle, M., Ríos, R. A., Porter, C., & Tao, W. (2013)



Medida E-1. Adaptación del trabajo remoto

S.2	Estimación del porcentaje de empleos que cumplen con estas características. Se seleccionaron las posiciones de funcionarios, directores y jefes; profesionistas y trabajadores auxiliares en actividades administrativas, los cuales integran el 22% de la población activa.	INEGI. (2021a).
	Se considera que la población activa representa al 41.5% de la población total del país.	INEGI. (2021a).
S.3	Estimación de viajes al sitio de trabajo con vehículo particular. Se filtraron los viajes con propósito para ir a un sitio laboral y que utilizan vehículo privado, motocicleta o taxi, los cuales equivalen al 33% de los viajes totales.	INEGI (2021b).
S.4	Se asume que ninguna persona de la población activa comparte su vehículo particular con personas que cumplan sus mismas características de empleo, por lo que un viaje equivale a una persona.	
S.5	Considerando los supuestos anteriores, se estima que a partir de 2040 el 1.62% de la población nacional (2.3 millones de personas) opta por esta modalidad de trabajo si se continúa con el crecimiento de población y la distribución de los empleos actuales. Este porcentaje continúa hasta 2060, influyendo en 2.45 millones de personas.	

Resultados

Potencial de mitigación al 2060: 12.33 MtCO₂e

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se estima que el incremento del consumo de electricidad de un hogar de una persona que realiza trabajo remoto es del 6%.	(IEA, 2020).
S.2	Se estima que el consumo eléctrico promedio de un hogar es 2,055 kWh al año.	(CONUEE, 2023).

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento **-\$38.1 USD/tCO₂e** Elaboración propia



Medida E-2. Promoción del vehículo compartido

Descripción de la medida

La medida promueve incrementar el número y porcentaje de vehículos que movilicen dos o más pasajeros en sus traslados hacia sus empleos dentro de las 74 zonas metropolitanas mediante la implementación de carriles de alta ocupación dentro de las vías principales que cuentan con el volumen de vehículos circulando en horas pico.

En aquellos viajes con propósito el traslado hacia el empleo esta medida ayuda de igual manera en la demanda del estacionamiento y en los kilómetros recorridos de cada vehículo participante (Shaheen and Cohen, 2018).

Asimismo, compartir el vehículo cuenta con beneficios medioambientales, económicos y sociales, entre los que se incluyen reducir el tráfico vial, reducción del estrés que genera la congestión del tráfico y ahorros económicos al compartirlos con otros usuarios (Spence, no date).

- Modo de transporte: Carretero
- Periodo de implementación: 2027 – 2050
- Categorías vehiculares implicadas: Vehículos particulares
- GEI cubiertos: CO₂, CH₄, N₂O

Condiciones habilitadoras

- Generar incentivos en empresas y compañías que apoyen a sus empleados para que apliquen el esquema de vehículo compartido mediante espacios preferenciales de estacionamiento.
- Precio preferencial en carreteras o segundos pisos al viajar en vehículo compartido.
- Desarrollar aplicaciones confiables y oficiales que incentiven el vehículo compartido.
- Que los gobiernos incentiven el diseño de espacios de estacionamiento exclusivos para vehículo compartido.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se estima que el 68% de los viajes en vehículo particular se realizan con un pasajero en la Zona Metropolitana del Valle de México. Este valor se utilizará como promedio nacional debido a que no se cuenta con información más detallada y oficial.	INEGI (2018)
S.2	Crecimiento proyectado en otros estudios nacionales. Para 2014 (año base) se indica que el promedio de pasajeros por vehículo es de 1.52 y estiman que para 2050 este será de 2.5. Asimismo, se estima que en las autopistas los vehículos pueden reducir su tiempo de viaje (2%) y se tiene reducciones de 37% de CO ₂ .	CONUEE (2018) / Fontes, T., Fernandes, P., Rodrigues, H., Bandeira, J. M., Pereira, S. R., Khattak, A. J., & Coelho, M. C. (2014)



Medida E-2. Promoción del vehículo compartido

S.3	Se tomará el mismo planteamiento de lo considerado en países como España, Canadá, Reino Unido y Estados Unidos, donde los vehículos compartidos circular en carriles de alta ocupación (HOV lanes, por sus siglas en inglés) diseñados para uso exclusivo del transporte público y vehículos particulares con dos o más personas y algunas veces abiertos a motocicletas o vehículos híbridos o eléctricos.	(Schijns and Eng, 2006)
S.4	Esta medida no considera que las mismas personas que aplican la medida de trabajo en casa sean quienes apliquen la medida del vehículo compartido.	
S.4	Considerados los supuestos anteriores, se estima que a partir de 2050 el factor de ocupación de los vehículos particulares es de 1.9, lo que indica que, para 2060, los kilómetros recorridos se reducirán 9.4% para las categorías vehiculares involucradas, es decir 119 mil millones de kilómetros en 2060.	

Resultados

Potencial de mitigación al 2060: 30.6 MtCO₂e

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

S.5	Se estima que el costo por adaptar un carril con las señalización y características de un carril preferencial es de MXN 888 mil por kilómetro.	(Modelística y Gobierno del Estado de Puebla, 2016)
-----	--	---



Medida E-3. Optimización y mejora del servicio del transporte público

Descripción de la medida

Incentivar el cambio modal de las personas de vehículo particular mediante un servicio de transporte más rápido, eficiente y confiable, así como incorporar aplicaciones tecnológicas para que los usuarios revisen los horarios de las rutas y reducir los tiempos de viaje y transbordos.

Para ello, se propone el desarrollo de estudios y recolección de datos confiables con el fin de identificar los polos de generación-atracción de viajes y las condiciones del transporte público y así optimizar las rutas de transporte público mediante un servicio de transporte más rápido, eficiente y confiable para todas y todos e incrementar la confiabilidad de los horarios mediante operaciones e infraestructura de transporte público y de rutas.

Una buena optimización de rutas es clave en la operación eficiente del transporte público pues influye en la reducción del tráfico vehicular, en gastos en combustible, en reducir los tiempos de traslado y en mejorar el mantenimiento de la flota (Remix, 2021). Es por ello que esta medida es considerada adecuada para su implementación en Latinoamérica debido a su bajo costo de implementación y que sus emisiones evitadas están dentro del rango medio-alto.

- Modo de transporte: Carretero
- Periodo de implementación: 2027 – 2050
- Categorías vehiculares implicadas: Motocicletas, vehículos particulares
- GEI cubiertos: CO₂, CH₄, N₂O

Condiciones habilitadoras

- Aprovechar la aplicación de las encuestas origen-destino metropolitanas para realizar encuestas a bordo de la unidad (o estudio de ascenso-descenso) y domiciliaria, con el fin de localizar los polos de generación-atracción de viajes, generar un inventario del equipo actual y de los servicios de transporte en la zona de influencia.
- Trazar la ruta existente (recorrido actual) y la propuesta, evaluando y comparando los tiempos de recorrido, las demoras por intersecciones y por cierres de circuitos utilizando softwares de optimización y planeación.
- Fomentar que las personas usuarias de transporte público existentes no cambien de modo de transporte hacia vehículos particulares al aumentar sus ingresos.
- Mejorar la infraestructura peatonal y de transporte no motorizado para reducir la exposición a riesgos de lesiones o fallecimiento por accidentes con vehículos de transporte privados.
- Contar con información geográfica actualizada y bases de datos confiables para la toma de decisiones y el cambio de ruta por parte de los gobiernos subnacionales.
- Contar con aplicaciones móviles que brinden al usuario información en tiempo real sobre las rutas y horarios del transporte público. Se ha identificado que los usuarios reducen su tiempo de viaje un 15%, haciendo el transporte público más atractivo (Casquero et al., 2022).

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS

DESCRIPCIÓN

FUENTE



Medida E-3. Optimización y mejora del servicio del transporte público

S.1	Se estima que la optimización de las rutas de transporte público reduciría la flota de autobuses urbanos en un 20% en las grandes ciudades y 44% en las ciudades medianas en un periodo de 20 años.	(Islas-Samperio, Manzini and Grande-Acosta, 2019)
S.2	Se estima que la aplicación de esta medida puede aumentar 9% el uso del transporte público y bajar el uso del carro en un 23% si se acompaña con aplicaciones tecnológicas para que los usuarios revisen los horarios de las rutas.	(Casquero et al., 2022)
S.3	Se plantea que esta medida se ejecute durante el periodo mencionado en las 74 zonas metropolitanas donde residen el 79% del total de la población nacional y se encuentra el 77.3% de la flota total de transporte público.	(estimación propia, con información del INEGI)
S.4	Para esta medida se estima que a partir de 2050 se reducirá un 20% la flota de transporte urbano mediante la gestión de la demanda y estudios para el mejoramiento de rutas	

Resultados

Potencial de mitigación al 2060: 7.3 MtCO₂e

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Un estudio de oferta y demanda de tráfico a nivel de sistema de transporte público en una ciudad puede llegar a costar hasta USD 100,000	(Greenlight Traffic Engineering, 2023)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento	-\$37.79 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------	--------------------------------------	--------------------



Medida E-4. Optimización en las entregas de mercancía de última milla

Descripción de la medida

La medida tiene como objetivo reducir el impacto del crecimiento estimado del comercio electrónico y las entregas de mercancías a nivel urbano mediante la optimización de las entregas incorporando casilleros (lockers) inteligentes de mercancías.

En el sector transporte de carga, se entiende como "última milla" a la etapa final del recorrido del transporte urbano de carga (GIZ-Ricardo, 2021). Esta última etapa es la parte más cara del proceso de entrega en términos de tiempo y distancia, y puede representar desde 28% hasta 75% de los costos de transporte y distribución, principalmente en los núcleos urbanos con alta densidad de comercios y congestión vehicular (CAF, 2019).

Optimizar las entregas urbanas de mercancía mediante el incremento del número de casilleros (lockers) inteligentes y compartidos (hub locker) en espacios públicos estratégicos, accesibles y seguros en las zonas urbanas del país, para que las personas usuarias finales recolecten los paquetes utilizando un modo de transporte no motorizado y así reducir el consumo de combustible en los vehículos utilizados para el traslado de mercancías.

Asimismo, complementando esta medida, se propone que la distribución de estas mercancías se realice durante horarios no pico, aumentando el rendimiento vehicular de los vehículos de carga urbana.

- Modo de transporte: Carretero
- Periodo de implementación: 2027 – 2040
- Categorías vehiculares implicadas: camionetas y camiones ligeros de reparto de mercancía.
- GEI cubiertos: CO₂, CH₄, N₂O

Condiciones habilitadoras

- Atención al principio de la priorización de métodos de transporte de bienes y mercancías con menores impactos ambientales y sociales, así como el fomento a la movilidad no motorizada y la promoción de la intermodalidad —establecido en la Ley General de Movilidad y Seguridad Vial—, a la formulación de instrumentos de política para promover mejoras en la última milla.
- Creación de centros de consolidación urbanos y bahías de carga y descarga, que podrían ser implementados por las autoridades de movilidad o medio ambiente municipales o metropolitanas (juntas, direcciones, oficinas, departamentos, organismos, etc.), en colaboración con las empresas transportistas, para ayudar en la gestión de las ubicaciones estratégicas de los casilleros (lockers) de modalidad multiempresa (compartidos).
- Implementación de un mecanismo de política para promover buenas prácticas de última milla, como es la adopción generalizada de tecnologías GPS por las compañías de logística urbana para la planeación de las rutas navegación más eficiente, identificación de las horas menos congestionadas, disminución de la cantidad de envíos y reducción del consumo de combustible.
- Desarrollo, por parte de las autoridades de movilidad o medio ambiente municipales —con apoyo de la SEMARNAT, academia y sociedad civil— de casos de estudio en ciudades mexicanas clasificados por rangos de tamaños de ciudad para identificar las sinergias óptimas con otras medidas para cada tipo de ciudad.



Medida E-4. Optimización en las entregas de mercancía de última milla

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	El uso de lockers inteligentes en puntos públicos y accesibles donde las personas usuarias pueden recogerlos contribuye en la reducción de rutas diarias y número de viajes, así como a disminuir los intentos fallidos de entrega, que son de los que más emisiones GEI generan.	(Bosona, 2020)
S.2	La distribución de mercancías por la noche disminuye 20% el consumo de combustible y las emisiones de CO ₂ , al reducir los tiempos de viaje y permitir una velocidad constante durante el recorrido.	(Bosona, 2020)
S.3	Los casilleros deben ubicarse a distancias accesibles a pie por parte de las personas usuarias (no mayor que 1.5 kilómetros o un recorrido de máximo 20 minutos a pie) con el objetivo de continuar promoviendo las comodidades identificadas por este tipo de comercios.	(Romero, 2020)
S.4	Considerados los supuestos anteriores, se estima que a partir de 2040 se habrán instalado 100 mil casilleros (lockers) adicionales de los 80 mil identificados en la actualidad, lo que influye en una reducción de 32% de distancia recorrida por la flota involucrada. Esta medida se propone que empiece a ser impulsada en las zonas metropolitanas con mayor número de habitantes y demanda del comercio electrónico.	

Resultados

Potencial de mitigación al 2060: 24 MtCO₂e

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	El costo de un casillero (locker) inteligente comercial es entre USD 8,000 a 10,000, según su capacidad, tamaño y características.	(Coates, 2023)
S.2	La vida útil del casillero es de 10 años.	(Pitney Bowes, 2022)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento	-\$46.15 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------	--------------------------------------	--------------------



Medida E-5. Mejoras en la logística del transporte de carga

Descripción de la medida

Las mejoras en la logística del transporte de carga se proponen como una solución para incrementar la competitividad del sector y movilizar la carga de manera más eficiente, mediante la identificación de mejores trayectorias y la generación de sinergias entre compañías.

Para esto, se propone implementar sistemas de coordinación entre las diferentes compañías, a fin de reducir los viajes en vacío (backhaul), disminuir el consumo de combustible, identificar la ruta óptima mediante el uso de tecnologías GPS, analizar los recorridos históricos e incrementar el factor de carga de los vehículos pesados de carga.

- Modo de transporte: carretero.
- Periodo de implementación: 2027-2040
- Categorías vehiculares implicadas: camiones unitarios y tractocamiones de carga.
- GEI cubiertos: CO₂, CH₄, N₂O.

Condiciones habilitadoras

- Desarrollar plataformas digitales de transporte oficiales por parte de la SICT y las Cámaras de los transportistas para fomentar la coordinación y la cooperación entre compañías transportistas.
- Desarrollar estudios para identificar áreas de oportunidad en cada una de las zonas geográficas o los principales corredores de carga, con apoyo del IMT, las Cámaras transportistas y la SICT.
- Incluir terminales especiales, corredores exclusivos para transporte de carga, así como comunicación GPS para encontrar la mejor ruta en tiempo real, a fin de reducir los tiempos de traslado.
- Analizar los factores de carga por compañía, mediante la información reportada a la SICT por parte del Instituto Mexicano del Transporte (IMT), para identificar las rutas y los vehículos de carga general que cuentan con un factor de carga mínimo para aprovechar su espacio y reducir los viajes en vacío.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se estima que el 36.8% del total de los viajes de carga son viajes en vacío, es decir que circulan sin mercancía.	(Islas-Samperio, J.M., Manzini, F. and Grande-Acosta, G.K. (2019)
S.2	Se ha evaluado que la medida de colaboración y carga compartida entre distintas empresas de transporte de carga tiene un potencial de ahorro de energía de hasta el 15%.	International Energy Agency (2017)
S.3	Considerados los supuestos anteriores, se propone que en 2060 se habrán reducido 50% los viajes en vacío, lo que influye en una reducción de 14.7% de kilómetros recorridos por la flota involucrada, lo que a su vez representa una reducción de 35 mil millones de vehículos-km recorridos, (VKT, del inglés vehicles kilometers traveled). Esto si se considera que los vehículos cuentan con unidades de arranque óptimas para esquemas compartidos y que	



Medida E-5. Mejoras en la logística del transporte de carga

están enfocados en la carga general, y no especializada. Con ello, se logra una disminución de combustible de 10,1 mil millones de litros de diésel en 2060.

Resultados

Potencial de mitigación al 2060: 27.4 MtCO₂e

E.3.2. Cambiar

Respecto a este segundo grupo de cinco medidas, su adopción mitiga 26% de las emisiones del sector transporte en 2060 comparado con el escenario de línea base.

Medida E-6. Reparto modal del transporte de carga carretero al ferroviario

Descripción de la medida

Esta medida propone aumentar la proporción de las toneladas distribuidas por ferrocarril, el cual es hasta cinco veces más eficiente que el transporte ferroviario, y reducir la participación del transporte de carga carretero.

Además de la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, el cambio modal a transporte ferroviario tiene el potencial de contribuir a mejorar la calidad del aire, debido a la reducción del uso de combustible y a incrementar la seguridad vial, a través de reducir los accidentes y percances vehiculares del sector (Quintero et al., 2014)

- Modo de transporte: Carretero
- Periodo de implementación: 2027 – 2050
- Categorías vehiculares implicadas: Tractocamiones de carga.
- GEI cubiertos: CO₂, CH₄, N₂O

Condiciones habilitadoras

- Atención a los principios de eficiencia y sostenibilidad para la movilidad de mercancías, maximizando los desplazamientos ágiles y procurando el menor impacto ambiental, tal como se establece en la Ley General de Movilidad y Seguridad Vial.
- Desarrollo de estudios de optimización de cadenas logísticas e identificación de las matrices origen-destino por parte de la Agencia Reguladora del Transporte Ferroviario (ARTF), con apoyo del Instituto Mexicano del Transporte (IMT). Esto ayudará a determinar qué cambios de carga carretera a ferroviaria son más viables.
- Desarrollo de estudios de identificación de clases de productos y entregas que pueden migrar del traslado carretero al ferroviario.
- Instalación sistemas de suspensión avanzada y amortiguación en vagones para proteger la mercancía frágil que migre del modo carretero (Quintero et al., 2014), por parte de los concesionarios.



Medida E-6. Reparto modal del transporte de carga carretero al ferroviario

- Generación de acuerdos entre los concesionarios, con apoyo de la SICT y la ARTF, para la compartición de vía y determinar el precio asignado entre recorridos donde hay vías compartidas.
- Mejora del mantenimiento de la red para evitar su descapitalización y aumentar la fiabilidad, el confort y la seguridad del transporte ferroviario.
- Fomentar la digitalización y la innovación para una movilidad conectada, lo cual puede ayudar a mejorar la operación del tráfico ferroviario.
- Mecanismos de política que desincentiven el uso del autotransporte en distancias mayores a 800 kilómetros en corredores en que se puede usar el ferrocarril para la mayor parte del trayecto.
- Aumento en el número de coches y locomotoras, y aumentar la eficiencia de las existentes.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	En 2022, el modo carretero movilizó 56.8% de la carga nacional, seguido por el marítimo (29.8%), el ferroviario (13.3%) y el aéreo (0.1%)	(SICT, 2023)
S.2	El modo ferroviario transportó el 13.3% del total de toneladas movilizadas, incrementando 4.5% su participación en el periodo 1994-2022; siguiendo con esta tendencia, se estima que para 2060 su participación será de 20%, es decir, incrementará 6.7%.	(SICT, 2023)
S.3	Se estima que el tren de carga emite sólo un tercio de las emisiones GEI por tonelada-kilómetro transportada en comparación de un camión típico (140 gCO ₂ /tkm), sin embargo, está limitado en las opciones de servicio y programación que ofrece cada concesionario.	US. EPA. (2019)
s.4	El transporte ferroviario es común en otros países. Rusia y Australia movilizan el 60% y 56%, respectivamente, del total de mercancías en ferrocarril y es su principal modo de transporte de carga.	(ITF, 2022)
s.5	En 2014 se desarrolló un modelo del reparto modal en México, donde se analizó la red de transporte terrestre y se obtuvo que el 40% de carga movida por carretera podría ser transportada por ferrocarril.	(Quintero et al., 2014)
S.6	Considerando lo anterior, se propone que el incremento del modo ferroviario llegue a 40% en 2050 mediante la coordinación entre concesionarios, mejoramiento de vías y la promoción de su uso.	

Resultados

Potencial de mitigación al 2060: 24.3 MtCO₂e



Medida E-6. Reparto modal del transporte de carga carretero al ferroviario

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Debido a esta medida, se adquirirán 3,295 locomotoras de 2027 a 2060.	Estimaciones propias
S.2	El costo de una locomotora de diesel de 1400 HP se estima en USD 1.2 millones.	SDG (2011)
S.3	Los costos operativos de una locomotora de diesel es de 36,000 (USD/año).	SDG (2011)
Resultado costos		
Costo Marginal de Abatimiento	-\$51.60 USD/tCO₂e	Elaboración propia

Medida E-7. Adopción de bicicletas de carga en la última milla

Descripción de la medida

A nivel global, la movilización de mercancías ha crecido de manera exponencial en los últimos años y se estima que aumentará 79% para 2030, lo que conlleva un incremento de 36% en los vehículos de reparto en centros urbanos (GIZ-ICM, 2021a). Esto implica que la distribución de mercancías urbanas se encuentre en un punto crítico, al tiempo que representa una oportunidad para transitar a un sector más eficiente, desde la logística hasta las tecnologías vehiculares.

A nivel nacional, el comercio electrónico ha crecido exponencialmente: tan sólo de 2019 a 2020, las ventas aumentaron 80% (AMVO, 2020). Asimismo, mientras en 2015 se tenía un promedio de entregas de compras virtuales por persona de 7 productos al año, en 2021 fue de 18 (INEGI, 2022).

El uso de bicicletas de carga para la última milla es una medida que está siendo adaptada y fortalecida en muchos países. Algunas empresas grandes de logística ya han optado por esta tecnología, y pequeñas empresas están transitando hacia este esquema, ya que muchas de estas empresas han establecido estrategias de sustentabilidad para las siguientes décadas (DHL, 2020), asimismo, muchas de las ciudades han establecido Zonas de Bajas Emisiones, restringiendo el acceso a vehículos de carga contaminantes (Yanocha, Kim and Mason, 2023). A nivel global, en 2019, las ventas de esta tecnología crecieron 60% con respecto al 2018 (Graver, 2021).

Por ello, esta medida propone transitar hacia el uso de bicicletas de carga para las entregas de mercancía en los entornos urbanos del país como respuesta al acelerado crecimiento del comercio electrónico a nivel nacional, y reemplazar paulatinamente los vehículos de carga ligera.

- Modo de transporte: carretero.
- Periodo de implementación: 2027-2050



Medida E-7. Adopción de bicicletas de carga en la última milla

- Categorías vehiculares implicadas: camionetas y camiones ligeros de reparto de mercancía.
- GEI cubiertos: CO₂, CH₄, N₂O.

Condiciones habilitadoras

- Promocionar esta medida durante la presente década en las 39 ciudades que ya cuentan con infraestructura ciclista y que contribuyen al mayor número de viajes y flota en circulación.
- Inversión, diseño, adecuación y ampliación de la infraestructura ciclista en las principales ciudades del país, empezando por la Ciudad de México, Guadalajara y Monterrey y aquellas que cuentan con baja puntuación en el ranking de ciclociudades mexicanas, para mejorar su competitividad (Pérez, García and Medina, 2022). Esto corresponde a las Secretarías de Movilidad o Secretarías de Medio Ambiente a nivel subnacional, con apoyo del Gobierno Federal.
- Los gobiernos subnacionales deben establecer estrategias que promuevan la incorporación de las bicicletas de carga, como la generación de zonas de bajas emisiones, adaptación de centros de consolidación urbanos compartidos entre distintas compañías de logística, además de incluir esta tecnología en los Planes Integrales de Movilidad Urbana Sustentable (PIMUS).
- El gobierno federal puede incorporar y promover esta tecnología entre las soluciones de descarbonización del transporte de carga urbano en el Programa de Transporte Limpio que coordina la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).
- Desarrollar proyectos piloto en las ciudades con mayor demanda de transporte de mercancías urbanas, con el fin de evaluar el potencial de mitigación de emisiones de estas prácticas y tecnologías, además de llevar un registro para poder replicar este esquema en otras ciudades.
- Creación de programas de incentivos económicos para las pequeñas empresas de logística urbana, por parte de los gobiernos estatales o municipales.
- Incluir la bicicleta de carga en la estrategia de movilidad sustentable nacional, con apoyo de la SEMARNAT y SEDATU.
- Incentivar la oferta de mercado de modelos disponibles de bicicletas de carga, con apoyo de la Secretaría de Economía, como parte de las soluciones de electromovilidad y micromovilidad.
- Desarrollar sistemas de bicicleta de carga compartida para incentivar el uso de esta tecnología entre las personas usuarias dentro de las Zonas Metropolitanas.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se consideran bicicletas que cuentan con compartimentos diseñados para transportar carga ligera y son una opción de movilización rápida y eficiente para mejorar la calidad del aire y mitigar el ruido, además de ser costo efectivas.	
S.2	Las bicicletas propuestas soportan pesos entre 45 kg hasta 200 kg, dependiendo el diseño del vehículo.	(TUMI. 2021)



Medida E-7. Adopción de bicicletas de carga en la última milla

S.3	A nivel nacional, se identificó que la mayor parte de productos comprados en internet corresponden a artículos de uso e higiene personal, así como artículos para el hogar, que en su mayoría son cargas ligeras, por lo que se podría optar por trasladarlas en bicicletas de carga ligera. (INEGI, 2022)
S.4	En Europa se ha estimado que aproximadamente el 50% de la carga ligera podría ser transportada por bicicletas en los entornos urbanos. (Bosona, 2020)
S.5	Por lo anterior, para esta medida se propone la incorporación de 276 mil bicicletas que reemplazarán a 21 mil camionetas de carga, lo que representa al 50% de la carga ligera.

Resultados

Potencial de mitigación al 2060: 9.8 MtCO₂e

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	El costo promedio de una bicicleta de carga es de USD 3,000.	(Mastretta, 2022)
S.2	Los costos operativos de una bicicleta de carga son de 100 USD/año.	(Hillman, 2021)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento	-\$21.46 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------	--------------------------------------	--------------------



Medida E-8. Desarrollo y fortalecimiento de infraestructura dirigida a la movilidad activa y no motorizada

Descripción de la medida

De acuerdo con el Panel Intergubernamental de Cambio climático (IPCC), una de las oportunidades para transitar a un sector transporte más sustentable es incentivar y promover el cambio modal de los pasajeros hacia modos de transporte más eficientes y limpios, como es el caso de la bicicleta (IPCC, 2022).

La bicicleta no genera emisiones debido a que su funcionamiento no requiere combustible, además de que su rango de velocidades en trayectos cortos en áreas urbanas es similar al de otros vehículos y, en zonas con altos índices de congestión vial, es incluso superior a la velocidad del transporte público y los automóviles.

Este modo de transporte cuenta con beneficios sociales y económicos para las personas usuarias, además de no afectar la calidad del aire local.

Esta medida plantea incrementar el número de viajes que se realizan en bicicleta y disminuir el uso de vehículos particulares, mediante el fomento y crecimiento acelerado de la infraestructura ciclista.

- Modo de transporte: carretero.
- Periodo de implementación: 2027-2040
- Categorías vehiculares implicadas: motocicletas, vehículos particulares.
- GEI cubiertos: CO₂, CH₄, N₂O.

Condiciones habilitadoras

- Impulso del diseño y la implementación de calles completas en donde se incorporen cruces peatonales seguros e incluyentes por parte de las autoridades de movilidad y obras públicas a nivel subnacional con la participación de las personas que habitan el espacio urbano.
- Mejora y ampliación de la infraestructura ciclista, priorizando áreas de bajos ingresos y zonas de alta demanda de pasajeros, por parte de las autoridades de movilidad y obras públicas subnacionales.
- Impulso a los sistemas de bicicletas compartida con acciones como la construcción de estacionamientos de bicicletas en estaciones de transporte público y espacios que fomenten la intermodalidad.
- Creación de escuelas de manejo de bicicleta, y promoción de la educación y la cultura vial de todos los actores, con el enfoque de la pirámide de la movilidad y el respeto a los peatones y ciclistas.
- Implementación de cursos y exámenes de manejo vehicular y cultura vial a todas las personas que deseen obtener o renovar su licencia de conducir.
- Establecimiento de metas e indicadores de avance del incremento de infraestructura ciclista en los planes subnacionales de transporte a mediano y largo plazo.
- Asignación de recursos para desarrollar acciones y proyectos de inversión en movilidad y seguridad vial a través del financiamiento público.
- El diseño y ejecución de las vías ciclistas deben considerar los principios de seguridad desde un enfoque integral y sistémico y el de la sostenibilidad.



Medida E-8. Desarrollo y fortalecimiento de infraestructura dirigida a la movilidad activa y no motorizada

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se estima que el 21.2% de las viviendas disponen de al menos una bicicleta.	(INEGI, 2021)
S.2	Únicamente 5% de los viajes con destino al empleo se realizan en bicicleta, mientras que el 36% se realiza en automóvil. Las ciudades de Celaya, León y Mérida son las que presentan mayor porcentaje de uso de bicicletas.	(Pérez, García and Medina, 2022)
S.3	Las experiencias internacionales, como la de Santiago de Chile, mostraron que después de cuatro años de implementación de la ciclovía, el número de viajes aumentó en un 45 %.	(Araneo, 2016)
S.4	Se estima que en ámbito urbano existen 4,217 km de infraestructura ciclista, sin embargo, no se cuenta con suficiente detalle para conocer su condición física, nivel de funcionalidad y características.	(SEDATU, 2023)
S.5	Por otro lado, esta medida no pretende hacer un cambio modal de todos los vehículos particulares, ya que su principal enfoque son aquellos viajes con distancias menores a 8 kilómetros, que representan alrededor del 42% de los viajes, de acuerdo con las estimaciones de la encuesta Origen-Destino de 2017.	(Dpto. Medio Ambiente, 2012) (INEGI, 2018)
S.6	Actualmente, el 2% de los viajes totales diarios se realizan en bicicleta. Se propone el incremento del uso de bicicletas para llegar a 10% en 2060 mediante la adición de 5 mil kilómetros de infraestructura ciclista delimitada e interconectada con los demás modos de transporte.	

Resultados

Potencial de mitigación al 2060: 21.7 MtCO₂e

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	El costo promedio de una bicicleta tipo ciudad en México es de MXN 5,065.	(Procuraduría Federal del Consumidor, 2020)
S.2	Se estima que el costo por kilómetro de ciclovía construida es de 2.3 millones de pesos. Esto considerando todos los elementos como señalización, pintura y elemento de confinamiento.	(SOBSE and SEMOVI, 2021)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento **-\$30.39 USD/tCO₂e** Elaboración propia



Medida E-9. Expansión y renovación de los sistemas de transporte público masivos e integrados

Descripción de la medida

Se pretende hacer una sustitución de la flota actual del transporte público hacia autobuses de tránsito rápido (BRT, por sus siglas en inglés), los cuales propician el aumento de pasajeros transportados, reducen la flota de autobuses en circulación, mejoran la velocidad, la confiabilidad del servicio y el rendimiento de combustible por pasajero transportado.

- Modo de transporte: carretero.
- Periodo de implementación: 2027-2060
- Categorías vehiculares implicadas: autobuses de transporte público
- GEI cubiertos: CO₂, CH₄, N₂O.

Condiciones habilitadoras

- Desarrollo de estrategias subnacionales para lograr la implementación exitosa de modelos de transporte modernos; por ejemplo, fomentar la sustitución de autobuses ineficientes mediante apoyos económicos, financiados con recursos privados, municipales y estatales, así como fideicomisos del gobierno federal como el Programa de Apoyo Federal al Transporte Masivo (PROTRAM).
- Establecimiento de una tarjeta única de pago intermodal, e integración de estaciones especializadas que se compartan entre los distintos tipos de transporte público.
- Fortalecer la planeación y la construcción de una red de transporte público intermodal, eficiente y de amplia cobertura.
- Incorporar criterios claves para la incorporación de un nuevo transporte público más eficiente en los planes de desarrollo urbano subnacionales. Estos criterios deben limitar el crecimiento poblacional en las periferias.
- Desarrollar una guía de planificación e implementación de sistemas de BRT enfocada en las ciudades mexicanas y sus características.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	El mayor número de viajes de transporte público es concesionado, y 87.8% de este sigue operando bajo el modelo hombre-camión, que corresponde a microbuses y combis con baja calidad de servicio, inseguridad y mayores impactos ambientales.	(Jiménez, 2018)
S.2	La tecnología del BRT es una alternativa de transporte público rentable que contribuye a reducir la congestión vehicular, aumentar la eficiencia del sector y mejorar la calidad del aire de las áreas urbanas, además de impulsar el cambio modal en las personas usuarias del vehículo particular.	(Rosas Gutiérrez and Chías Becerril, 2020)
S.3	El sistema de BRT no sólo incluye la sustitución de la flota, sino que además cuenta con carriles separados de uso exclusivo, así como estaciones y plataformas ubicadas estratégicamente en	(Shah et al., 2020)



Medida E-9. Expansión y renovación de los sistemas de transporte público masivos e integrados

relación con otros medios de transporte que garantizan un viaje rápido y seguro para las personas usuarias.

S.4	En la Ciudad de México, el Metrobús (BRT) emite 12.3 gramos de CO ₂ por kilómetro recorrido por pasajero, mientras que los microbuses (hombre-camión) emiten 28.2 gCO ₂ /km/pasajero, es decir produce más del doble de dióxido de carbono.	(Alvarado y Macías, 2018)
S.5	El mayor ejemplo de BRT en Latinoamérica es el TransMilenio de Bogotá, Colombia, donde se sustituyeron 2,700 autobuses convencionales que transportaban a 1.6 millones de pasajeros diariamente, con 630 BRT que transportan a 1.9 millones de pasajeros.	(Shah et al., 2020)
S.6	Actualmente trece ciudades metropolitanas mexicanas cuentan con esta tecnología. Para esta medida se propone adicionar al menos dos rutas de BRT donde cada una cuente con al menos 26 BRT para las 74 Zonas Metropolitanas del país para 2060, y que la sustitución inicie con autobuses obsoletos e ineficientes con más de 15 años de antigüedad. Las rutas propuestas deberán cubrir las zonas con mayor demanda de pasajeros.	

Resultados

Potencial de mitigación al 2060: **14.5** MtCO₂e

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	El costo promedio de un BRT es de MXN 2,500,000	(ITDP, 2017)
S.2	Costo de una estación de BRT es de MXN 4,009,625	(Gobierno del Estado de Puebla , 2015)
S.3	El costo de por carril confinado en ambos sentidos de BRT es de MXN 10,214,964 por 16.5 kilómetros.	(SCT, 2012)
S.4	Las estimaciones indican que los autobuses eléctricos alcanzarán la paridad de precios de compra sin subsidios con los autobuses diésel a mediados de la década de 2020, a más tardar en 2030.	(Coplon-Newfield, 2022)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento	-\$33.18 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------	--------------------------------------	--------------------



Medida E-10. Programas de Planeación urbana

Descripción de la medida

Esta medida propone aumentar la densificación urbana en las zonas metropolitanas mediante la incorporación de un programa nacional y subnacional de desarrollo urbano que incentive la planeación urbana y la distribución de usos del suelo mixtos, para que las personas reduzcan sus tiempos y distancias de traslado hacia sus principales actividades como empleo o escuelas, y fomenten el cambio modal hacia la peatonización, el uso de bicicleta y el transporte público.

La densificación de zonas urbanas es una estrategia clave en la reducción de emisiones de GEI, ya que, al concentrar la actividad humana en áreas más compactas y accesibles, se reduce la necesidad de desplazamientos largos en vehículos individuales. Además, la densificación promueve el uso eficiente del suelo, y facilita la implementación de sistemas de transporte público sostenible, como el ferrocarril y el transporte colectivo, lo que contribuye a la disminución de emisiones al tiempo que mejora la calidad de vida en las ciudades al reducir la congestión del tráfico y la contaminación del aire.

- Modo de transporte: carretero.
- Periodo de implementación: 2027-2060
- Categorías vehiculares implicadas: vehículos particulares, motocicletas, camionetas y camiones de carga ligera.
- GEI cubiertos: CO₂, CH₄, N₂O.

Condiciones habilitadoras

- Fortalecer los instrumentos de desarrollo urbano para que incentiven densificar y mezclar los usos de suelo, y establezcan como prioridad la implementación de políticas para el mejoramiento del transporte público, así como la creación y la promoción de infraestructura para el transporte no motorizado, incluidos sistemas de bicicleta compartida, medidas de vehículo compartido y regulaciones adecuadas.
- Establecer una política nacional de vivienda que regule la expansión de las ciudades de manera dispersa y sin planeación, para evitar su crecimiento hacia las periferias, y generar incentivos para el desarrollo de viviendas en zonas céntricas que contribuyan a la recuperación de los centros históricos.
- Incentivar la gestión y el diseño de políticas públicas locales que impulsen el cambio modal a medios sustentables, eficientes y seguros, como el transporte no motorizado y el transporte público.
- Generar un cambio de tendencia en el financiamiento federal en materia de movilidad urbana sustentable para garantizar inversiones eficientes y efectivas.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se ha estimado que si se aumenta 10% la densificación en un área determinada se puede generar 0.5 más viajes en bicicleta y disminuir 7.4% las emisiones de CO ₂ .	(López, Prado and Padilla, 2014)



Medida E-10. Programas de Planeación urbana

S.2 Las ciudades compactas y densas mejoran los viajes sostenibles y reducen significativamente los problemas causados por fallas en el sistema de movilidad. (Seabra, R. and Hobbs, J.A, 2022)

Además de reducir las emisiones de GEI, estas ciudades reducen los costos de transportación y promueven la inclusión social.

S.3 Esta medida propone el diseño y la ejecución de programas de desarrollo urbano y densificación para cada zona metropolitana, con el objetivo de reducir la expansión de asentamientos urbanos y aumentar 15% la densificación urbana, para así contener el crecimiento de las emisiones del sector transporte.

Resultados

Potencial de mitigación al 2060: 28.4 MtCO₂e

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	La localización de las nuevas viviendas en zonas consolidadas cercanas a fuentes de empleo supondría un ahorro conjunto promedio de 5.6% en gastos de desplazamiento, respecto de un escenario de continuidad del modelo actual.	(Zubicaray, 2021)
S.2	Se identificó que en 2050 la mitad de las ciudades requerirían incrementar entre 48% y 244% su presupuesto municipal para mantener el mismo gasto actual por vivienda en la provisión de servicios públicos urbanos.	(Zubicaray, 2021)
S.3	De continuar con el modelo de urbanización expansivo, la suma del gasto anual de desplazamiento de las familias y del costo de provisión de servicios públicos puede exceder 1% del PIB del país cada año.	(Zubicaray, 2021)
S.4	Si se apuesta por localizar adecuadamente la nueva vivienda, entre 2020 y 2050, el costo acumulado de desplazamiento en promedio se reduce 5.6%. Además, el ahorro se incrementa cada año, y en 2050 el costo anual promedio de desplazamiento por vivienda sería 8.3% menor que en el escenario tendencial.	(Zubicaray, 2021)



E.3.3. Mejorar

Las medidas que integran este tercer grupo son siete. Su instrumentación significaría una mitigación de 37.7% de las emisiones del sector transporte en 2060 comparado con el escenario de línea base.

Medida E-11. Fortalecimiento de estándares de eficiencia energética para los vehículos ligeros nuevo

Descripción de la medida

Se propone la actualización del estándar de eficiencia energética vehicular y de emisiones GEI para los vehículos ligeros que se comercialicen. Estas normas establecen metas de eficiencia anuales que los comparativos de las armadoras vehiculares deben cumplir en promedio.

Modo de transporte: carretero.

- Periodo de implementación: 2027-2040
- Categorías vehiculares implicadas: vehículos ligeros.
- GEI cubiertos: CO₂, CH₄, N₂O

Condiciones habilitadoras

- Realizar campañas de concientización dirigidas a consumidores, particularmente hacia los segmentos de ingreso alto y muy alto, a fin de reducir la compra de grandes camionetas para recorridos cotidianos en la ciudad.
- Diseño de políticas con regulaciones e incentivos para la promoción de vehículos con mayor rendimiento de combustible; por ejemplo, ampliando los beneficios y modalidades de trato preferencial para vehículos más eficientes, especialmente a los híbridos enchufables, eléctricos de baterías y de celdas de combustible a hidrógeno.
- Informar a la población tanto el factor de emisión como el rendimiento de combustible (en kilómetros por litro) de cada vehículo que se vende en México.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Este tipo de regulación está presente en ocho países a nivel mundial y en toda la Unión Europea, lo que representa más de 80% del mercado mundial para vehículos ligeros.	(Yang and Bandivadekar, 2017)
S.2	Los vehículos ligeros particulares son responsables de 51% de las emisiones GEI y representan 77% de la flota vehicular en circulación.	(GIZ-ICM, 2021)
S.3	En México, existe la Norma Oficial Mexicana NOM-163-SEMARNAT-ENER-SCFI-2013 (NOM-163), que regula el dióxido de carbono (CO ₂) de los vehículos con motores a gasolina y diésel, y los estándares se diseñaron a partir del modelo estadounidense para	(INECC, 2021)



Medida E-11. Fortalecimiento de estándares de eficiencia energética para los vehículos ligeros nuevo

los años 2014-2016. Sin embargo, esta norma ha sufrido importantes rezagos en sus parámetros durante los últimos años, en comparación con las normas más avanzadas a nivel mundial, como las de la Unión Europea.

S.4 Se ha analizado que una buena norma de eficiencia vehicular puede convertirse en una de las tres medidas más costo efectivas para reducir las emisiones de GEI de México en la presente década, y así ayudar en el cumplimiento de metas del Acuerdo de París. Se estima que de 2017 a 2022 la mitigación perdida por no mantener la regulación activa es de 18.2 MtCO₂e. (INECC, 2021)

S.5 Se propone que se adopten los estándares para vehículos ligeros más actualizados (2021) de la EPA a partir de 2027, y para los siguientes años se aplique el estándar de 82 gCO₂/km promedio para automóviles y 116 gCO₂/km para camionetas ligeras, lo que significa una disminución de 48% y 40.6%, respectivamente. Cada año-modelo retrasado reduce los beneficios e incrementa la incertidumbre regulatoria.

Resultados

Potencial de mitigación al 2060: 38.73 MtCO₂e

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	El número de vehículos que se verían influenciados por este cambio tecnológico serían 43.8 millones de vehículos durante 2027 - 2060	Estimaciones propias
S.2	Los costos de cambio tecnológico son de 880 y 884 USD de 2016 para autos y camionetas, respectivamente.	(INECC, 2021)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento **-\$29.24 USD/tCO₂e** Elaboración propia



Medida E-12. Fortalecimiento de los estándares de eficiencia energética para los vehículos pesados nuevos

Descripción de la medida

Esta medida propone, por un lado, hacer cumplir la NOM-044-SEMARNAT-2017 y las tecnologías propuestas de vehículos nuevos, y por el otro lado, establecer estándares de eficiencia energética y emisiones para los vehículos pesados nuevos que se comercialicen en el país, mediante el desarrollo de una nueva norma la cual se propone adaptar los estándares propuestos por la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA).

- Modo de transporte: carretero.
- Periodo de implementación: 2027-2050
- Categorías vehiculares implicadas: camiones unitarios y tractocamiones de carga.
- GEI cubiertos: CO₂, CH₄, N₂O.

Condiciones habilitadoras

- Adopción y publicación urgente, por parte de la SEMARNAT y de la SICT, de la propuesta de Norma para la limitación de emisiones de los nuevos vehículos pesados.
- Apoyo de la CONUEE, CONAMER y ANPACT a la SEMARNAT para vigilar el cumplimiento de la NOM por parte de fabricantes, importadores y ensambladores de los motores nuevos a diésel.
- Implementación de campañas de concientización dirigidas a empresas transportistas, especialmente a los hombres-camión, para renovar sus unidades. Esto podría realizarse mediante el Programa de Transporte Limpio de la SEMARNAT, con apoyo de la SICT.
- Generar incentivos a corto y mediano plazo para promover la renovación de la flota del transporte de carga pesado. Esto se podría realizar en coordinación con el gobierno federal y estatal con apoyo de las bancas comerciales.
- Adecuación de la regulación e incentivos por parte del gobierno federal y estatal para la promoción de los vehículos con mayor rendimiento de combustible, con beneficios y modalidades de trato preferencial para vehículos más eficientes y especialmente a los híbridos y eléctricos y para los pequeños transportistas y hombres-camión.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	La NOM-044-SEMARNAT-2017 (NOM 044), limita en gran medida la emisión de contaminantes de vehículos pesados nuevos en México y señala como obligatoria la comercialización exclusiva de vehículos Euro VI y EPA 2010 a partir del inicio de 2021. Sin embargo, la norma ha retrasado su obligatoriedad hasta el 1 de enero de 2025 en su última modificación, lo cual limita los beneficios ambientales que se vinculan con su aplicación.	
S.2	Las tecnologías vehiculares Euro VI y EPA 2010 reducen las emisiones de NOx en más de 93% y de partículas PM2.5 en aproximadamente 99%, en comparación a las emisiones de un Euro III, además de contar con un mejor rendimiento de combustible,	(Williams and Minjares, 2016; Blumberg, 2020; Zhou et al., 2020)



Medida E-12. Fortalecimiento de los estándares de eficiencia energética para los vehículos pesados nuevos

reducción de 5% a 10% en el consumo de combustible, lo cual reduce las emisiones de CO₂.

S.3	Estas tecnologías están disponibles y se fabrican en México, sin embargo, el 79% de los vehículos producidos se exportan, principalmente, a Estados Unidos y Canadá, países que han requerido vehículos limpios desde hace más de una década.	(Jiménez, 2021)
S.4	Los estándares de eficiencia energética y emisiones para vehículos medianos y pesados de la EPA establece rendimientos de combustible 31% más exigentes comparados al rendimiento promedio de los vehículos que se comercializan en México	(EPA, 2016a)
S.5	Se estima que para esta medida la NOM-044 entre en vigor en la fecha planteada de 2025, pero que vaya acompañada de la publicación de una nueva norma de emisiones y eficiencia energética para los vehículos pesados nuevos, la cual mejorará los rendimientos de combustibles de los vehículos que entren en circulación.	

Resultados

Potencial de mitigación al 2060: 22 MtCO₂e

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	El número de vehículos que se verían involucrados por este cambio tecnológico serían 2.5 millones de vehículos. durante 2027-2060.	Estimaciones propias
S.2	Los costos de cambio tecnológico son de 1,055 dólares americanos en 2016 por camión unitario.	(EPA, 2016a)
S.3	Los costos de cambio tecnológico son de 11,180 dólares americanos en 2016 por tractocamión.	(EPA, 2016a)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento	\$17.65 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------	-------------------------------------	--------------------



Medida E-13. Programa de chatarrización y renovación para el transporte de carga

Descripción de la medida

Esta medida propone retomar y actualizar el programa nacional de renovación y chatarrización del transporte de carga federal, con enfoque en el transporte de carga pesado y en los pequeños transportistas y hombre-camión, dado que son los que cuentan con la flota vehicular más antigua.

- Modo de transporte: carretero.
- Periodo de implementación: 2027-2060
- Categorías vehiculares implicadas: camiones unitarios y tractocamiones de carga.
- GEI cubiertos: CO₂, CH₄, N₂O.

Condiciones habilitadoras

- Reforzar los programas de inspección de emisiones para los vehículos pesados por parte de los centros de mantenimiento e inspección subnacionales y las Secretarías de movilidad, con apoyo de la SICT y la Cámara Nacional del Autotransporte de Carga (CANACAR).
- - Desarrollar programas de desguace de vehículos para eliminar los más ineficientes y contaminantes, por parte de las Secretarías de movilidad subnacionales con apoyo de la SICT.
- - Mejorar el manejo de residuos al contar con centros autorizados para cerciorarse de la destrucción de las unidades, con apoyo de la SICT y la CANACAR.
- - Actualizar y modernizar las normas reguladoras de emisiones y eficiencia de los vehículos nuevos con alineación a los criterios internacionales, con apoyo de la SEMARNAT, SE y SICT.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	A nivel nacional, se han implementado programas de renovación de flotas y chatarrización. De 2015 a 2017, la SEMARNAT, con apoyo de Nacional Financiera (NAFIN), impulsó el Programa de Renovación de Vehículos de carga y de pasaje del Gobierno Federal, el cual tenía como meta anual destruir 6 mil unidades e implicaba ahorros de al menos 800 mil toneladas de CO ₂ e cada año.	(SCT, 2015)
S.2	Actualmente, el programa de apoyo a la micro y pequeña empresa transportista de NAFIN ofrece esquemas de financiamiento para la adquisición de una unidad nueva o seminueva (modelos de 8 años de antigüedad como máximo) para las micro y pequeñas empresas de transporte federal con flota de 1 a 30 unidades motrices. No obstante, este financiamiento no incluye una opción de	(NAFIN, 2022)



Medida E-13. Programa de chatarrización y renovación para el transporte de carga

chatarrización ni se establecen metas anuales de límites de vehículos beneficiados,

- S.3 Para esta medida se propone que, a partir de 2027, se implemente de manera permanente el programa de chatarrización y renovación del transporte de carga con el objetivo de que anualmente 6 mil camiones de carga se vean beneficiados con este programa, conforme a las metas de los programas previos.

Resultados

Potencial de mitigación al 2060: 1.33 MtCO₂e

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Los vehículos involucrados en el programa sumarían 198 mil durante 2027-2060.	Estimaciones propias.
S.2	El incentivo deberá cubrir entre 10 y 20% del costo final del vehículo a ser adquirido.	(NAFIN, 2022)
S.3	El costo de un tractocamión nuevo y eficiente es de 111,180 USD a precio de 2016.	(EPA, 2016b)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento **-\$137.65 USD/tCO₂e** Elaboración propia

Medida E-14. Aceleración de la penetración de vehículos eléctricos y de celdas de hidrógeno

Descripción de la medida

Se propone impulsar las ventas de vehículos eléctricos de baterías a nivel nacional, mediante el establecimiento de estrategias y metas de penetración de esta tecnología en los vehículos nuevos comercializados.

- Modo de transporte: carretero.
- Periodo de implementación: 2027-2060
- Categorías vehiculares implicadas: todas.
- GEI cubiertos: CO₂, CH₄, N₂O.

Condiciones habilitadoras

- Ampliar el componente de energía renovable en la matriz eléctrica nacional para que las empresas fabricantes de vehículos eléctricos en México tengan acceso a electricidad renovable y accesible.



Medida E-14. Aceleración de la penetración de vehículos eléctricos y de celdas de hidrógeno

- Brindar facilidades para que las empresas interesadas se incorporen a la generación distribuida a través de diferentes modelos que la Ley permite.
- Generación de políticas a nivel nacional para la producción de vehículos que complementen el decreto de modificación de la Tarifa de la Ley de los Impuestos Generales de Importación y de Exportación para vehículos eléctricos y de celdas de combustible de hidrógeno sin arancel a fin de incrementar el número de modelos disponibles en el mercado.
- Ampliar periódicamente la vigencia del Decreto por el que se modifica la Tarifa de la Ley de los Impuestos Generales de Importación y de Exportación, donde se incluyen los vehículos eléctricos y de celdas de combustible de hidrógeno sin arancel, ya que su vigencia concluye el 30 de septiembre de 2024.
- Desarrollar un marco regulatorio nacional para fomentar los vehículos eléctricos de manera integral entre todas las Secretarías. La electromovilidad debe tener fundamento en disposiciones legales para dar claridad respecto a la participación de todos los actores involucrados.
- Adecuar el marco normativo o crear nuevas normas para sistemas de recarga y características de los vehículos y cargadores, como parte de la Hoja de ruta de electromovilidad impulsada por la SRE y de la ENME coordinada por la SEMARNAT.
- Para la planeación de la infraestructura de carga, se recomienda considerar actores federales, estatales, locales y privados, además de evaluar la disposición del espacio público y los programas de infraestructura local.
- Generar una Hoja de Ruta de la infraestructura de carga, que identifique los principales corredores y rutas nacionales como parte de los resultados de la ENME coordinada por la SEMARNAT y los estudios de flujo vehicular del IMT y CFE.
- Establecer las bases regulatorias para promover los horarios de recarga que no afecten la demanda de la electricidad en horas pico, mediante estrategias de divulgación por parte de la SENER, CRE y CENACE.
- Fortalecimiento de incentivos para el consumidor a corto y mediano plazo, como exención de impuestos (ISAN, tenencia) por parte del SAT, trámites (verificación) con apoyo de las Secretarías de movilidad o medio ambiente y esquemas de financiamiento por parte de la banca comercial o las marcas automotrices.
- Generar facilidades para instalación de medidores y tarifas preferenciales para recarga.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	A nivel internacional se firmó en la COP26 la ambición que establece que 100% de las ventas de los carros y camionetas nuevas deberán ser de cero emisiones en 2040 para los países en vías de desarrollo y en 2035 para los mercados líderes. México está entre los países que firmaron esta declaración.	(BEIS, 2021)
S.2	La brecha de precios entre los vehículos de combustión interna y vehículos eléctricos se ha reducido gradualmente, gracias al menor costo de las baterías, que ha disminuido 89% en la última década, al pasar de 684 USD/kWh en 2010 a 132 USD/kWh en 2021.	(Henze, 2021)



Medida E-14. Aceleración de la penetración de vehículos eléctricos y de celdas de hidrógeno

S.3	Se estima que para 2024 los precios comiencen a reducirse debido al esperado aumento de la capacidad de refinamiento y extracción de litio, y se pronostica que el precio promedio de los paquetes de baterías alcance hasta \$100kWh para 2026.	(Henze, 2022)
S.4	Se propone que el total de ventas de nuevos vehículos ligeros y transporte público urbano sean vehículos eléctricos en 2040, mientras que para los camiones unitarios de carga se establece en 2045 y los tractocamiones en 2050. El potencial de mitigación de esta tecnología podría aprovecharse enormemente si la producción de electricidad e hidrógeno proviene de fuentes renovables, por lo que esta medida debe ser impulsada de manera paralela tanto en la parte de generación de energía, como en el mercado automotriz y en la infraestructura de recarga.	

Resultados

Potencial de mitigación al 2060: 57 MtCO₂e

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	El costo promedio de un autobús eléctrico en 2021 es de MXN 17 millones, se proyecta que en 2030 sea de MXN 12,267,717 (-27.8%).	(Semovi, 2021)
S.2	Se espera que, en 2025, con la reducción de costos de producción y mejora en la tecnología de las baterías, el costo promedio de un coche eléctrico sea de MXN 440,000.	(Rodríguez, 2023)
S.3	Se estima que la cantidad total de nuevos carros, camionetas y motocicletas eléctricas adquiridas por año pase de 209 mil en 2027 a 2.8 millones en 2060.	(INEGI, 2022)
S.4	Se estima que los costos en existencia de vehículos ligeros de carretera se reduzcan entre 11% y 28% en 2050.	(IEA, 2023)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento	\$26.11 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------	-------------------------------------	--------------------



Medida E-15. Incorporación de combustibles sostenibles de aviación (SAF)

Descripción de la medida

Esta medida propone incorporar combustibles sostenibles de aviación (SAF, por sus siglas en inglés) en los aviones de la flota comercial. Los combustibles alternativos para motores de aviación pueden obtenerse de distintas materias primas como aceites y grasas residuales, residuos sólidos urbanos, biomasa o residuos agrícolas y forestales y azúcares como almidón o bioalcohol (IATA, 2023b).

- Modo de transporte: aviación.
- Periodo de implementación: 2037-2060
- Categorías vehiculares implicadas: aviones de la flota comercial.
- GEI cubiertos: CO₂, CH₄, N₂O.

Condiciones habilitadoras

- Programas de investigación y desarrollo para producción nacional del combustible de aviación sustentable.
- Retomar las acciones desarrolladas por el extinguido Cluster de bioturbosina, que fue apoyado por el fondo sectorial Conacyt-SENER.
- Incrementar la producción de combustibles sustentables, mediante el desarrollo de plantas productivas por parte del gobierno federal a través de AFAC, SICT, SENER y ASA, en colaboración con el sector privado.
- Establecer un marco regulatorio que incentive el uso y la producción de SAF en la aviación.
- Publicar material de orientación sobre las mejores prácticas de sustentabilidad en la aviación.
- Fomentar que México adopte las metas de descarbonización de la OACI.
- Asegurar que en los planes de descarbonización a largo plazo del sector transporte se incluyan metas para la aviación.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	A nivel internacional, la Organización de Aviación Civil Internacional (OACI) estableció metas aspiracionales a 2050 para un escenario de emisiones netas en aviación en los países miembros. Se estima que los combustibles sostenibles pueden contribuir con 65% de la reducción de emisiones del sector aviación para alcanzar el escenario de emisiones netas cero para 2050.	(Fleming et al., 2019)
S.2	Este tipo de combustibles líquidos pueden reducir las emisiones de CO ₂ hasta 80% comparado con el queroseno convencional.	(IATA, 2023b)
	La composición química y las características físicas del combustible sustentable son similares a las de la turbosina convencional, por lo que pueden ser mezclados, además de que utilizan la misma infraestructura y no requieren ningún tipo de adaptación en los aviones o los motores.	(IATA, 2023a)



Medida E-15. Incorporación de combustibles sostenibles de aviación (SAF)

S.3	Se propone que esta medida inicie a partir de 2037 y se incorpore de manera gradual hasta 2060 para lograr que 63% de los combustibles utilizados sean SAF.
-----	---

Resultados

Potencial de mitigación al 2060: 16 MtCO₂e

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	El costo actual de SAF USD 8.2837/gal	(McGurty, 2022)
S.2	El costo de actual de queroseno es de USD \$3.28/gal	(BTS, 2023)
Resultado costos		
Costo Marginal de Abatimiento	\$48.89 USD/tCO₂e	Elaboración propia

Medida E-16. Renovación y mejora en la eficiencia del transporte ferroviario

Descripción de la medida

Esta medida propone incentivar la sustitución de las locomotoras obsoletas del transporte ferroviario de carga por locomotoras más eficientes en consumo de combustible para cada uno de los concesionarios actuales debido a que a nivel nacional, la edad promedio del equipo tractivo es de 33.65 años, siendo KCSM el concesionario con la flota más moderna con 20 años promedio (ARTF, 2021), mientras que el equipo tractivo de Ferrocarril y Terminal del Valle de México (Ferrovalle) tiene 45.35 años.

Además de la reducción de las emisiones de GEI y combustible, incrementar la eficiencia de la flota ferroviaria influye en el impulso del cambio modal a transporte ferroviario puesto que mejorará su competitividad y tiene el potencial de contribuir a mejorar la calidad del aire, debido a la reducción del uso de combustible y a incrementar la seguridad vial, a través de reducir los accidentes y percances vehiculares del sector, haciéndolo más atractivo para las empresas que buscan reducir su mitigación durante la movilización de su mercancía (Quintero et al., 2014).

- Modo de transporte: Ferroviario
- Periodo de implementación: 2027 – 2060
- Categorías vehiculares implicadas: Locomotoras.
- GEI cubiertos: CO₂, CH₄, N₂O

Condiciones habilitadoras

- Identificar y evaluar por parte de los concesionarios los equipos tractivos o carros que se encuentran en condiciones ineficientes, con fallas continuas u obsoletos para su pronta sustitución.



Medida E-16. Renovación y mejora en la eficiencia del transporte ferroviario

- Realizar mantenimiento preventivo a las locomotoras aplicando las tecnologías de monitoreo remoto más actualizadas mediante el análisis de vibraciones, así como de químicos de aceite.
- Establecer un rendimiento de combustible mínimo (MJ/ton-km) para los equipos tractivos y las condiciones mínimas requeridas que deben cumplir los carros en circulación.
- Establecer periodos de renovación de flota por cada una de las concesionarias.
- Generar incentivos por parte del gobierno federal para promover la renovación y mejoramiento de la flota.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	El transporte de carga ferroviario ha mejorado su rendimiento en los últimos 6 años, pasando de 0.37 MJ/ton-km en 2015 a 0.40 MJ/ton-km en 2021.	(ARTF, 2022)
S.2	Es importante identificar que la eficiencia del transporte ferroviario no es homogénea en todo el país, pues influye en la flota de cada uno de los siete concesionarios actuales. Durante 2015 a 2020, los concesionarios de Ferrocarril Mexicano (Ferromex) y Kansas City Southern de México (KCSM) renovaron su flota y mejoraron su consumo de combustible por ton/km recorrido debido a que los motores de la nueva flota son más eficientes y consumen menos diésel.	(ARTF, 2022)
S.3	Mientras en México el rendimiento de combustible fue de 136 ton-km por litro consumido de diésel en Estados Unidos fue de 187.7 ton-km/litro, es decir 38% más eficiente que en México.	(ARTF, 2021)
S.4	Para esta medida se propone mejorar la eficiencia de las locomotoras dentro de las concesionarias del transporte ferroviario mediante la renovación y mejoramiento constante de las unidades disponibles, aumentando la fuerza motriz de cada una en alineación con el rendimiento de las locomotoras de Estados Unidos.	

Resultados

Potencial de mitigación al 2060: 5.5 MtCO₂e



Medida E-17. Adopción de barcos con amoníaco verde en la flota nacional

Descripción de la medida

Esta medida propone utilizar como combustible final el amoníaco verde en barcos que tienen como propósito la movilización de carga en largas distancias.

El amoníaco verde se ha identificado como la opción más viable a largo plazo para descarbonizar el sector marítimo, debido a que puede ser utilizado en motores de combustión interna con algunas modificaciones. Dado que los barcos tienen un amplio periodo de vida (entre 25 a 30 años), el cambio hacia tecnologías que consumen electricidad implicaría grandes inversiones así como un periodo de transición más largo (Shaw et al., 2022).

- Modo de transporte: marítimo.
- Periodo de implementación: 2040-2060
- Categorías vehiculares implicadas: barcos cargueros.
- GEI cubiertos: CO₂, CH₄, N₂O.

Condiciones habilitadoras

- Programas de investigación y desarrollo para producción nacional de amoníaco verde para el sector marítimo.
- Desarrollar una hoja de ruta que incluya las condiciones necesarias en puertos marítimos, barcos e infraestructura de energías renovables para satisfacer las necesidades de producción y uso de amoníaco verde.
- Iniciar el desarrollo de infraestructura en los puertos con mayor participación en número de barcos, mercancía y emisiones, como los de Manzanillo, Lázaro Cárdenas y Cozumel.
- Incrementar la producción de amoníaco verde mediante el desarrollo de plantas de energías renovables.
- Establecer un marco regulatorio que incentive el uso y producción de amoníaco verde en el sector marítimo.
- Ratificación de México sobre MARPOL Anexo VI, que determina los límites de emisión de óxidos de azufre (SOx) y establece áreas de control de emisiones y de óxidos de nitrógeno (NOx) que limitan las emisiones de motores diésel.
- Desarrollar corredores verdes en los puertos mexicanos.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Los barcos cargueros representan 58% del consumo total del transporte marítimo y, debido a su capacidad y largos recorridos, son aptos para la implementación de este combustible.	(Shaw et al., 2022)
S.2	El número de embarcaciones de la flota mercante mexicana (cargueros, transbordadores, dragas, pesqueros, de pasajeros y deportivas) aumentará aproximadamente 35% para 2050 en comparación con 2022.	Estimaciones propias con datos históricos de (Semarnat, 2022)
S.3	Se estima que los motores modificados para amoníaco verde sean comercializados a mitad de esta década; inicialmente quizá serán	(Shaw et al., 2022)



Medida E-17. Adopción de barcos con amoníaco verde en la flota nacional

más caros que los tradicionales, pero luego serán más competitivos al haber mayor comercialización y producción.

S.4

Se propone que 100% de los barcos cargueros consuman amoníaco verde en 2060.

Resultados

Potencial de mitigación al 2060: 3 MtCO₂e

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	El precio actual del amoníaco verde está en el rango de 700 a 1,400 dólares por tonelada en sitios con recursos renovables como el sol y el viento. Se espera que bajará a 480 dólares por tonelada para 2030, y a 310 dólares por tonelada para 2050.	(IRENA and AEA, 2022)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento

\$25.9 USD/tCO₂e

Elaboración propia



E.4. Ruta para el escenario de emisiones netas cero

Para la ruta de emisiones netas cero de este sector, se incorporaron principalmente dos herramientas que estiman las emisiones del transporte carretero y ferroviario. La primera de ellas es la calculadora MYC (Mobilise Your City Emissions (MYC) Calculator), desarrollada por el IFEU (Instituto de Investigación Energética y Ambiental, en Alemania), la cual apoyó en la estimación de emisiones GEI hasta 2060 para el transporte de pasajeros y carga. Esta herramienta utiliza el enfoque integral Evitar-Cambiar-Mejorar (Avoid-Shift-Improve; ASI, por sus siglas en inglés) para la evaluación de las medidas, ya que las ordena dando prioridad a aquellas en las que se evita o se reduce la distancia recorrida, después opta por el cambio modal hacia modos más eficientes, y concluye con las acciones que mejoran el rendimiento de combustible o tecnologías de vehículos de menor generación de emisiones.

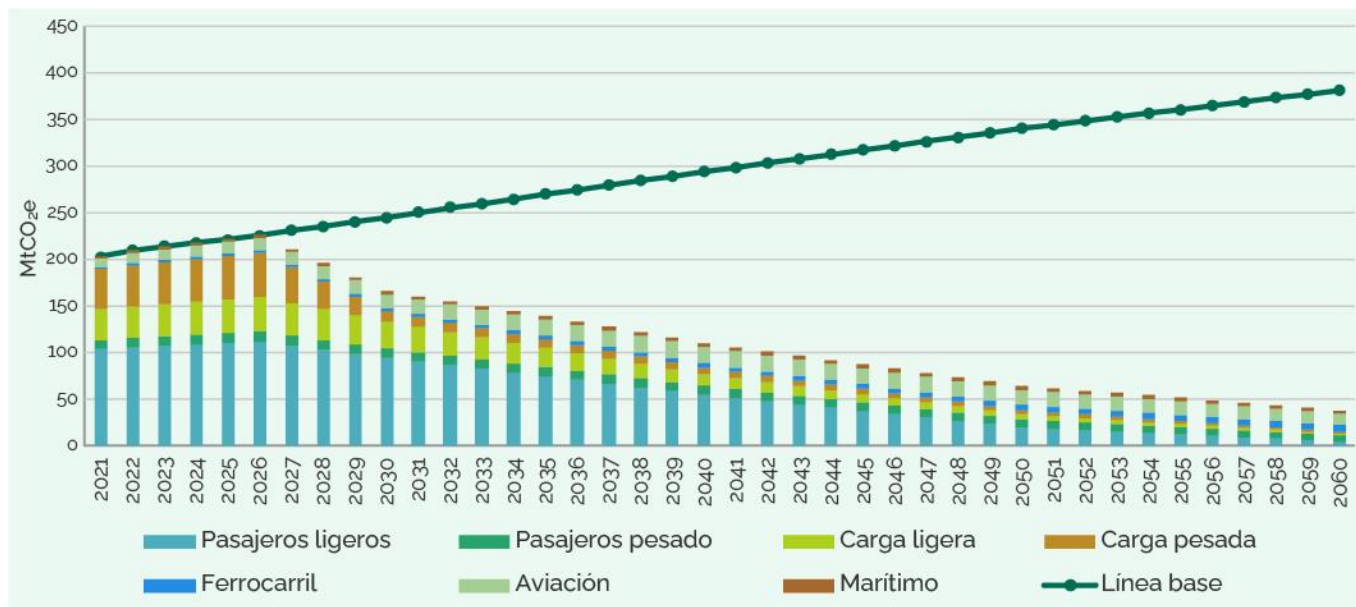
Para los modos de aviación y marítimo se consideraron aquellas medidas que se están promoviendo e impulsando a nivel internacional con el objetivo de aplicar y alinear estrategias de mitigación semejantes en el contexto nacional.

E.5. Análisis de resultados

El escenario de emisiones netas cero del sector transporte presenta la mitigación agrupada de las 17 medidas propuestas en la sección anterior. Se estima una reducción de 90% de las emisiones del sector respecto a su línea base. Como puede observarse en la Figura 40, en el escenario tendencial se emitirían 381 MtCO₂e en 2060, mientras que en el escenario emisiones netas cero únicamente se generan 38.5 MtCO₂e mitigando 343.8 MtCO₂e.



Figura 40. Escenario de emisiones netas cero del sector transporte 2021-2060.



Del total de emisiones mitigadas, las medidas de electromovilidad y la actualización de los estándares de eficiencia energética para los vehículos ligeros representan la mayor reducción (alrededor de 96 MtCO₂e en conjunto).

Por otro lado, de las medidas de mitigación por categoría vehicular, la reducción más significativa se pronostica en las emisiones de vehículos ligeros de pasajeros, que comenzarían a descender en 2026 desde 111.7 MtCO₂e hasta alcanzar 4.7 MtCO₂e en 2060, lo que representa una reducción de 95.8% en un periodo de 34 años. Este rubro representa el desafío más grande en el sector en materia de mitigación y se logra gracias a la gradual ejecución de estrategias de descarbonización.

La flota del transporte de carga ligera también tendría una reducción considerable tras alcanzar su pico máximo de emisiones en 2026 con 37.2 MtCO₂e y a partir de ahí empezaría la disminución hasta llegar a 1.4 MtCO₂e en 2060 (reducción de 96.2%). Para los vehículos de carga pesada, se estima que se alcance su máximo de emisiones con 47.5 MtCO₂e en 2026, y el mínimo con 2.15 MtCO₂e en 2060 (reducción de 95.4%). Estos resultados podrán alcanzarse fundamentalmente por la innovación tecnológica que se experimentará en los vehículos de carga.

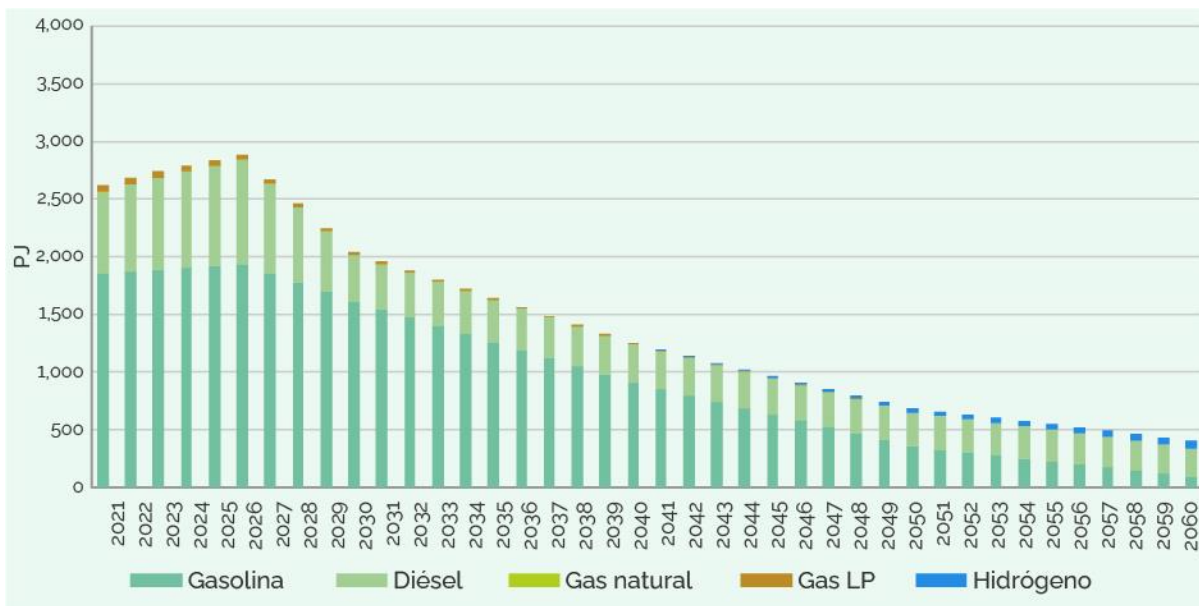
Por su parte, el subsector de la aviación es difícil de descarbonizar debido a los altos costos de los combustibles sostenibles y a que aún no se cuenta con maduración en las tecnologías de bajas emisiones; por ello, tiene un comportamiento diferente, alcanzaría su pico en 2037 con 17.6 MtCO₂e y con la meta de mantenerse sin aumentos considerables hasta llegar a la meta nacional con 12.5 MtCO₂e.

El subsector marítimo presenta una trayectoria distinta. Se prevé una tendencia relativamente estable hasta alcanzar su pico en 2050 con 4.1 MtCO₂e, y



posteriormente comenzará su disminución hasta alcanzar 2.16 MtCO₂e en 2060. Estos efectos esperados serían el resultado del uso de nuevos combustibles, como el amoniaco verde (ver Figura 41)

Figura 41. Consumo por tipo de combustible del escenario de emisiones netas cero del sector transporte 2021-2060.



En cuanto al uso de combustibles en el sector transporte, se estima que el consumo de gasolina se reduciría 97% (2,741 PJ menos), y el de diésel 87% (1,704 PJ menos), en el escenario de emisiones netas cero. El consumo remanente se centra en aquellos vehículos ligeros y pesados que no han sido electrificados hasta 2060. Se estima que con esta disminución México dejará de importar gasolina en 2042 y diésel en 2043.

El consumo de turbosina en aviación se disminuye 56% debido a la incorporación de combustibles sostenibles en la flota comercial, dejando un remanente de 170 PJ en 2060. Por otro lado, el consumo de diésel y combustóleo para el transporte marítimo será de 27.1 PJ, es decir 58% menos que lo estimado en el escenario tendencial.

Por otra parte, el consumo de electricidad aumentaría a 595 PJ, es decir 14% más que lo estimado en el escenario de línea base. Este aumento parece ser mínimo si se compara con la ambición de las metas de penetración de vehículos eléctricos propuestas; sin embargo, es importante recordar que este escenario cuenta con medidas que evitan y reducen el uso del vehículo particular, y fomentan el cambio modal hacia modos de transporte más eficientes, lo cual influye para que en el año 2060 los vehículos remanentes recorran menor distancia anual y consuman menos electricidad.



Respecto al pico del consumo de combustibles fósiles, este se alcanza en 2026, y la mayor disminución del uso de combustibles fósiles y emisiones GEI es debida a las seis medidas siguientes:

- M4. Promoción del vehículo compartido (8.5% de reducción)
- M5. Mejoras en la gestión del transporte de carga (7% de reducción)
- M6. Reparto modal del transporte de carga carretero al ferroviario (6.2% de reducción)
- M10. Programas de planeación urbana y ciudades compactas (7.9% de reducción)
- M12. Establecimiento de estándares de eficiencia energética para los vehículos ligeros nuevos (10.3% de reducción)
- M16. Aceleración de la penetración de vehículos eléctricos y de celdas de hidrógeno (15% de reducción)

Cabe resaltar que todas las medidas colaboran con la disminución de la demanda, así como de la importación de combustibles, por la reducción de la venta de vehículos de motor de combustión interna y el fomento del cambio modal hacia modos de transporte más eficientes y sustentables.

E.5.1. Condiciones habilitadoras

Permitir la descarbonización del sector del transporte en México requiere una combinación de políticas estratégicas, inversiones, avances tecnológicos y esfuerzos de colaboración entre los actores involucrados. Estas son algunas de las condiciones habilitadoras claves:

- En el marco regulatorio, es necesario establecer objetivos claros y ambiciosos para reducir las emisiones de GEI del sector del transporte. Estos objetivos pueden proporcionar la visión y la dirección a largo plazo para la implementación de políticas. De la misma forma, los incentivos regulatorios — como los estándares de emisiones, las regulaciones de eficiencia de combustible y los mandatos de combustible bajo en carbono— pueden alentar la adopción de tecnologías y prácticas de transporte más limpias, por ejemplo, la adopción ambiciosa de la norma (NOM 163) para los vehículos ligeros nuevos así como promover la adopción de vehículos eléctricos.
- En términos de incentivos y financiamiento, es crucial contar con fondos adecuados para construir y expandir una infraestructura de transporte limpia, incluidas las redes de carga de vehículos eléctricos, los sistemas de transporte público y las estaciones de combustible alternativas. Entre tanto, la inversión en investigación y desarrollo de nuevas tecnologías —como tecnologías avanzadas de baterías para vehículos eléctricos y de combustibles sostenibles



para aviación y marítimo— puede impulsar la innovación, productividad y reducir costos en el sector.

- La adopción de vehículos eléctricos —incluidos los automóviles privados, autobuses, camiones de carga y motocicletas— puede reducir significativamente las emisiones contaminantes. Es esencial desarrollar tecnologías de baterías avanzadas (con mayor rendimiento) para ampliar la autonomía de los vehículos eléctricos y reducir los tiempos de carga, así como desarrollar infraestructura de carga rápida.
- El desarrollo y la promoción de combustibles alternativos bajos en carbono — como el hidrógeno, los biocombustibles y amoníaco— pueden contribuir a la reducción de emisiones en los subsectores más difíciles de electrificar (marítimo y aéreo).
- La implementación de sistemas de transporte inteligentes y soluciones basadas en datos puede optimizar el flujo de tráfico, reducir la congestión y mejorar la eficiencia general del transporte público y del transporte de carga tanto urbano como de larga distancia.
- En la parte de colaboración y compromiso, las colaboraciones entre el gobierno, la industria, la academia, las instancias público-privadas y la sociedad civil pueden acelerar el despliegue de soluciones de transporte sostenible y establecer responsables en cada una de las tareas que se requiera para la transición del sector. Asimismo, involucrar a los ciudadanos y las comunidades para generar conciencia sobre los beneficios del transporte sostenible e involucrarnos en los procesos de toma de decisiones puede fomentar el apoyo a los esfuerzos de descarbonización.
- En términos de desarrollo de capacidades y educación, es esencial desarrollar una fuerza laboral capacitada capaz de diseñar, operar y mantener infraestructuras y tecnologías de transporte limpias. Por su parte, educar al público sobre los beneficios ambientales y económicos de la transición a opciones de transporte más limpias puede fomentar cambios de comportamiento, que suelen ser difíciles de impulsar.
- Para que el sector transporte sea sustentable desde todas sus vertientes, se requiere la integración con la planificación urbana. La incorporación de un modelo de Desarrollo Orientado al Tránsito (DOT), así como priorizar el transporte público a través de la renovación de la flota, la optimización de las rutas (principalmente en las grandes áreas metropolitanas), y promover desarrollos de uso mixto, son enfoques que pueden reducir la dependencia de los vehículos privados; en tanto que la promoción del auto particular compartido puede reducir enormemente el número de viajes en las ciudades. También, invertir en carriles para bicicletas, infraestructura amigable para peatones y rutas seguras pueden fomentar los modos de transporte no motorizados.



- Los sistemas ferroviarios pueden ayudar a aliviar la congestión vial al brindar una opción de transporte alternativa para un número significativo de personas y un volumen importante de mercancías. Los trenes consumen menos energía en comparación con el autotransporte, pero se requiere su promoción y eliminar las barreras actuales para hacerlo más atractivo y tener un transporte multimodal.
- Finalmente, se requiere planeación con visión a largo plazo para orientar el crecimiento del sector de manera óptima. Un compromiso constante e inquebrantable de los líderes políticos, a través de las secretarías y los institutos de movilidad en diferentes órdenes de gobierno, para descarbonizar el sector del transporte es crucial para mantener la continuidad de las políticas e impulsar un progreso sostenido.

En conclusión, lograr la descarbonización del sector transporte en México requerirá un enfoque multifacético que aborde aspectos tecnológicos, regulatorios, financieros y sociales. También implica adaptar las estrategias a las características económicas, geográficas y demográficas únicas del país y sus regiones.

E.6. Costos de abatimiento

Al igual que para otros sectores, la presente sección muestra el análisis de costo marginal de abatimiento (CMA) realizado sobre las acciones de mitigación de emisiones consideradas para el cumplimiento de la ruta propuesta de emisiones netas cero del sector transporte. Dicho análisis hace referencia a la estimación de costos y beneficios económicos totales que representaría la implementación de las medidas de mitigación propuestas para este sector. Los resultados del CMA de cada medida —expresado en USD/tCO₂e— se muestran en las fichas presentadas en el apartado anterior. Se definen como costo efectivas aquellas medidas que, además de mitigar emisiones, generan un ahorro económico, y como efectivas aquellas medidas que mitigan emisiones, pero generan un costo económico el implementarlas.

Dada la disponibilidad de información, de las **17 medidas de mitigación propuestas** para el presente sector, fue posible realizar el análisis CMA a 13 medidas, de las cuales 4 se consideran efectivas.

En total, para la implementación de las medidas de mitigación del sector transporte analizadas se necesita una inversión de 1,911.4 miles de millones de dólares, que generaría para el sector un beneficio económico total de 63,032,249.4 MUSD, de lo cual resulta un beneficio neto de 10.29 US por unidad de tonelada de CO₂e mitigado.

Las medidas de mitigación asociadas al sector transporte, así como sus respectivos costos de abatimiento, se representan mediante la curva de costo marginal de abatimiento (MACC), la cual muestra la relación entre costos o beneficios netos con el de mitigación de cada medida. De manera gráfica, el eje de las ordenadas (Y) muestra el costo de abatimiento de las medidas propuestas (USD/tonCO₂e) y en el

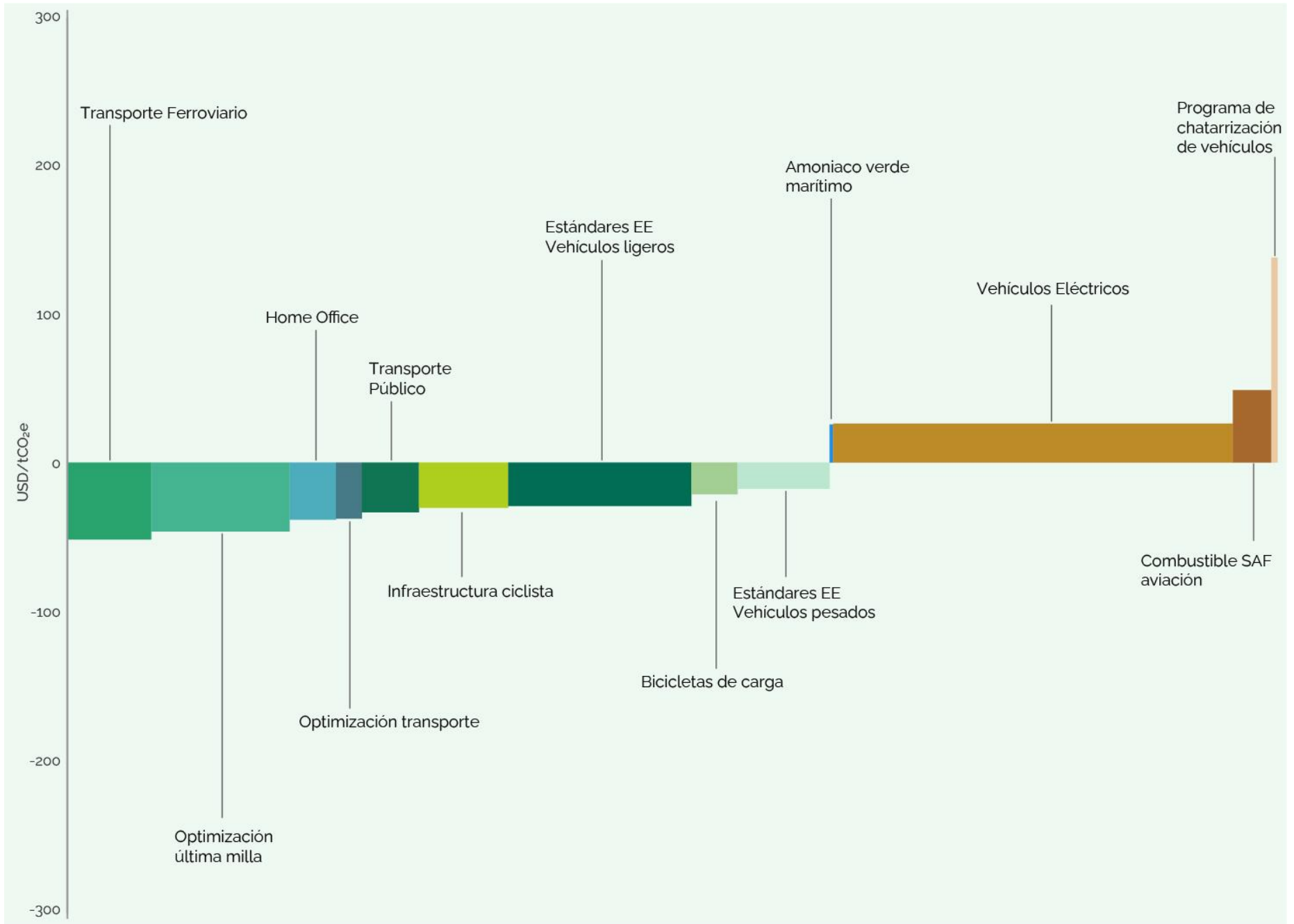


eje de las abscisas (X) se representa el potencial de reducción de emisiones de GEI de cada medida. En otras palabras, el ancho de cada barra se asocia al potencial de reducción de emisiones y el alto refleja el costo promedio de evitar una tonelada de dióxido de carbono equivalente.

La Figura 42 representa la MACC del sector transporte para el Escenario de Emisiones netas Cero para el periodo 2021-2060. Se muestra que la medida *Renovación y mejora en la eficiencia del transporte ferroviario*, es la medida que genera mayor beneficio económico, mientras que la medida *Aceleración de la penetración de vehículos eléctricos y de celdas de hidrógeno* es la medida que mayor cantidad de emisiones evita, sin embargo, genera un costo para el sector.



Figura 42. Curva de costo marginal de abatimiento para el sector transporte escenario de Emisiones Netas Cero.



Fuente: Elaboración propia.

F. Contribución del sector petróleo y gas



F.1. Contexto nacional

El sector petróleo y gas, de manera histórica, representa uno de los principales motores de la economía nacional, y ha jugado un papel central para el desarrollo del país y las finanzas públicas. Para ejemplificar este punto, en 2021, las actividades de extracción de petróleo y gas representaron 3.4% del Producto Interno Bruto (PIB) (INEGI, 2023a). Durante muchos años, Petróleos Mexicanos (PEMEX) fue el único organismo encargado de la dirección central y la conducción estratégica de todos los procesos relacionados con la industria petrolera nacional.

En temas de producción de petróleo y gas natural, en México existen 12 provincias petroleras con sistemas petroleros activos: Sabinas-Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz, Cuencas del Sureste, Cinturón plegado de Chiapas, Plataforma de Yucatán, Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental, Chihuahua, Golfo de California, Golfo de México Profundo y Vizcaino-La Purísima-Iray (CNH, 2023c). De estas, solamente las primeras 5 se encuentran actualmente en operación. Las instalaciones de producción de petróleo y gas se localizan en sitios terrestres o bien en zonas mar adentro. La principal región productora de petróleo y gas en el país es la Cuenca del Sureste, que se ubica en aguas someras del Golfo de México, enfrente de las costas de Tabasco y Campeche.

Con respecto al gas natural, puede encontrarse asociado con el petróleo en pozos de crudo, ya sea disuelto o en forma libre (gas asociado), o bien en yacimientos marinos o terrestres en donde constituye el principal hidrocarburo a explotar (gas no asociado). El gas asociado pasa por diversos procesos de acondicionamiento — separación, endulzamiento, recuperación de licuables y fraccionamiento—, y al final se obtiene gas seco, que se mezcla con gas seco importado y el proveniente directamente de los campos, y se obtiene gas para su comercialización que conforma la oferta nacional de gas natural.

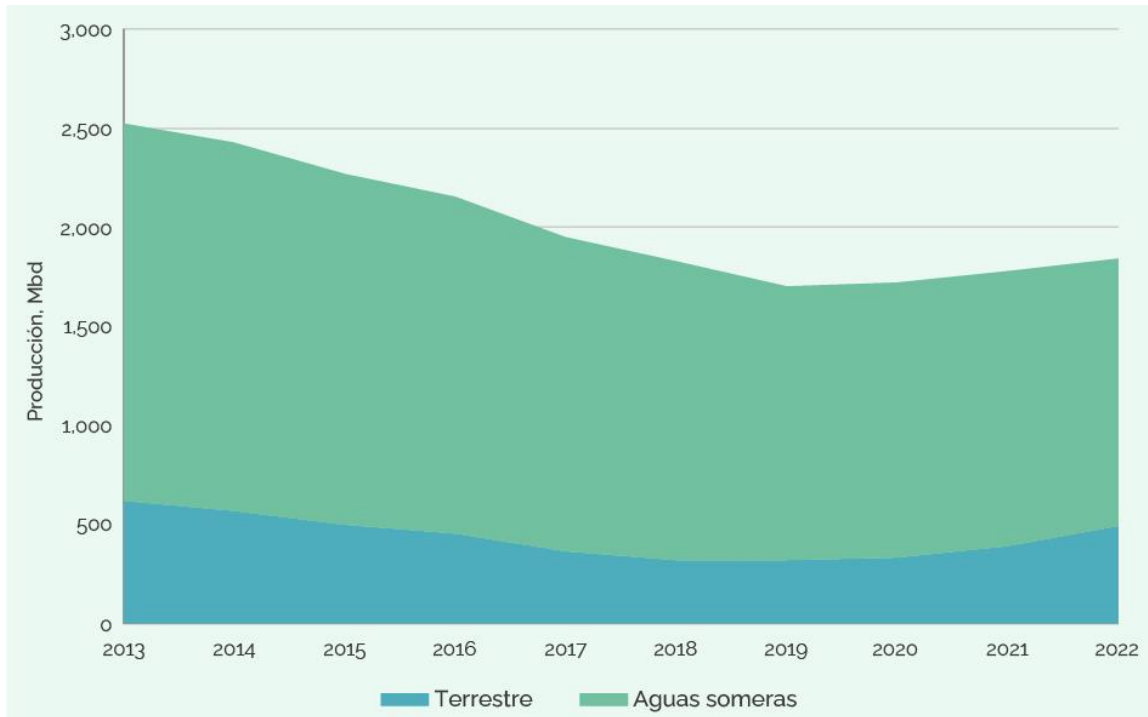
Una parte del gas natural se utiliza en las instalaciones de PEMEX para sus procesos, y el restante se inyecta en la red de ductos de transporte. En México, la red de ductos principal es el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS), conformado a su vez por ductos del Sistema Nacional de Gasoductos (SNG), propiedad de CENEGAS, y seis sistemas periféricos. Además, existen otros ductos de actores privados, que no se encuentran integrados a SISTRANGAS para efectos tarifarios. La alimentación de gas natural a los ductos puede provenir de los CPG, de interconexiones directas con campos de producción, a través de ductos de internación (importación) localizados en la frontera con los Estados Unidos, plantas de regasificación de gas licuado o terminales de almacenamiento. Finalmente, la distribución a los usuarios finales se realiza por tuberías, y para esto, es necesario contar con permisos de distribución otorgados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) (CNH, 2018b).

De acuerdo con la Secretaría de Energía (SENER), la máxima producción de crudo se alcanzó en 2004, con 3.3 millones de barriles diarios (MMbd) (SENER, 2022). En 2022,



se reportó una producción de 1.84 MMbd, incluidos condensados (hidrocarburos ligeros, principalmente líquidos del gas natural a temperatura y presión normales). Como puede observarse en la Figura 43, la mayor parte de la producción histórica de crudo es la proveniente de aguas someras, que representa 73.3% del total para dicho año, y la restante producción proviene de campos terrestres. Los datos históricos de producción de petróleo muestran una tendencia claramente a la baja desde el pico de producción ocurrido en 2004, aunque se ha observado una estabilización en esta disminución desde 2019 (CNH, 2023a).

Figura 43. Producción de crudo por ubicación 2013-2022.



Fuente: (CNH, 2023a).

De acuerdo con las proyecciones de la CNH (en su escenario de prospectiva de producción medio), se espera que a mediano plazo la producción de crudo se mantenga relativamente constante hasta 2028; esta prospectiva asume que la producción de PEMEX continuará a la baja, pero contabiliza la entrada en operación de los campos petroleros derivados de los contratos de las Rondas (CNH, 2022).

La producción de crudo en México tiene dos destinos principales: exportación, donde se destina la mayor parte, y procesamiento en el país para la obtención de derivados del petróleo. Respecto a la exportación, en 2022, se exportaron 876.8 Mbd, lo que representó 48% de la producción total. Por regiones, el principal destino de las exportaciones mexicanas de crudo es América, con 66.7% de las exportaciones en 2022, seguido del Lejano Oriente, con 21.8%, y Europa, con 11.5% (SENER, 2022). Por otro lado, es importante mencionar que no se registran importaciones de crudo en el



país. La mayor parte del crudo exportado fue del tipo Maya (70.2%), y el restante fue crudo tipo Istmo ¹¹(SENER, 2022).

La producción destinada a procesamiento se envía a las refinerías del Sistema Nacional de Refinación (SNR), para la producción de petrolíferos, es decir, los productos secundarios de mayor valor agregado y utilidad final, como gasolinas, diésel, turbosina, gas licuado de petróleo (LP), y otros productos como combustóleo, lubricantes, parafinas, asfaltos, solventes y materias primas para la industria petroquímica. El SNR está formado por 6 refinerías, con capacidad de proceso de crudo de 1,640 miles de barriles diarios (Tabla 20), y cuenta con la infraestructura necesaria para el almacenamiento, el transporte, la distribución y la comercialización de los productos procesados (PEMEX, 2022). Las refinerías han experimentado bajos niveles de aprovechamiento en los últimos años, ya que el porcentaje de utilización fue de 72.4% en 2013, y bajó a 36.1% en 2019.

Tabla 20. Refinerías del Sistema Nacional de Refinación en territorio mexicano.

Sistema Nacional de Refinación		
Refinería	Ubicación	Capacidad de proceso (miles de barriles diarios)
Ing. Antonio Dovalí Jaime (Salina Cruz)	Salina Cruz, Oaxaca	330
Miguel Hidalgo (Tula)	Tula, Hidalgo	315
Gral. Lázaro Cárdenas del Río (Minatitlán)	Minatitlán, Veracruz	285
Ing. Héctor R. Lara Sosa (Cadereyta)	Cadereyta, Nuevo León	275
Ing. Antonio M. Amor (Salamanca)	Salamanca, Guanajuato	245
Fco. I. Madero (Madero)	Madero, Tamaulipas	190

Fuente: (PEMEX, 2022).

Debido a los requerimientos de calor y vapor para los procesos, la refinación es la principal actividad en cuanto a consumo de energía. En las refinerías, el alto consumo energético depende de factores como el tipo de crudo procesado, la complejidad de la refinería, su capacidad de procesamiento y diversos parámetros operacionales (EIA, 2012), (Hui *et al.*, 2016). Con respecto al consumo de energía, en 2021, la exploración y producción de petróleo y gas en PEMEX consumió 150 PJ; mientras que el procesamiento de gas natural consumió 52 PJ. Entre 2020 y 2021, el consumo energético disminuyó en 7.6% para la exploración y producción de petróleo y gas

¹¹ Hasta 2017 también se exportaba crudo Olmeca, pero a partir de ese año ya no se reportan exportaciones, esto puede deberse a la declinación en la producción de crudo ligero. Crudo Istmo: petróleo crudo ligero con densidad 33.6° API y 1.3% en peso de azufre. Crudo Maya: petróleo crudo pesado con densidad de 22° API y 1.3% en peso de azufre. Crudo Olmeca: petróleo crudo con densidad de 39° API y 0.8 % de azufre en peso, es el crudo más ligero que se produce en el país.



natural, mientras que el consumo de energía en la refinación fue de 188 PJ (Pemex, 2021a). Lo mismo ocurrió con el procesamiento de gas, con una reducción de 7.1%, aunque se observó un aumento en la refinación de crudo de 12.6%, lo cual podría estar relacionado con el incremento del proceso de crudo en las refinerías en esos años.

Con respecto al gas natural, existe un componente muy importante de importaciones en la conformación de la oferta nacional. Esta oferta se estimó en 8,131 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd), de gas seco en 2021. De estos, 1,972 MMpcd provinieron de los complejos procesadores de gas, 231 MMpcd de la inyección directa desde los campos productores, 5,864 MMpcd de la importación continental (a través de ductos de internación desde los Estados Unidos), y la importación de 63 MMpcd como gas natural licuado. Por tanto, las importaciones representaron casi 73% de la oferta total de gas natural en ese año (SENER, 2022a).

En cuanto a las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), en 2019 el Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero (INEGYCEI) reportó alrededor de 60 millones de toneladas de CO₂e para el sector petróleo y gas, lo que incluye la combustión de combustibles para la refinación, la exploración y producción, y las emisiones fugitivas (Gobierno de México. SEMARNAT-INECC, 2022). PEMEX estimó en 40.5 millones de toneladas de CO₂e para exploración y producción, 9.4 millones de toneladas de CO₂e para el procesamiento de gas natural y 15.2 millones de toneladas anuales de CO₂e para la refinación (Pemex, 2021b).

Para estimar la línea base (siguiente sección), se consideraron las emisiones reportadas por PEMEX sin incluir las fugas de metano, y para estas fugas se agregaron datos del Inventario Nacional.

F.2. Línea base

La línea base de emisiones de GEI para el sector fue construida considerando diversos supuestos para cada una de las etapas que componen tanto la extracción y producción de gas y petróleo, transporte, almacenamiento y producción de petrolíferos, y tomando en cuenta los planes gubernamentales de expansión del sector y la evolución históricas de sus actividades. Estos supuestos se utilizaron como datos de entrada y restricciones del modelo OSeMOSYS/CLEWs, con el cual se llevó a cabo la integración con otros sectores, y de esta manera, capturar las interacciones entre ellos. Los principales supuestos se listan a continuación.

Consideraciones generales de proyección

- Se consideró un aumento en la producción de crudo en el periodo 2021-2027, como consecuencia de la entrada de operación de contratos emanados de las Rondas de licitación. A partir de 2030, se asumió el mantenimiento de la producción hasta 2060.
- Para el gas natural, se tomó en consideración el escenario planteado por la CNH (2022), que representa una tendencia a la baja en la producción entre los



años 2022-2028, con respecto a niveles de 2021. En 2029 y 2030, se consideró una tendencia similar. En los años subsecuentes, se asumió que las nuevas áreas de producción y las mejoras en el aprovechamiento de gas asociado permitirán un aumento hasta 2050, pero con una baja tasa de crecimiento. Entre 2050-2060 se mantuvo la producción.

- No hubo cambios sustanciales en la capacidad de proceso de gas natural en el periodo analizado con respecto a las condiciones actuales, por lo que se asumió que la capacidad de procesamiento hacia 2060 se mantuvo a los niveles de 2021.
- Se integraron las mejoras anunciadas como consecuencia de las acciones de rehabilitación por Pemex en curso y planeadas para la operación de las refinerías existentes. De igual manera, se consideró la nueva capacidad de la refinería Olmeca, que estaría operando a 100% en 2024.

Los resultados del modelo para la línea base de los principales parámetros del sector se muestran de forma gráfica en el Anexo de este capítulo.

F.2.1. Exploración y producción de crudo y gas

Para la explotación y producción de hidrocarburos se consideraron las prospectivas de producción reportadas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), y las emisiones de GEI se estimaron respecto a las emisiones reportadas por el Inventario Nacional de Emisiones de Gases (Gobierno de México. SEMARNAT-INECC, 2022). Para ello, se calculó un indicador de intensidad de emisión por unidad de producción de gas y petróleo a partir de emisiones fugitivas, y por quema y venteo que se reportan en el Inventario Nacional (Ver Tabla 25 del Anexo de la sección). Estos indicadores de emisión, tanto para gas natural como para petróleo, se utilizaron en conjunto con la producción estimada para 2060 (ver Figura 81 Anexo de la sección).

El factor de emisión incluye las emisiones de la cadena de suministro (producción, transporte, almacenamiento y procesamiento de crudo y gas natural) tanto de la producción de crudo como de gas natural. Las emisiones estimadas para la producción de hidrocarburos se muestran en la Tabla 24 del anexo.

F.2.2. Consumo de combustibles en exploración y producción de crudo y gas

La producción de petróleo crudo y gas requiere energía para múltiples tareas; como ejemplo pueden mencionarse la operación de bombas para extracción de los hidrocarburos y para la reinyección de agua, la generación de calor para la separación de las fracciones del crudo, la operación de compresores y bombas para el transporte por ductos y la generación eléctrica en el sitio, entre otros. Para la estimación de las emisiones por consumo de combustibles en actividades de exploración y producción de petróleo y gas se utilizaron datos del Inventario Nacional acerca de la categoría "1A1cii Otras Industrias de la energía", con lo que se calculó la intensidad de emisiones



por barril de crudo producido en el periodo 2010-2019 (ver Tabla 25 del Anexo). Este indicador se utilizó en conjunto con la producción estimada a 2060. La trayectoria de emisiones se muestra en la Tabla 24 del Anexo

F.2.3. Procesamiento de gas natural

Con respecto al procesamiento de gas natural, se tomaron las emisiones históricas de los datos reportados por Pemex (2016, 2017a, 2018, 2019a, 2020) con los cuales se determinó un indicador de intensidad de emisiones para estimar las emisiones de GEI tomando la proyección de la producción de gas natural en el país establecida en la línea base (Ver Figura 81 del Anexo). En la Tabla 24 y la Tabla 25 del Anexo se muestran la proyección de emisiones en el procesamiento de gas y el indicador de estimación.

F.2.4. Refinación de petróleo

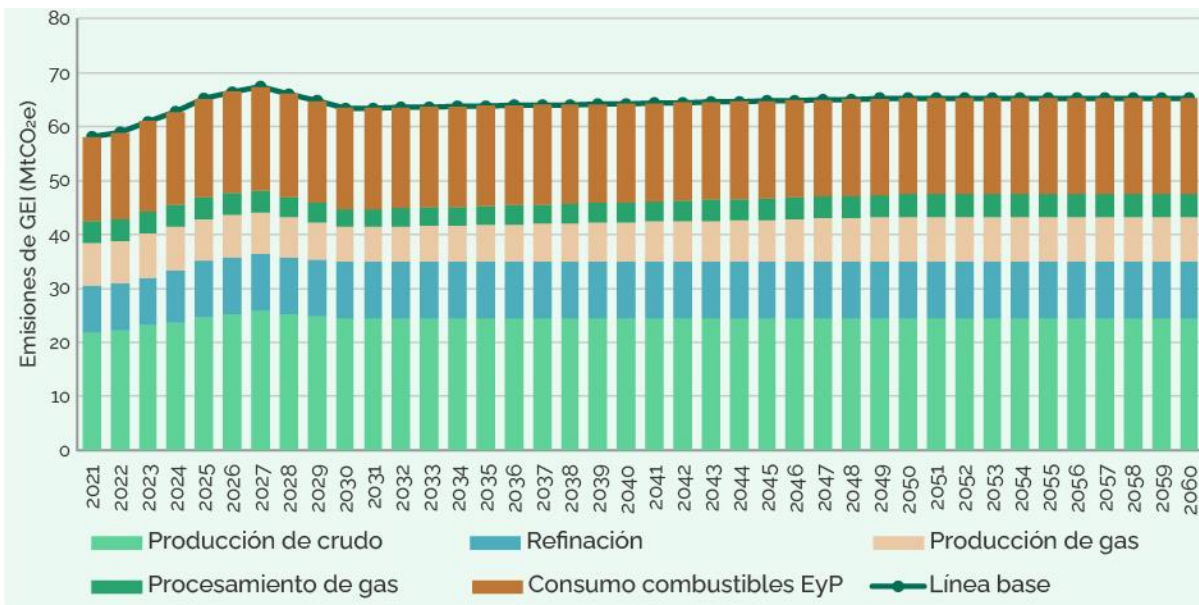
Para la refinación de petróleo se construyó el indicador de intensidad de emisiones con base en las emisiones reportadas por PEMEX en los Informes de sustentabilidad (PEMEX, 2016, 2017a, 2018, 2019a, 2020) y la información del procesamiento de crudo del Sistema de Información Energética (SIE) de la Secretaría de Energía y de la Base de Datos Institucional de Pemex para cada uno de los complejos de refinación que comprenden el Sistema Nacional de Refinación (SNR). Para la proyección a 2060 del procesamiento de crudo, se tomaron en cuenta las mejoras operativas y las inversiones planteadas en los programas de desarrollo de las refinerías plasmadas en los Planes de Negocio de Pemex (PEMEX, 2017b, 2019b). Sin embargo, al compararse con los datos actuales de procesamiento de crudo, se observa que no se ha alcanzado el nivel esperado, por lo que para 2060 se considera que el procesamiento de crudo sólo tendría mejoras marginales con respecto a la utilización de las refinerías.

Se estimaron las emisiones con respecto a la información de procesamiento de crudo de la línea base y el indicador mencionado. Asimismo, se consideró el procesamiento contemplado de la refinería Dos Bocas a partir de 2024 y a lo largo del tiempo reportado por SENER (SENER, 2018), así como las emisiones de GEI reportadas por la Manifestación de Impacto Ambiental para el proyecto (IMP, 2019).

En lo que respecta a la trayectoria de emisiones se consideran constantes a partir de 2025, ya que se asume que el nivel de procesamiento no tendría variaciones a partir de dicho año.



Figura 44. Línea base de emisiones en el sector petróleo y gas.



Fuente: Elaboración propia.

Como se observa en la Figura 44, la línea base del sector petróleo y gas presenta una tendencia ascendente en las emisiones en el periodo 2021-2028, lo cual es consistente con las proyecciones de producción de crudo por parte de la CNH. En estas proyecciones, se considera una disminución en la producción de crudo en las asignaciones de extracción de Pemex, que sin embargo se compensa con un aumento en la producción de los contratos de privados emanados de las Rondas petroleras, con y sin participación de Pemex, así como de asignaciones de exploración de la paraestatal (CNH, 2022).

La tendencia en la producción de crudo en los próximos años de la CNH es similar a la estimada por la IEA para México en 2016, en donde se considera el efecto de las políticas emanadas de la reforma energética de 2013 en el sector, principalmente la entrada de actores privados en el segmento de producción. Al igual que las proyecciones recientes de CNH, la IEA supone una disminución sostenida de la producción de crudo en campos existentes, principalmente en aguas someras. Esta caída en la producción se vería contrarrestada por la actividad en nuevos campos en áreas terrestres, aguas someras y aguas profundas, con una participación menor de recursos no convencionales (IEA, 2016). La IEA establece su pronóstico hasta 2040, año en el cual la producción de crudo sería de cerca de 3,500 mbd, y la de gas de 60 bcm anuales, lo cual incluye una cuarta parte de *shale gas*. Sin considerar recursos no convencionales, la producción de gas natural en el escenario de la IEA se encontraría ligeramente por arriba de los niveles de 2020.

De acuerdo con los datos de reservas de 2023 (CNH, 2023a), el crudo disponible alcanzaría para poco más de 10 años al ritmo de producción de 2022 con reservas 1P, 19 años con reservas 2P y casi 30 años con reservas 3P. En el caso del gas, la relación



reservas-producción arroja 6,12 y 18 años para reservas 1P, 2P y 3P, respectivamente. Si se consideran los recursos prospectivos publicados por CNH a 2021 (CNH, 2022b), al ritmo de producción de 2022 se tendría petróleo para 54 años, contando solamente con recursos convencionales, y gas para 47 años. Pese a la incertidumbre asociada a las estimaciones, se asume razonable suponer —con los elementos descritos— que los recursos de petróleo y gas serán suficientes para mantener un ritmo de producción similar al observado en los años recientes, para lo cual, sin embargo, se requerirían acciones agresivas de exploración de nuevas áreas potenciales y la entrada de nuevos campos en regiones que en la actualidad permanecen casi sin explotar, como las aguas profundas.

Al final del periodo de proyección, se observa una ligera disminución en la producción, reflejo del agotamiento en los recursos naturales y la falta de mantenimiento a la infraestructura instalada, la cual se asume se mantiene con la misma tendencia hasta 2030. Se considera que, después de un periodo de leve declinación, la producción se estabiliza de nuevo, con una ligera tendencia al alza, si se asume el mantenimiento de políticas encaminadas a alcanzar la independencia energética a través del tiempo. De acuerdo con los resultados del escenario de emisiones netas cero (EN0), la disminución en la demanda de los sectores de consumo final, especialmente transporte, generación eléctrica e industria, permitirían depender cada vez menos de las importaciones, tanto de gas natural como de petrolíferos, con lo cual la producción del país sería suficiente para satisfacer la demanda interna.

En la Figura 44 se aprecia que la producción de crudo es la principal fuente de emisiones del sector, con una participación de 37.4% para 2060. En esta categoría se incluyen las emisiones derivadas de quema y venteo de gas, que en su conjunto representaron 34.9% de las emisiones en 2019, de acuerdo con el INEGYCEI (Gobierno de México. SEMARNAT-INECC, 2022). Por otro lado, las emisiones por consumo de combustibles en exploración y producción son la segunda fuente de emisiones en importancia, participando con 27.2% en 2060, seguido de la refinación de crudo, con 16.1%, y finalmente la producción y procesamiento de gas, con 12.8 % y 6.5 % respectivamente, en 2060. Las emisiones del sector a 2060 se estiman en 65.3 millones de toneladas de CO₂e.



F.3. Medidas de mitigación

Se proponen las siguientes medidas de mitigación con base en las necesidades de cumplir con la meta de emisiones netas cero, hacia el horizonte 2060 y considerado el comportamiento de los demás sectores tanto con respecto a su demanda de combustibles fósiles como a la implementación de sus medidas de mitigación. Las medidas de mitigación para el sector petróleo y gas abarcan dos áreas principales; por una parte, las que inciden en las emisiones de metano, ya sea por quema, venteo o fugas, y por otra parte, las medidas de cogeneración en refinación y proceso de gas natural, en las que el principal GEI mitigado es dióxido de carbono. Se presenta la información en formato de fichas, las cuales contemplan la información sobre la descripción de cada medida, cuáles son los supuestos considerados para el cálculo del potencial de mitigación, así como la información particular para el cálculo de costos marginales de abatimiento (CMA).



- Medida F-1. Cogeneración en refinerías
- Medida F-2. Unidades de recuperación de vapores
- Medida F-3. Instalación de plantas de eliminación de nitrógeno (NRU)
- Medida F-4. Instalación de plataforma de compresión en activo Ku Maloob Zaap
- Medida F-5. Programas de detección y reparación de fugas (LDAR)
- Medida F-6. Cambio de sellos húmedos por sellos secos en compresores
- Medida F-7. Quemadores eficientes
- Medida F-8. Conversión de dispositivos neumáticos de gas natural a aire



Medida F-1. Cogeneración en refinerías

Descripción de la medida

En los sistemas de cogeneración, la electricidad y calor se obtiene a partir de la misma fuente de energía primaria. Una de las ventajas de la cogeneración es su mayor eficiencia energética, debido a que se aprovecha el calor y la energía mecánica o eléctrica de un único proceso, y sustituye la necesidad de utilizar una central eléctrica convencional (electricidad) y una caldera convencional (vapor). Es una práctica bien establecida desde hace varios años, y se ha estimado que cerca de 9% de la producción de electricidad a nivel mundial se realiza con sistemas de cogeneración, aunque su participación en el mix energético es muy variable de región en región (IEA, 2008). La cogeneración está considerada en los Planes de Negocios de PEMEX, tanto para refinerías como para complejos procesadores de gas.

PEMEX señala que, de forma aproximada, tiene una demanda de vapor de casi 9 mil toneladas por hora. Si esa cantidad se generara a partir de la cogeneración, los sistemas instalados tendrían una capacidad instalada de 5 GW de generación eléctrica (PEMEX, 2017), y permitiría reducir su consumo de energía con adicionalidad en la reducción de emisiones de GEI.

La medida presentada incluye la instalación de sistemas de cogeneración en las refinerías de Tula, Cadereyta, Salina Cruz y Minatitlán, así como en el centro procesador de gas Cactus. Se supone que los sistemas se instalarán en 2031, y que, como parte de su diseño, se tendrán excedentes eléctricos para venta. Las emisiones evitadas provienen de la reducción en el consumo de gas natural de los sistemas de cogeneración en comparación con la producción separada de electricidad y vapor en turbinas de gas y calderas.

- Subsectores y gases de efecto invernadero cubiertos: sector petróleo y gas. Centros procesadores de gas y refinerías. Mitigación de emisiones de CO₂ directas por combustible para producción de electricidad y vapor.

Condiciones habilitadoras

- Para alcanzar el potencial total de mitigación de las medidas de cogeneración es necesario que las refinerías aumenten su porcentaje de utilización a valores cercanos a 80%, de forma que el vapor producido pueda ser efectivamente aprovechado.
- Es recomendable aprovechar la experiencia de las alianzas con el sector privado y las capacidades de estos en proyectos de cogeneración ya implementados en PEMEX, como en el sistema de Nuevo Pemex.
- La implementación de los sistemas de cogeneración se beneficiará del fortalecimiento de las capacidades del personal de PEMEX para la supervisión de proyectos implementados por terceros.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se asume que los sistemas de cogeneración sustituirán turbinas de gas para la generación de electricidad y calderas a base de gas natural.	Supuesto propio
S.2	Las características de los sistemas de cogeneración son: <ul style="list-style-type: none"> - Cactus: capacidad eléctrica de 633MW y 480 t/h anuales de vapor. - Tula: una capacidad eléctrica de 444MW y 1,150 t/h anuales de vapor. - Cadereyta: capacidad eléctrica de 525MW y 800 t/h anuales de vapor. 	(CMM, 2018), (CMM, 2020). (PEMEX, 2017).



Medida F-1. Cogeneración en refinerías

- Salina Cruz: capacidad eléctrica de 436MW y 800 t/h anuales de vapor.
- Minatitlán: capacidad eléctrica de 541MW y 800 t/h anuales de vapor.

S.3

Parámetros de operación de los sistemas de cogeneración;

- Eficiencia de la turbina de gas; 35%
- Eficiencia de la caldera: 80%
- Eficiencia de recuperación de calor; 80%
- Factor de planta; 0.8
- Temperatura de agua de alimentación: 130°C
- Presión y temperatura de vapor: Cactus, 104 kg/cm² y 444°C. Refinerías, 60 kg/cm² y 482°C.

(Doluweera *et al.*, 2011), (Siemens, 2015), (CFE, 2015), (CRE, 2016), (Alcaraz *et al.*, 2014), (Mireles-Bravo, 2016), (Barragán-Hernández, 2011).

Resultados

Potencial de mitigación para 2060 por refinería

- Cactus: 1.28 MtCO₂e
- Tula: 0.96 MtCO₂e
- Cadereyta: 1.14 MtCO₂e
- Salina Cruz: 0.94 MtCO₂e
- Minatitlán: 1.17 MtCO₂e

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costos de inversión de los proyectos de cogeneración <ul style="list-style-type: none"> - Cactus, 1,077 MMUSD₂₀₂₁. - Tula, 600 MMUSD₂₀₂₁. - Cadereyta, 783 MMUSD₂₀₂₁. - Salina Cruz, 698 MMUSD₂₀₂₁. - Minatitlán, 497 MMUSD₂₀₂₁. 	(PEMEX, 2017).
S.2	Los costos de operación y mantenimiento diferenciales se asumen en cero, con un punto de vista conservador, ya que probablemente, los costos del sistema de cogeneración serían menores a los costos de turbinas de gas y calderas por separado.	Supuesto propio
S.3	Vida útil de sistemas de cogeneración, se asume similar a centrales de ciclo combinado, según se reporta en el PRODESEN 2018, 30 años.	(SENER, 2018)



Medida F-1. Cogeneración en refinerías

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	Cadereyta: -\$64.1 USD/tCO₂e Cactus: -\$67.5 USD/tCO₂e Tula: -\$35.9 USD/tCO₂e Salina Cruz: -\$61.9 USD/tCO₂e Minatitlán: -\$49.9 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	---	--------------------

Medida F-2. Unidades de recuperación de vapores

Descripción de la medida

Los tanques de almacenamiento de crudo o condensados emiten vapores, en los que el metano se encuentra en un 40% a 60%. La instalación de unidades de recuperación de estos vapores puede reducir las emisiones hasta en un 95%. Asimismo, los vapores contienen una cantidad significativa de gas licuado, por lo que su recuperación puede apoyar a la venta de productos que tienen valor energético (EPA, 2006; CMM, 2018, 2020).

La implementación de Unidades de Recuperación de Vapores (VRU, siglas en inglés) en instalaciones del sector petróleo y gas es una buena práctica para la mitigación de emisiones por venteo de metano; es reconocida a nivel mundial y recomendada por diversos organismos internacionales (como la Agencia Internacional de Energía) y nacionales (como la EPA de los Estados Unidos y los departamentos de medio ambiente y salud del Gobierno de Canadá, entre otros) y diversas organizaciones de la sociedad civil (p.ej. EDF), así como empresas del sector hidrocarburos (Government of Canada, 2017; EPA, 2018; IEA, 2020; ExxonMobil, no date).

Esta medida trata acerca de la instalación de unidades de recuperación de vapores para la mitigación de emisiones fugitivas de metano en tanques de almacenamiento de crudo y condensados, e hidratadores. Los datos para la estimación de mitigación total de emisiones y sus costos de inversión asociados se tomaron de (EDF-CMM, 2015). Se asume una implementación gradual de la medida en el periodo 2027-2034, en donde se alcanzaría 100% del potencial de mitigación en el último año. La reducción de emisiones corresponde al metano que se evita ventear a la atmósfera.

- Subsectores y gases de efecto invernadero cubiertos: sector petróleo y gas. Emisiones fugitivas. Mitigación de emisiones por venteo de metano.

Condiciones habilitadoras

- La ASEA deberá buscar mecanismos y alternativas para acelerar la certificación de Terceros Calificados, con miras a tener la capacidad técnica para la revisión y aprobación de los requerimientos de línea base de emisiones y programas de prevención y control de las mismas.



Medida F-2. Unidades de recuperación de vapores

- Llevar a cabo un inventario de las instalaciones en donde existan probabilidades de aplicación.
- Se requiere energía eléctrica para las unidades, por lo que es necesario asegurar un suministro continuo.
- Evaluación del recurso y de disponibilidad de infraestructura necesaria en cada sitio para la instalación y funcionamiento de los equipos.
- Evaluación técnica y económica de las maneras más convenientes de utilización del gas recuperado (autoconsumo, envío a ductos o a plantas de procesamiento de gas).

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se consideraron las emisiones de metano de tanques de almacenamiento de crudo y condensados, y deshidratadores.	(EDF-CMM, 2015)
S.2	La reducción de emisiones de metano por la implementación de la medida es de 754 MMpc/año para tanques de condensado, 1,707 MMpc/año para tanques de crudo y 76 MMpc/año para venteos del deshidratador.	(EDF-CMM, 2015)
S.3	Densidad del metano a 15°C y 1 atmósfera, 0.678 kg/m ³ .	(UNFCCC, 2004).
S.4	Poder calorífico neto del metano, 50 MJ/kg.	(The Engineering ToolBox, 2003)
S.5	Potencial de calentamiento global metano; 28	(Myhre <i>et al.</i> , 2013)

Resultados

Potencial de mitigación para 2060: 1.36 MtCO₂e

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costos de inversión, en millones de USD ₂₀₂₁ <ul style="list-style-type: none"> - Para tanques de condensado 6.1. - Para tanques de crudo 16.85. - Para deshidratadores 0.53. 	(EDF-CMM, 2015)
S.2	Costos de operación y mantenimiento de 1.26 USD ₂₀₂₁ /Mpc recuperados	(EDF-CMM, 2015)
S.3	Tiempo de vida útil de proyecto de 15 años.	(ICM, 2022).

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA) **-\$0.49 USD/tCO₂e** Elaboración propia



Medida F-3. Instalación de plantas de eliminación de nitrógeno (NRU)

Descripción de la medida

La quema y el venteo de gas representan una de las principales oportunidades para la reducción de emisiones de GEI en el sector petróleo y gas de México. Si bien, a lo largo de las últimas décadas, PEMEX ha incrementado el aprovechamiento de gas, la quema y el venteo de gas ha aumentado en los años recientes. En 2018, la quema y el venteo de gas en todos los campos del país fue de 57,836 millones de pies cúbicos anuales, mientras que para 2021, este valor aumentó a 180,008 millones de pies cúbicos anuales (CNH, 2023a).

El auge de la producción petrolera en el país comenzó en la década de 1980, impulsado por el activo Cantarell en aguas someras del Golfo de México. Cantarell fue el mayor productor de crudo en el país, en donde destacó el campo Akal, cuya sola producción llegó a representar 60% del total nacional de petróleo en 2004. Sin embargo, a partir de ese año, se ha observado una constante declinación, debida principalmente al agotamiento de los recursos por la explotación intensiva (CNH, 2023a). Esta explotación acelerada se dio a raíz de la inyección de nitrógeno que comenzó a realizarse en Cantarell desde 1997 con el objetivo de mantener la presión del yacimiento y aumentar la producción. Sin embargo, esto ha tenido como consecuencia la contaminación con nitrógeno del gas asociado de este campo, lo que provoca que el gas no sea adecuado para su aprovechamiento energético.

El campo Akal fue el campo que presentó las mayores emisiones por quema y venteo en 2021 en el Activo Cantarell. Como señala Barnes de Castro (2022), es conveniente que se deje de producir crudo de este campo, y explotar su casquete de gas. Sin embargo, es necesario remover el nitrógeno —el gas natural está contaminado con 70% de nitrógeno— para su posterior aprovechamiento mediante la instalación de plantas de eliminación de nitrógeno (NRU).

La medida plantea la instalación de unidades NRU para la eliminación de nitrógeno en la corriente de gas del campo Akal para su posterior aprovechamiento. La estimación del potencial de mitigación de GEI se estimó a partir de la cantidad de gas no aprovechado reportado por la CNH (2023b) para 2021 y la cantidad de gas que sería necesario aprovechar para alcanzar la meta de 98% de aprovechamiento. La mitigación de emisiones se logra por el gas que deja de quemarse y ventearse en el escenario de aprovechamiento de 98%.

- Subsectores y gases de efecto invernadero cubiertos: sector petróleo y gas. Emisiones de GEI por quema y venteo de gas. Mitigación de emisiones de CO₂ y metano por la quema y venteo de gas asociado.

Condiciones habilitadoras

- Una opción para coadyuvar en la amortización de las inversiones necesarias puede ser explorar esquemas para la creación de tarifas que incluyan los costos de remoción de nitrógeno, tomando en consideración la participación de privados.
- Existen disposiciones técnicas por parte de CNH para el aprovechamiento del gas natural asociado en la exploración y extracción de hidrocarburos que establecen la obligación de aprovechar el 98% del gas asociado generado. Es necesario que se vigile el cumplimiento de estas disposiciones y, en todo caso, contar con análisis detallados de las condiciones que han impedido su cumplimiento y la creación de mecanismos que contribuyan a fortalecer la vigilancia de la regulación.
- Cumplimiento de las disposiciones administrativas de la ASEA sobre las emisiones de metano en el sector. Al respecto, es necesario que se publique la información que los regulados han presentado a esta Agencia, como son los Programas para la Prevención y el Control Integral de las Emisiones de Metano del Sector Hidrocarburos (PPCIEM), de acuerdo con el artículo 5 de este instrumento.



Medida F-3. Instalación de plantas de eliminación de nitrógeno (NRU)

- En junio de 2022, la presidencia de México anunció inversiones por un valor de 2 mil millones de dólares para alcanzar las metas de aprovechamiento de 98% marcadas en las Disposiciones técnicas de la CNH, lo cual puede ser una oportunidad para financiar el proyecto.
- Presupuesto etiquetado para proyectos de reducción de emisiones de metano en Pemex por parte de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y asignación de un área encargada de implementar las acciones.
- Establecimiento de estándares de transparencia para verificar que el presupuesto etiquetado para reducir emisiones de metano se destine efectivamente a esos fines, involucrando a la Secretaría de Energía y la Auditoría Superior de la Federación.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se asumió que la composición del gas corresponde a 50% en volumen de metano.	(CNH, 2023a).
S.2	En la línea base se consideró que el gas se quema en su totalidad con una eficiencia del 83.7%.	(IMP-INECC, 2012)
S.3	Densidad del metano a 15°C y 1 atmósfera, 0.678 kg/m ³ .	(UNFCCC, 2004).
S.2	Poder calorífico neto del metano, 50 MJ/kg.	(The Engineering ToolBox, 2003)
S.5	Potencial de calentamiento global metano; 28	(Myhre <i>et al.</i> , 2013)

Resultados

Potencial de mitigación para 2060. 1.42 MtCO₂e

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costos de inversión de 1.14 MMUSD ₂₀₂₁ /MMpc.	(HARTREE CONSULTORES, 2015)
S.2	Costo de operación se consideró de 0.16 USD/Mpc.	(HARTREE CONSULTORES, 2015)
S.3	Tiempo de vida útil de proyecto de 20 años.	(ICM, 2022)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA) **-\$4.4 USD/tCO₂e** Elaboración propia



Medida F-4. Instalación de plataforma de compresión en activo Ku Maloob Zaap

Descripción de la medida

La quema y venteo de gas representa una problemática desde el punto de vista del cuidado al medio ambiente y, al mismo tiempo, es una oportunidad para el aprovechamiento de un recurso escaso en el país y para la reducción de emisiones de GEI. De acuerdo con datos de PEMEX, la empresa del estado emitió 54 millones de toneladas de CO₂e durante 2020 en todas sus actividades, de las cuales 54% se originaron por acciones de quema, venteo y otras emisiones fugitivas (PEMEX, 2020).

En 2021, los campos Ku, Maloob y Zaap, que son los principales productores de crudo en el país, alcanzaron una meta de aprovechamiento de gas de 73%, 63% y 61%, respectivamente. Estos campos representaron el 61% de la quema y venteo de gas total en 2021 (CNH, 2023b). Si bien, PEMEX ha presentado su Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado para estos campos, algunas de las acciones propuestas no se han llevado a cabo. Tras ser sancionado en el año 2016 tras no cumplir con las metas de aprovechamiento de esos campos, PEMEX se planteó la construcción del gasoducto KMZ-76, el cual ya se encuentra en operación, así como la puesta en marcha de la plataforma de compresión CA-Ku-A1, no siendo el caso de la plataforma de compresión CA-Zaap-C (CNH, 2017). A pesar de lo anterior, recientemente, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) aprobó modificaciones al Plan de desarrollo del campo Ku, en las que no se considera la incorporación de una plataforma adicional de compresión y se decidió continuar con la explotación del campo hasta su límite de producción (CNH, 2020).

La medida propone la instalación de la plataforma de compresión para el activo Ku-Maloob-Zaap. Se considera que la implementación sería partir de 2027, llegando a su término con el agotamiento del activo, lo cual se asume sucedería en 2044, de acuerdo a estimaciones de Pemex y CNH con respecto al desarrollo futuro de los campos (CNH, 2018), (CNH, 2018a), (CNH, 2020a). Igualmente, se considera una disminución progresiva en la producción de crudo y gas asociado en el periodo de análisis. La estimación del potencial de mitigación de GEI se estimó a partir de la cantidad de gas no aprovechado reportado por la CNH (2023b) para 2021 y la cantidad de gas que sería necesario aprovechar para alcanzar la meta de 98% de aprovechamiento. La mitigación de emisiones se logra por el gas que deja de quemarse y ventearse en el escenario de aprovechamiento de 98%.

- Subsectores y gases de efecto invernadero cubiertos: sector petróleo y gas. Emisiones de GEI por quema y venteo de gas. Mitigación de emisiones de CO₂ y metano por la quema y venteo de gas asociado.

Condiciones habilitadoras

- Existen disposiciones técnicas por parte de CNH para el aprovechamiento del gas natural asociado en la exploración y extracción de hidrocarburos que establecen la obligación de aprovechar el 98% del gas asociado generado. Es necesario que estas disposiciones se cumplan y, en su caso, contar con un análisis detallado de las condiciones que han impedido su cumplimiento y la creación de mecanismos que contribuyan a fortalecer la vigilancia de la regulación.
- Vigilancia del cumplimiento de las Disposiciones Administrativas de carácter general de la ASEA de 2018, que contemplan la reducción de emisiones de metano en compresores.
- La instalación de la plataforma para aumentar la capacidad de compresión de gas ha sido analizada en los planes de desarrollo de los campos en el pasado; sin embargo, una de las principales barreras encontradas se relaciona a la inviabilidad económica del proyecto, dado que la declinación de los campos implicaría a su vez que el gas asociado producido disminuiría cada año, imposibilitando los



Medida F-4. Instalación de plataforma de compresión en activo Ku Maloob Zaap

retornos de inversión. Cabe destacar que el activo es una importante fuente de emisiones de metano a la atmósfera, las cuales deben mitigarse para contribuir a limitar el calentamiento global.

- En junio de 2022, la presidencia de México anunció inversiones por un valor de 2 mil millones de dólares para alcanzar las metas de aprovechamiento de 98% marcadas en las Disposiciones técnicas de la CNH, lo cual puede ser una oportunidad para financiar el proyecto.
- Relacionado con el punto anterior, puede ser necesario explorar esquemas para incentivar la participación del sector privado, aprovechando sus capacidades técnicas y compartiendo riesgos financieros.
- Presupuesto etiquetado para proyectos de reducción de emisiones de metano en Pemex por parte de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y asignación de un área encargada de implementar las acciones.
- Establecimiento de estándares de transparencia para verificar que el presupuesto etiquetado para reducir emisiones de metano se destine efectivamente a esos fines, involucrando a la Secretaría de Energía y la Auditoría Superior de la Federación.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se asumió que la composición del gas corresponde a 50% en volumen de metano.	(CNH, 2023a).
S.2	En la línea base se consideró que el gas se quema en su totalidad con una eficiencia del 83.7%.	(IMP-INECC, 2012)
S.3	Densidad del metano a 15°C y 1 atmosfera, 0.678 kg/m ³ .	(UNFCCC, 2004).
S.4	Poder calorífico neto del metano, 50 MJ/kg.	(The Engineering ToolBox, 2003)
S.5	Potencial de calentamiento global metano; 28	(Myhre <i>et al.</i> , 2013)
S.6	Se asume que los campos seguirán en producción hasta 2034, en el caso de Maloob y Zaap, y hasta 2044 en el caso del campo Ku, con base en información de Dictámenes técnicos de los planes de desarrollo.	(CNH, 2018, 2020a, 2018a).

Resultados

Potencial de mitigación para 2060. La medida se considera de transición, por su importancia en el corto y mediano plazo, pero se asume que en 2060 el activo de producción Ku Maloob Zaap habrá dejado de operar. Debido a la declinación de los campos, la mayor mitigación se alcanzaría en 2027, al inicio de la implementación, con 3.8 MtCO₂e, mientras que para el final del periodo de producción (2044) se tendría una mitigación de 0.006 MtCO₂e.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costos de inversión de 1,777 MMUSD ₂₀₂₁ .	(IEA, 2006; Hernández-Escutia, 2018).
S.2	Costos de operación se consideró de 0.01 USD ₂₀₂₁ /m ³ de gas manejado.	(IEA, 2006; Hernández-Escutia, 2018).
S.3	Tiempo de vida útil de proyecto de 20 años	(ICM, 2022).



Medida F-4. Instalación de plataforma de compresión en activo Ku Maloob Zaap

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	\$82.44 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	-------------------------------------	--------------------

Medida F-5. Programas de detección y reparación de fugas (LDAR)

Descripción de la medida

Los sistemas de petróleo y gas natural son proclives a presentar fugas en diversos equipos e instalaciones, como centros de procesamiento de gas, ductos de transmisión y tuberías, estaciones de compresión y tanques de almacenamiento, entre otros. Los componentes que presentan fugas con más frecuencia son los elementos de conexión, válvulas y sellos de diferentes tipos, todos con amplia difusión en instalaciones industriales. Entre las causas que originan las fugas pueden mencionarse fallas en los equipos por desgaste y falta de programas de mantenimiento preventivo y correctivo adecuados (EPA, 2007; GMI, 2020).

Los programas de detección y reparación de fugas (LDAR) corresponden a una de las técnicas de control más utilizadas a nivel internacional e incluyen la mejora de prácticas de trabajo dentro de las instalaciones y el monitoreo constante de equipos como válvulas, bombas y conectores (CMM, 2020, 2018; EPA, 2007). La estimación de esta medida se basó en (EDF-CMM, 2015), para el caso de emisiones fugitivas de metano en estaciones de compresión, recompresión y recolección de gas, instalaciones de producción terrestres, centros procesadores e instalaciones marinas.

Se asume una penetración gradual de la medida, del 12.5% anual respecto al potencial de mitigación total, durante el periodo 2027-2034, al final del cual se tendría el 100% del potencial de mitigación. La mitigación de GEI corresponde al metano que deja de escapar a la atmósfera en fugas.

Condiciones habilitadoras

- Se requiere asegurar el cumplimiento de las Disposiciones Administrativas de la ASEA respecto a las acciones y medidas para reducir fugas de metano en el sector petróleo y gas. Estas disposiciones contemplan los programas de reducción de fugas dentro de estas acciones, siendo de especial importancia la verificación del cumplimiento de la regulación.
- Es pertinente fortalecer las capacidades del personal respecto al manejo de los equipos de medición necesarios para la detección oportuna de fugas; esto puede llevarse a cabo mediante programas de capacitación continua.
- Desarrollar planes de mantenimiento que incluyan de forma rutinaria el monitoreo de equipos e instalaciones que pudieran representar fuentes de emisiones relevantes.
- Invertir en equipos de detección de fugas de calidad y con reconocimiento internacional, en consonancia con lo estipulado en las Disposiciones.



Medida F-5. Programas de detección y reparación de fugas (LDAR)

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	El potencial de mitigación de emisiones de metano en instalaciones marinas es de 524.8 MMpc/año.	(EDF-CMM, 2015)
S.2	El potencial de mitigación de emisiones de metano en instalaciones terrestres es de 924.8 MMpc/año.	(EDF-CMM, 2015)
S.3	Densidad del metano a 15°C y 1 atmósfera, 0.678 kg/m ³ .	(UNFCCC, 2004).
S.2	Poder calorífico neto del metano, 50 MJ/kg.	(The Engineering ToolBox, 2003)
S.5	Potencial de calentamiento global metano; 28	(Myhre <i>et al.</i> , 2013)

Resultados

Potencial de mitigación para 2060: 0.5 MtCO₂e en instalaciones terrestres y 0.28 MtCO₂e en instalaciones marinas, para un total de 0.78 MtCO₂e.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costos de inversión total de 3.4 MMUSD ₂₀₂₁ para los sistemas en tierra.	(EDF-CMM, 2015; CMM, 2020)
S.2	Costos de inversión total de 3 MMUSD ₂₀₂₁ para plataformas marinas.	(EDF-CMM, 2015; CMM, 2020)
S.3	Tiempo de vida útil para los proyectos se consideró de 15 años.	(ICM, 2022).

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	LDAR Terrestre: -\$1.01 USD/tCO₂e LDAR Marinas: -\$0.94 USD/tCO₂e LDAR total: -\$1.95 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	---	--------------------



Medida F-6. Cambio de sellos húmedos por sellos secos en compresores

Descripción de la medida

Los sellos húmedos son utilizados en centros procesadores de gas (CPG), estaciones de compresión y plataformas de compresión marinas en compresores centrífugos con el fin de evitar el escape de gas a alta presión, sin embargo, utilizan aceite, que puede atrapar parte de este gas, por lo que debe ser separado para mantener un adecuado funcionamiento del sello. Este gas separado comúnmente se ventea, con lo cual se tienen emisiones de metano (EPA, 2006a).

Reemplazar los sellos húmedos por sellos secos, representa una ventaja en términos de emisiones debido a que no utilizan aceite y no liberan elevadas cantidades de gas. La tecnología de sellos secos también proporciona beneficios adicionales al ofrecer menores costos de operación y de tiempo muerto (EDF-CMM, 2015; EPA, 2006a).

La medida trata del reemplazo de sellos húmedos por secos en compresores centrífugos en estaciones de compresión de gas natural, centros procesadores y plataformas de compresión costa afuera. Se considera una implementación gradual en el periodo 2027-2034. Para estaciones de compresión y CPG se consideró el gas de trabajo como gas natural, mientras que, para instalaciones marinas, se consideró gas asociado. La mitigación de emisiones de GEI corresponde a la diferencia en la cantidad de gas que emiten los sellos secos y los húmedos durante su operación normal, y que es venteadada a la atmósfera.

- Subsectores y gases de efecto invernadero cubiertos: sector petróleo y gas. Emisiones fugitivas. Mitigación de emisiones por venteo de metano.

Condiciones habilitadoras

- Es necesario llevar a cabo una evaluación precisa de los compresores en los que pudiera implementarse la medida, para confirmar su pertinencia de la misma, considerando que las condiciones de operación de los equipos, tales como temperatura y presión, sean adecuadas para adaptar sellos secos.
- La evaluación económica detallada debe incluir consideraciones acerca del tiempo de vida remanente de los compresores a intervenir.
- La medida puede ser costoefectiva y tener un tiempo de recuperación de inversión corto, además de contribuir con el cumplimiento de las Disposiciones administrativas de la ASEA relativas a emisiones de metano en el sector, Una vigilancia efectiva del cumplimiento de las disposiciones podría coadyuvar a que el operador considere la conveniencia de llevar a cabo las acciones necesarias, con beneficios tanto económicos como en reducción de emisiones.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se consideraron 85 compresores centrífugos para las instalaciones de procesamiento de gas natural, 23 compresores para las estaciones de compresión de gas natural existentes, y 24 compresores para las plataformas de compresión de gas marinas (3 por plataforma), de acuerdo con información de Pemex y de EDF-CMM (2015).	(EDF-CMM, 2015).
S.2	El cambio de sellos húmedos a secos puede disminuir las emisiones de gas en 57 m ³ /hora por compresor, de acuerdo con datos de emisión típicas en la industria para compresores con sellos secos y húmedos reportados en EPA (2006a).	(EPA, 2006a).



Medida F-6. Cambio de sellos húmedos por sellos secos en compresores

S.3	Densidad del metano a 15°C y 1 atmósfera, 0.678 kg/m ³ .	(UNFCCC, 2004).
S.4	Poder calorífico neto del metano, 50 MJ/kg	(The Engineering ToolBox, 2003)
S.5	Poder calorífico neto del gas natural, 46.74 MJ/kg.	(SEMARNAT-INECC, 2014)
S.6	Densidad del gas natural, kg/m ³ , 0.844.	(SEMARNAT-INECC, 2014).
S.7	Se asumió que la composición del gas corresponde a 50% en volumen de metano.	(CNH, 2023a).
S.8	Porcentaje de metano en gas natural, de acuerdo con promedio del mes de diciembre de 2022 reportado por CENAGAS.	(CENAGAS, 2022).
S.9	Poder calorífico neto del gas asociado, 0.04 GJ/m ³ .	(SENER-CONUEE, 2022).
S.10	Potencial de calentamiento global metano; 28	(Myhre <i>et al.</i> , 2013)

Resultados

Potencial de mitigación para 2060: 0.2 MtCO₂e en estaciones de compresión de gas, 0.72 MtCO₂e en centros procesadores de gas y 0.11 MtCO₂e en plataformas de compresión marinas. La mitigación total es 1.03 MtCO₂e.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costo de inversión de \$476,832 USD ₂₀₂₁ por compresor, de acuerdo con promedio de costos dado en EDF-CMM (2015).	(EDF-CMM, 2015).
S.2	Se considera un ahorro en costos de operación y mantenimiento de \$110,955 USD ₂₀₂₁ por año por compresor, debido al diseño de los sellos secos en comparación con los húmedos, de acuerdo con EPA (2006a).	(EPA, 2006a).
S.3	El tiempo de vida útil del proyecto se consideró de 15 años.	(ICM, 2022).

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	Sellos secos CPG: -\$2.35 USD/tCO₂e Sellos secos Terrestres: -\$2.35 USD/tCO₂e Sellos secos Marinas: -\$4.26 USD/tCO₂e Sellos secos total: -\$9.0 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	--	--------------------



Medida F-7. Quemadores eficientes

Descripción de la medida

En las operaciones de extracción de crudo se tiene producción de gas asociado, el cual se encuentra en los mismos reservorios y es extraído de manera conjunta. Este gas está compuesto mayormente por metano, y puede ser aprovechable, sin embargo, por diversas situaciones no siempre es posible, por lo que debe ser quemado para evitar emisiones directas a la atmósfera. Se ha reportado que la eficiencia en la quema de gas puede llegar a ser casi del 100% si se tienen quemadores eficientes (ICM, 2022). En la medida se propone la introducción de quemadores eficientes en campos de producción de crudo donde no se hayan propuesto medidas de aprovechamiento de gas, de tal manera que este se queme con una eficiencia de 99%, para minimizar las emisiones de metano. Se asume que el gas en los campos propuestos se ventea, con lo cual la reducción de emisiones está dada por la diferencia entre las emisiones de metano venteado en el escenario tendencial y las emisiones en el escenario de implementación de la medida, las cuales corresponden mayormente a CO₂, con un componente residual de gas no quemado. La medida se aplicaría de manera escalonada a lo largo de 4 años, comenzando en campos en donde se tenga la mayor cantidad de gas no aprovechado, para finalizar en aquellos con menores cantidades. La fecha de inicio sería 2027, con finalización en 2030.

Subsectores y gases de efecto invernadero cubiertos: Sector petróleo y gas, emisiones por quema y venteo de gas. Emisiones directas mitigadas de metano.

Para la estimación de los potenciales de mitigación se usaron datos publicados por CNH (CNH, 2023b), acerca de la cantidad de gas asociado aprovechado y no aprovechado por campo y asignación, de manera mensual. Se tomaron en consideración campos en donde no se han propuesto medidas de aprovechamiento de gas, y que además tengan cantidades importantes de gas no aprovechado. En total son 20 campos, tanto terrestres como marinos, y la información utilizada corresponde a 2021. Se asume que el gas se ventea en el escenario tendencial, mientras que en el escenario de mitigación se quema con 99% de eficiencia. Para cada campo y para cada mes, se estimaron las emisiones en ambos escenarios; en el escenario tendencial, se consideran las emisiones de metano por venteo, mientras que, para el escenario de mitigación, las emisiones por CO₂ debido a la quema y emisiones de metano residuales por quema incompleta. Se supone que es posible lograr la mitigación total en 2030, siendo que esta se mantiene constante en años sucesivos hasta 2060. La implementación se daría en un periodo de 4 años, en donde primero entrarían los campos con mayor cantidad de gas no aprovechado en 2021, y luego en orden descendente con los campos restantes, de acuerdo con este criterio. De esta forma, se tiene que se logra una implementación del potencial de reducción total de la medida de 31.2% en el año 1, de 52.4% al año 2, de 73.8% en el año 3 y del 100% al año 4.

Condiciones habilitadoras

- La implementación de la medida requiere estudios detallados para identificar con precisión los volúmenes de gas que se queman, se ventean, y en su caso, la eficiencia de la quema para cada sitio o instalación específica.
- Las Disposiciones Administrativas de la ASEA (2018) contemplan la quema o incineración del gas natural que no puede conservarse o aprovecharse como "destrucción controlada". Establecen que los Regulados deberán observar que los equipos para destrucción controlada tengan eficiencia en combustión de diseño de al menos 90%. Se requiere de vigilancia efectiva del cumplimiento de las disposiciones en este sentido y la publicación de la información que los Regulados entreguen a la ASEA.



Medida F-7. Quemadores eficientes

- Presupuesto etiquetado para proyectos de reducción de emisiones de metano en Pemex por parte de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y asignación de un área encargada de implementar las acciones.
- Establecimiento de estándares de transparencia para verificar que el presupuesto etiquetado para reducir emisiones de metano se destine efectivamente a esos fines, involucrando a la Secretaría de Energía y la Auditoría Superior de la Federación.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Volúmenes de gas asociado no aprovechado por asignación y contrato de manera mensual para 2021, información de CNH.	(CNH, 2023b)
S.2	Se asume que la composición del gas asociado de campos terrestres es similar a la del gas natural disponible en el país, mientras que, para campos marinos, la fracción de metano en volumen sería de 50%.	(CNH, 2023).
S.3	Se considera una eficiencia en quema en antorcha de 99% para nuevos quemadores.	(API, 2009), (EDF-CMM, 2015).
S.4	Densidad del metano a 15°C y 1 atmósfera. 0.678 kg/m ³ .	(UNFCCC, 2004).
S.5	Densidad del gas natural, utilizado para gas asociado en campos terrestres, 0.844 kg/m ³ .	(SEMARNAT-INECC, 2014)
S.6	Factor de emisión de CO ₂ para gas natural, utilizado en campos terrestres, 2.27 kgCO ₂ /m ³ de gas.	(SEMARNAT-INECC, 2014).
S.7	Potencial de calentamiento global metano; 28	(Myhre et al., 2013)

Resultados

Potencial de mitigación para 2060: La mitigación a 2060 es de 8.6 millones de toneladas de CO₂e (MtCO₂e). La reducción de emisiones corresponde a emisiones directas de metano que deja de ventearse a la atmósfera.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costos de inversión de 0.013 USD ₂₀₂₁ /pie cúbico de metano mitigado	(EPA, 2011)
S.2	Costos de operación y mantenimiento de 0.0011 USD ₂₀₂₁ /pie cúbico de metano mitigado	(EPA, 2011)
S.3	El tiempo de vida útil del proyecto se consideró de 10 años.	(ICM, 2022).

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	\$1.16 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	------------------------------------	--------------------



Medida F-8. Conversión de dispositivos neumáticos de gas natural a aire

Descripción de la medida

En la industria de petróleo y gas se utilizan dispositivos de instrumentación neumática para el control de procesos. Los dispositivos de control como válvulas y actuadores, presentes en sistemas de transmisión y producción de gas fósil, necesitan de algún gas a presión para poder operar, por ejemplo, aire o el mismo gas fósil. En aquellos donde se usa gas fósil, se aprovecha la presión propia del gas en el sistema para controlar los dispositivos. Sin embargo, uno de los inconvenientes de su uso es la pérdida constante de gas, lo cual constituye una importante fuente de emisiones fugitivas de metano a la atmósfera, ya que estos equipos son comunes en instalaciones de producción, plantas procesadoras de gas, estaciones de compresión, gasoductos e instalaciones de almacenamiento. El control puede hacerse con aire comprimido para evitar la emisión de metano. Los sistemas neumáticos de aire comprimido utilizan aire comprimido que se almacena en un tanque, el cual se filtra y se seca para poder utilizarse (EPA, 2006b).

En esta medida se propone reemplazar de manera paulatina el gas natural por aire en dispositivos de control neumático a gas para reducir emisiones fugitivas de metano en la producción de petróleo y gas en plataformas marinas, campos terrestres, estaciones de compresión y centros procesadores de gas. La implementación se realizaría en un lapso de 8 años, entre 2027 y 2034. La estimación de la mitigación de emisiones considera igualmente la electricidad utilizada en compresores para los sistemas de control a aire. Esta mitigación estaría dada por la cantidad de gas que deja de perderse en la operación de los sistemas de control neumático. Para estaciones de compresión, centros procesadores de gas e instalaciones de producción en tierra se considera gas natural como fluido de control mientras que, en plataformas marinas, gas asociado.

Subsectores y gases de efecto invernadero cubiertos: Sector petróleo y gas, emisiones fugitivas y venteo de gas. Emisiones directas mitigadas de metano.

Condiciones habilitadoras

- Se requiere disponibilidad de energía eléctrica en sitio para hacer funcionar los compresores del sistema de compresión del aire comprimido. En casos en donde el suministro eléctrico depende de generadores aislados, es necesario evaluar si la capacidad instalada de generación es suficiente para los compresores.
- La evaluación de la configuración de las plantas es muy importante, con vistas a la correcta planificación técnica y económica en relación con la necesidad de nuevos equipos y las facilidades o dificultades para su instalación.
- Vigilancia del cumplimiento de las Disposiciones Administrativas de carácter general de la ASEA de 2018, que contemplan la sustitución de gas natural por aire en sistemas de control como una opción para reducir emisiones de metano.
- Las Disposiciones Técnicas emitidas por la CNH en 2016 plantean el uso del gas como fluido de trabajo como una de las alternativas para elevar el aprovechamiento del gas, por lo que es necesario que la CNH integre consideraciones de mitigación al cambio climático a las disposiciones para dejar de reconocer esta opción como una solución.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	La estimación tomó en cuenta un compresor de aire.	(ICM, 2022; EPA, 2006b).



Medida F-8. Conversión de dispositivos neumáticos de gas natural a aire

S.2	Para el caso de las instalaciones en tierra y en mar, se consideraron dos lazos de control para 209 plataformas marinas y 340 campos terrestres.	(Bylin <i>et al.</i> , 2010)
S.3	Se consideró que una instalación de tamaño mediano presenta 35 lazos de control con una emisión de 45 pies cúbicos por minuto de gas.	(EPA, 2006b)
S.4	Se consideran 9 centros procesadores de gas y 22 estaciones de compresión.	(ICM, 2022)
S.5	Densidad del metano a 15°C y 1 atmosfera, 0.678 kg/m ³ .	(UNFCCC, 2004)
S.6	Poder calorífico neto del metano, 50 MJ/kg.	(The Engineering ToolBox, 2003)
S.7	Poder calorífico neto del gas natural, 46.74 MJ/kg.	(SEMARNAT-INECC, 2014)
S.8	Densidad del gas natural, kg/m ³ , 0.844.	(SEMARNAT-INECC, 2014)
S.9	Se asumió que la composición del gas asociado corresponde a 50% en volumen de metano (instalaciones marinas).	(CNH, 2023a).
S.10	Porcentaje de metano en gas natural, de acuerdo con promedio del mes de diciembre de 2022 reportado por CENAGAS.	(CENAGAS, 2022)
S.11	Poder calorífico neto del gas asociado, 0.04 GJ/m ³ .	(SENER-CONUEE, 2022).
S.12	Potencial de calentamiento global metano; 28	(Myhre <i>et al.</i> , 2013)
S.13	Factor de emisión de GEI de la red eléctrica por año de acuerdo a resultados de los modelos usados en el proyecto en el periodo 2027-2060.	

Resultados

Potencial de mitigación para 2060. La mitigación a 2060 es de 0.35 MtCO_{2e} para estaciones de compresión y centros procesadores de gas, 0.22 MtCO_{2e} en instalaciones de producción terrestres y 0.08 MtCO_{2e} en instalaciones marinas, para un total de 0.65 MtCO_{2e}.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costos de inversión de \$84,910 USD ₂₀₂₁ para instalaciones de procesamiento de gas y estaciones de compresión. En el caso de instalaciones de producción terrestres e instalaciones marinas, este costo es de \$4,852 USD ₂₀₂₁ por instalación.	(EPA, 2006b)
S.2	Costos de Operación y Mantenimiento anuales de \$6,561 USD ₂₀₂₁ por instalación para centros procesadores de gas y estaciones de compresión. \$375 USD ₂₀₂₁ en instalaciones terrestres y marinas.	(EPA, 2006b)



Medida F-8. Conversión de dispositivos neumáticos de gas natural a aire		
S.3	Costos de renovación de compresor de \$8,908 USD ₂₀₂₁ cada 5 años en centros procesadores de gas y estaciones de compresión, y de \$509 USD ₂₀₂₁ instalaciones terrestres y marinas.	(EPA, 2006b)
S.4	Tiempo de evaluación de proyecto de 10 años.	(EPA, 2006b)
Resultado costos		
Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	D. Neumáticos CPG: -\$0.8 USD/tCO₂e D. Neumáticos Terrestre: -\$0.8 USD/tCO₂e D. Neumáticos Marina: -\$1.51 USD/tCO₂e Total, dispositivos neumáticos: -\$3.1 USD/tCO₂e	Elaboración propia



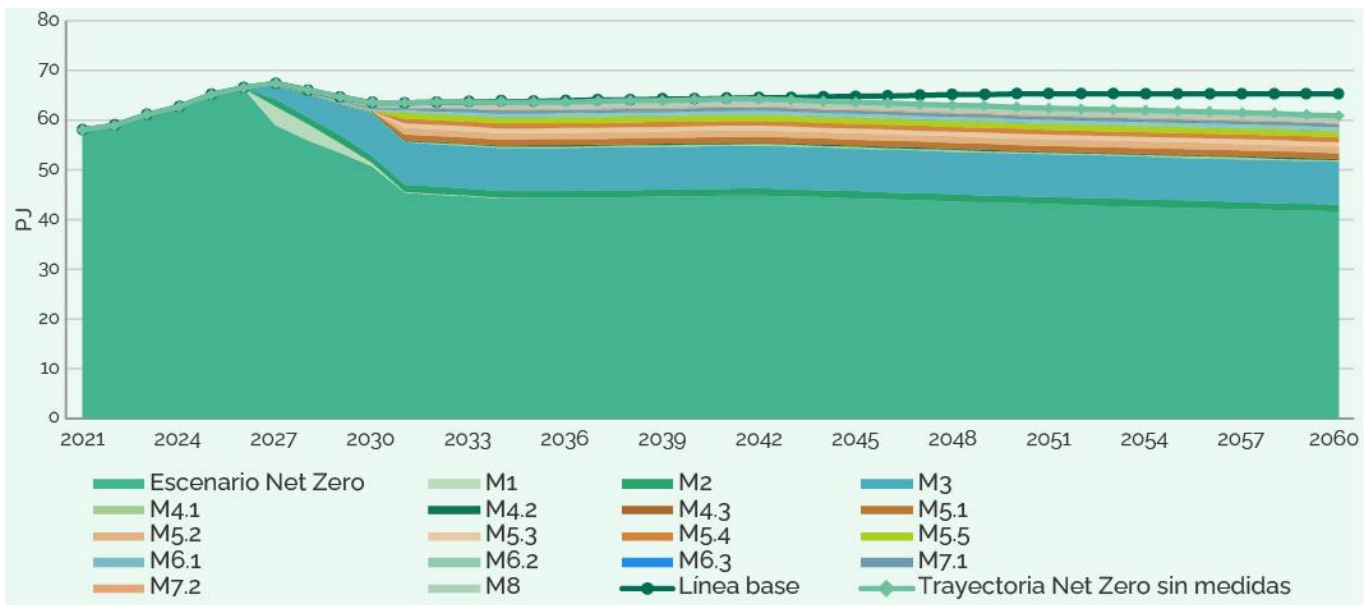
F.4. Ruta para el escenario de emisiones netas cero

En la Figura 45 se muestra la trayectoria de emisiones netas cero en el sector petróleo y gas, si se considera la implementación de las medidas propuestas. La mitigación total por las 8 medidas analizadas es de 19.34 MtCO₂e en 2060, lo que equivale a una disminución de 29.6% con respecto a la línea base.

De igual manera, se destaca el impacto que tiene la descarbonización de otros sectores en las emisiones de petróleo y gas. Sin considerar las medidas de mitigación, se tiene que, en el escenario EN0, el sector emitirá 60.9 MtCO₂e, 4.4 MtCO₂e menos en comparación de la línea base. Esto es debido principalmente a la disminución en la demanda de combustibles, mayormente para transporte, con lo cual se tiene una menor producción de petrolíferos en las refinerías, lo que conlleva una reducción en las emisiones.

Consideradas las medidas de mitigación, la reducción de emisiones total para 2060 sería entonces de 23.7 MtCO₂e, 36.6 % con respecto a la línea base.

Figura 45. Trayectoria de descarbonización para el sector petróleo y gas en el escenario Net Zero.



Nomenclatura: M1- Plataforma de compresión KMZ; M2- Unidades de eliminación de nitrógeno (NRU) en campo Akal; M3- Quemadores eficientes; M4.1- Dispositivos neumáticos, estaciones de compresión y CPG; M4.2- Dispositivos neumáticos, instalaciones terrestres; M4.3- Dispositivos neumáticos, instalaciones marinas; M5.1- Cogeneración, refinería de Cadereyta; M5.2- Cogeneración Cactus; M5.3- Cogeneración, refinería de Tula; M5.4- Cogeneración, refinería de Salina Cruz; M5.5- Cogeneración, refinería de Minatitlán; M6.1- Sellos secos en estaciones de compresión; M6.2- Sellos secos, CPG; M6.3- Sellos secos, plataformas de compresión marinas; M7.1- LDAR instalaciones terrestres; M7.2- LDAR instalaciones marinas; M8- Unidades de recuperación de vapores (VRU).

Fuente: Elaboración propia.



La reducción de emisiones del sector petróleo y gas representa 1.9% del total de las emisiones brutas y 2.3% de las emisiones netas de línea base de todos los sectores considerados para 2060. Dado que en dicho año se lograría llegar a cero emisiones, entonces la contribución del sector a la reducción total de emisiones es 2.3%, considerando emisiones netas.

Para 2060, la implementación de quemadores eficientes en instalaciones de producción de crudo es la medida que más contribuye a la mitigación del sector, con 8.6 MtCO₂e, lo que significa 44.5% de la reducción de emisiones de todas las medidas consideradas. Por otro lado, las medidas de cogeneración en las refinerías y en el Centro procesador de gas Cactus contribuyen con 28.4% de estas reducciones, en donde los proyectos individuales participan con valores de entre 4.9 a 6.6% sobre la mitigación de las medidas total en el año objetivo.

Las medidas cuya implementación abona a la reducción en las emisiones de metano por fugas o venteos —como los programas de detección y reparación de fugas, el cambio de sellos húmedos por secos en compresores, las unidades de recuperación de vapores y la conversión de dispositivos neumáticos de gas a aire comprimido— tienen una participación conjunta de 19.8% de la reducción total de las medidas, y la medida de instalación de unidades de recuperación de vapores es la que tiene mayor mitigación en este grupo (7.1%).

Es importante mencionar que la implementación de quemadores eficientes en instalaciones de producción de crudo y las medidas que reducen las emisiones de metano por fugas o venteos contribuyen de manera directa al cumplimiento de la regulación de la ASEA (2018), "Disposiciones Administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la prevención y el control integral de las emisiones de metano del Sector Hidrocarburos", ya que las medidas evaluadas forman parte de las acciones para el control de las emisiones de metano mencionadas en dicha regulación.

Por otra parte, las medidas propuestas en instalaciones de producción de crudo costa afuera, referentes al aumento de la capacidad de compresión en el activo Ku Maloob Zaap, y a la instalación de unidades de eliminación de nitrógeno (NRU) en el campo Akal promueven el aprovechamiento del gas asociado, con lo cual se contribuye al cumplimiento de la regulación de la CNH "Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos" (DOF, 2016), las cuales son de carácter obligatorio para los operadores que realizan actividades de exploración y producción de hidrocarburos, e indican que debe aprovecharse 98% del gas asociado.

Tras la COP26 celebrada en 2021 en Glasgow, México se adhirió al Compromiso Global de Metano (Global Methane Pledge), impulsado por los Estados Unidos y la Unión Europea para reducir en 30% las emisiones globales de metano antropogénico para 2030, respecto de los niveles registrados en 2020 (SRE, 2021). El Inventario Nacional reporta, para 2020, que las emisiones del metano provenientes del sector



petróleo y gas, incluida la refinación, fueron de 29.2 millones de toneladas de CO₂e (INECC, 2023). Para 2030, las medidas propuestas tienen un potencial de mitigación de emisiones de metano de 12.9 MtCO₂e, lo que representa una reducción de 44.3% respecto a las emisiones de metano de 2020; de darse su implementación, México lograría cumplir con su compromiso.

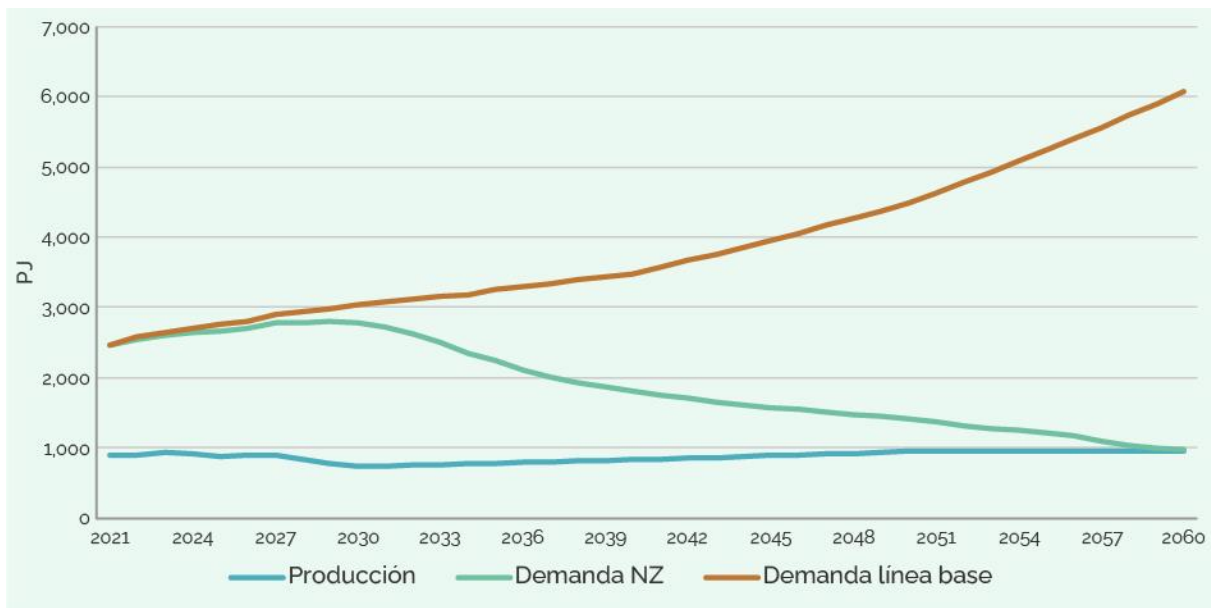
F.5. Análisis de resultados

F.5.1. Gas natural

En el escenario de emisiones netas cero (EN0), se observa una disminución importante en la demanda de gas natural como consecuencia de los cambios realizados para descarbonizar sectores que usan este combustible de forma intensiva, principalmente en el sector industrial y en la generación de electricidad. Para 2060, esta disminución es de 5,099.6 PJ, lo que equivale a una reducción de 84% con respecto a la línea base.

Como se observa en la Figura 46, la producción nacional de gas proyectada — producción de gas seco listo para comercialización— aún sería insuficiente para suplir la demanda interna, y las emisiones asociadas al proceso de gas no tendrían cambios entre ambos escenarios.

Figura 46. Trayectoria de la producción nacional de gas a 2060.



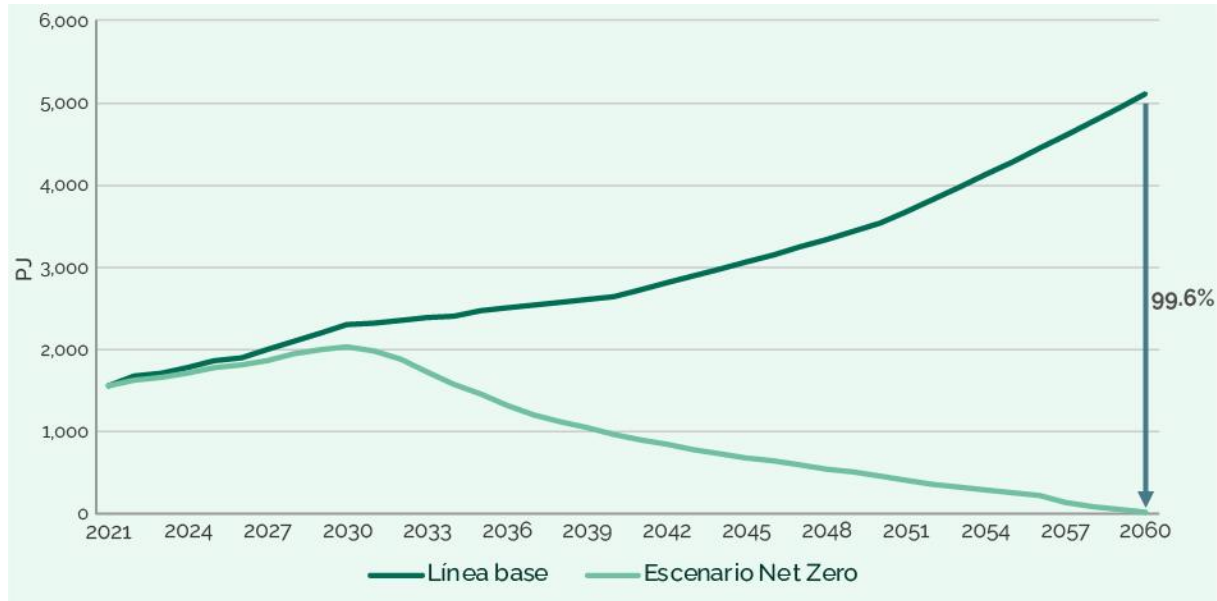
Fuente: Elaboración propia.

Asimismo, derivado de la disminución en la demanda, las importaciones de gas natural se reducirían de igual manera. Esta reducción sería de 99.6% para 2060, en comparación a las importaciones de la línea base, al pasar de 5,118.3 PJ a 18.7 PJ. Al



final del periodo de análisis, la participación de las importaciones en la oferta de gas natural sería de aproximadamente 1.9%. En comparación, la línea base proyecta esta participación en 84.4% en ausencia de acciones de mitigación. Con estas dinámicas entre oferta y demanda, en el escenario EN0 sería posible que hacia 2042 la producción nacional supere a la importación de gas (Ver Figura 47).

Figura 47. Importación de gas natural en línea base y EN0 a 2060.



Fuente: Elaboración propia.

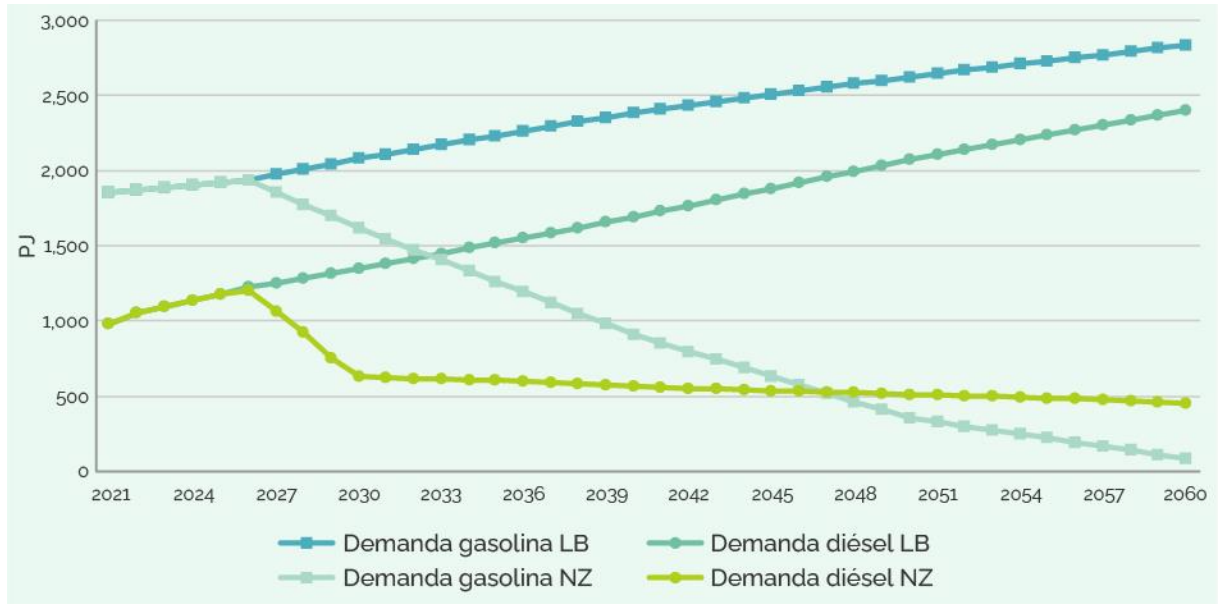
F.5.2. Refinación y producción de petrolíferos

De manera similar al gas natural, en el escenario EN0 se observa una disminución en la demanda de los principales petrolíferos (gasolina y diésel), que puede atribuirse principalmente a la electrificación intensiva y la penetración de combustibles alternativos (como el hidrógeno y el amoníaco) en el sector transporte, y a las diversas acciones de mitigación en otros sectores.

Como puede observarse en la Figura 48, la disminución de la demanda es más pronunciada en el caso de la gasolina, para la cual se tiene que para 2060 se habrá reducido en 96.8% respecto a la línea base, al pasando de 2,833 PJ a 89.4. En el caso del diésel, la demanda en línea base para 2060 es de 2,403.9 PJ, mientras que en el EN0 es de 450.2 PJ, lo que representa una disminución de 81.3%.



Figura 48. Demanda de petrolíferos proyectada a 2060 en línea base y ENo.

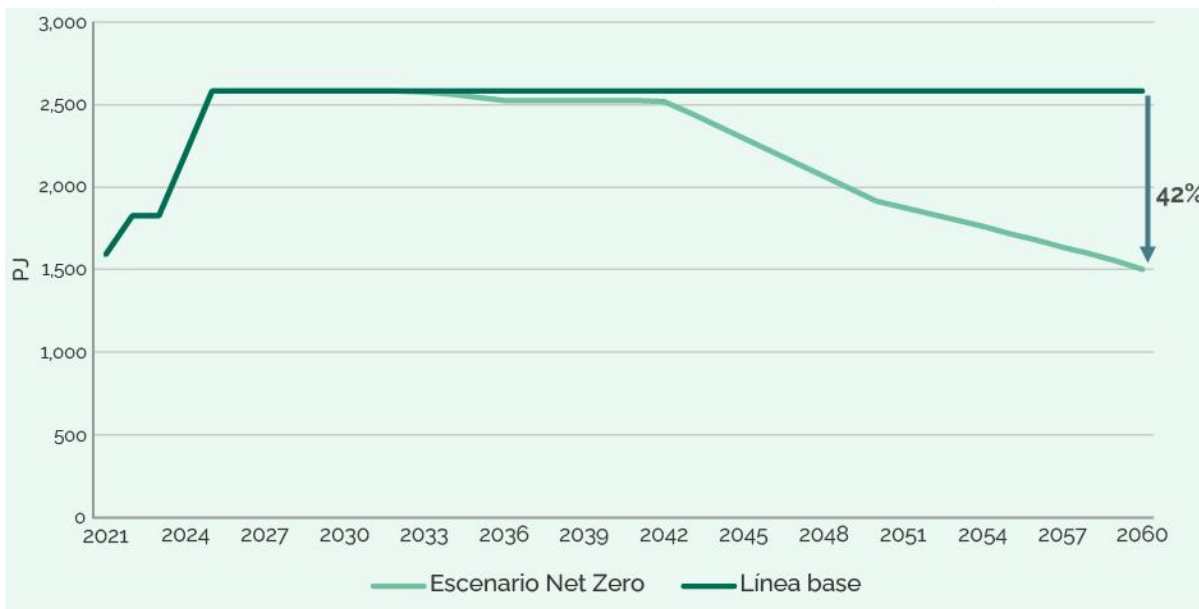


Fuente: Elaboración propia.

La menor demanda de petrolíferos como gasolina y diésel se refleja en una menor necesidad de su producción, con lo cual disminuiría la operación de las refinerías del país a través de los años. Como puede verse en la Figura 49, esta producción comienza a declinar ligeramente en el periodo 2033-2042, para tener una caída más pronunciada a partir de 2043. Para 2060, los resultados del análisis indican que la producción de petrolíferos sería de 1,504.9 PJ en 2060, 41.7 % menor en comparación con la producción estimada en la línea base. La disminución en el proceso de crudo implica igualmente una disminución de las emisiones en las actividades de refinación.



Figura 49. Producción de petrolíferos en refinerías a 2060 en línea base y ENo.

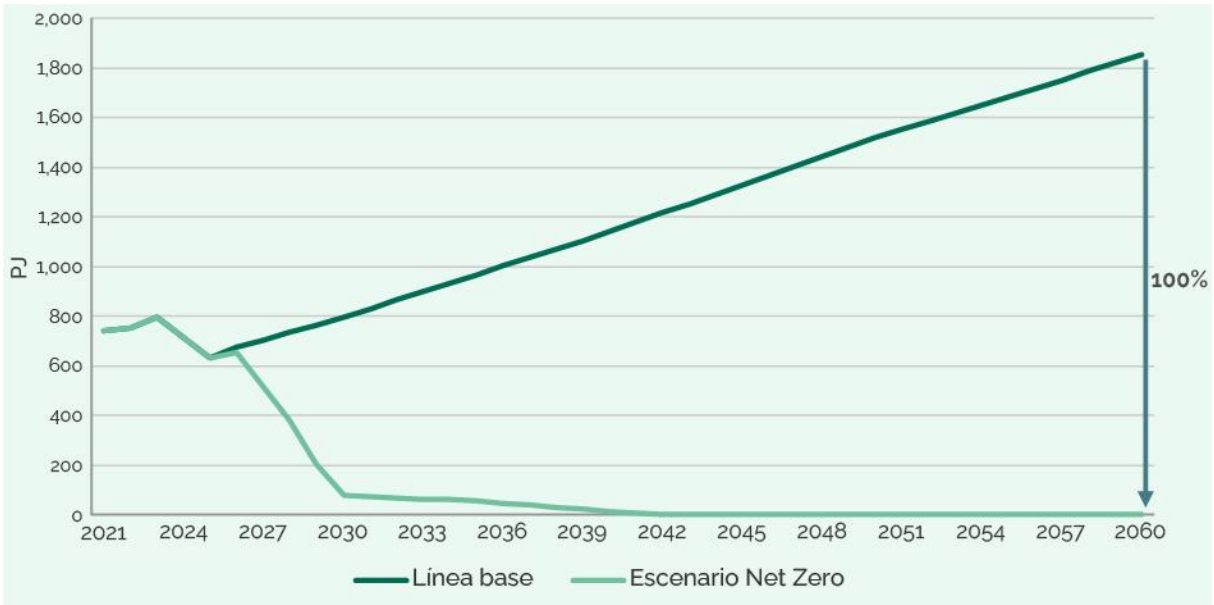


Fuente: Elaboración propia.

Las dinámicas mencionadas dan como resultado que en el ENo se tenga una menor necesidad de importar gasolinas y diésel. En la línea base, las importaciones aumentan de manera sostenida a partir de un mínimo en 2025, hasta el final del periodo de análisis en 2060. En el caso de la gasolina, este aumento se daría a una tasa media anual de 1.72%, mientras que la tasa sería de 3.12% en el caso del diésel. De esta manera, se tiene que en el escenario ENo, ya no sería necesario importar gasolinas a partir de 2042, y a partir de 2043 en el caso del diésel, ya que la producción de las refinerías sería suficiente para satisfacer la demanda interna (Ver Figura 50 y Figura 51).

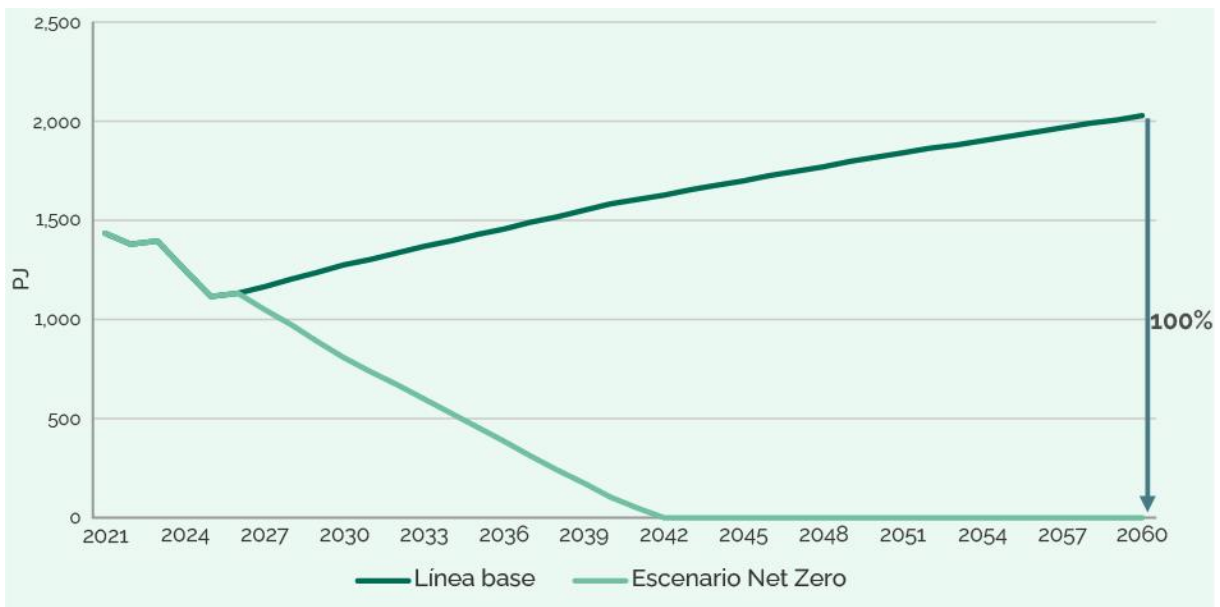


Figura 50. Importación de diésel a 2060 en línea base y ENo.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 51. Importación de gasolina a 2060 en línea base y ENo.



Fuente: Elaboración propia.

Como ya se ha mencionado, en la línea base se consideran las acciones de rehabilitación de refinerías anunciadas por el gobierno, así como la nueva capacidad de la nueva refinería Olmecca. Sin embargo, se asume que no habría una mejora sustancial en el proceso de crudo a mediano y largo plazos. Los porcentajes de utilización del Sistema Nacional de Refinación se mantendrían relativamente constantes, en cerca de 60%. En el ENo, la significativa disminución de la demanda



implicaría una menor cantidad de crudo procesado en refinación, con lo cual este porcentaje de utilización disminuiría con el tiempo, de acuerdo con la demanda. En 2022, el porcentaje de utilización de las refinerías fue de 49.7%. Si se asume que la nueva refinería pueda mantener porcentajes de operación de 90%, sería posible dejar de operar algunas de las otras refinerías y aún mantener porcentajes de utilización en las restantes de poco más de 50%. Para esto, la salida de refinerías podría darse en 2042, 2049 y hacia 2052. La decisión dependerá del estado operativo de cada refinería en cada momento dado, y según factores tanto técnicos como económicos.

F.6. Costos de abatimiento

En el presente apartado se muestra el análisis de costo marginal de abatimiento (CMA) realizado a las acciones de mitigación de emisiones consideradas para el cumplimiento de la ruta propuesta de emisiones netas cero para el sector petróleo y gas. Dicho análisis hace referencia a la estimación de costos y beneficios económicos totales que representaría la implementación de las medidas de mitigación propuestas para este sector. Los resultados del CMA de cada medida, representado en USD/tCO₂e, se muestran en las fichas presentadas en el apartado F.3.

Para el sector petróleo y gas se determinaron **12 medidas de mitigación**, de los cuales 10 se consideran como costo efectivos y 2 como efectivos. Se entienden como medidas efectivas aquellas que mitigan emisiones, pero su implementación sí genera un costo, mientras que las medidas costo efectivas son las medidas que además de mitigar generan un ahorro. Para el caso de las medidas programa de reparación y detección de fugas se analiza las medidas LDAR Terrestre y marino, cambio de sellos en compresores incluye las submedidas sellos terrestres, CPG y sellos marinos. Por último, para la medida conversión de dispositivos neumáticos también se contemplan las submedidas terrestres, CPG y marinas, lo cual significa que se estimó más de un costo marginal de abatimiento para estas medidas.

Para la implementación de las medidas antes mencionadas se necesita una inversión total 7.4 miles de millones de dólares a partir de la cual se generaría un beneficio económico total de 8,485.63 MUSD para el sector, con un beneficio neto de 13.67 USD por tonelada de CO₂e mitigada.

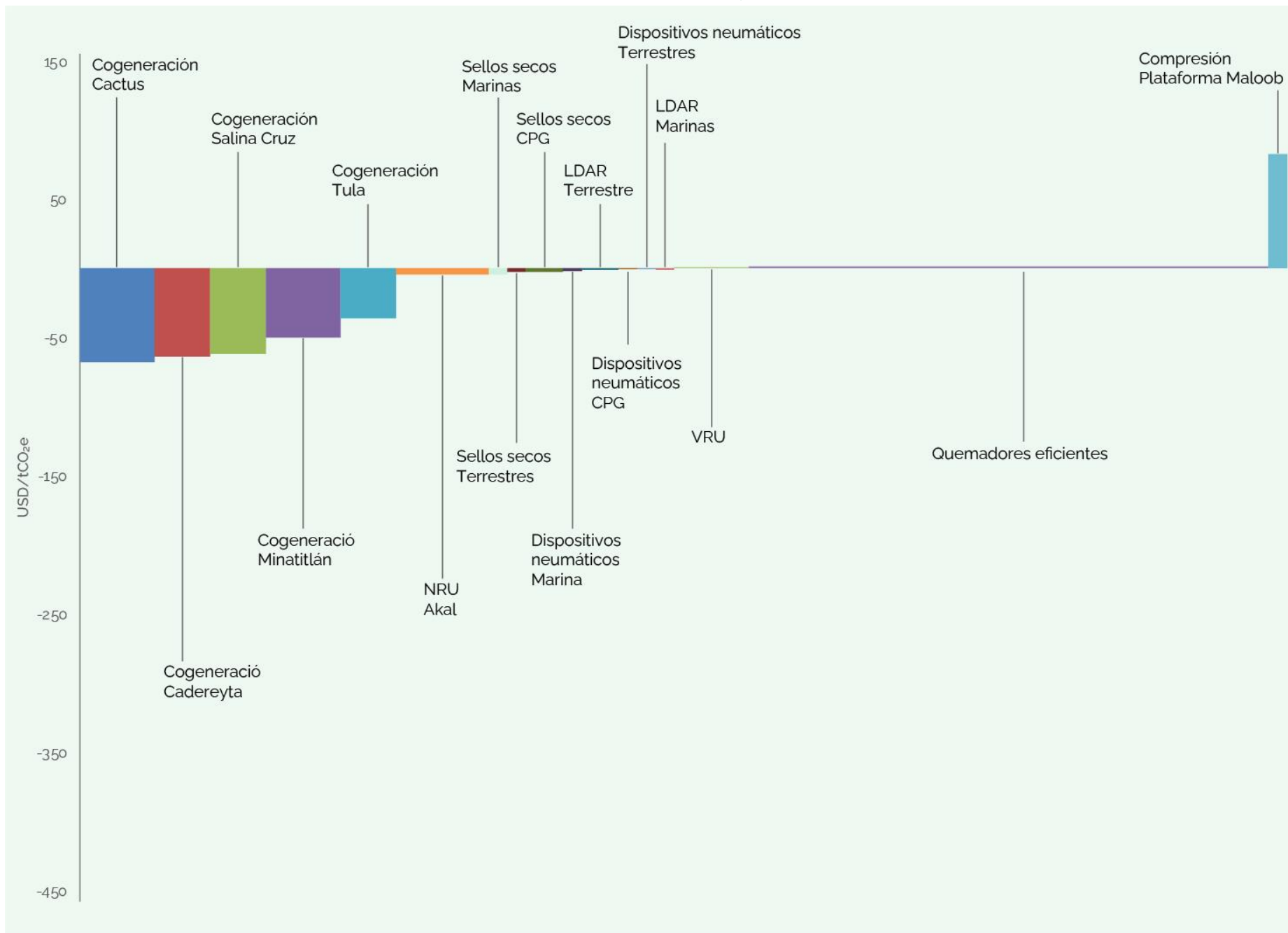
La Figura 52 muestra la curva de costo marginal de abatimiento (CMA) del sector petróleo y gas en el escenario de emisiones netas cero para el periodo 2021-2060. La cual representa la relación entre los costos o beneficios netos con el potencial de mitigación de cada medida. De manera gráfica, el eje de las ordenadas (Y) muestra el costo de abatimiento de las medidas propuestas (USD/tonCO₂e) y en el eje de las abscisas (X) se representa el potencial de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero de cada medida. En otras palabras, el ancho de cada barra se asocia al potencial de reducción de emisiones y el alto refleja el costo promedio de evitar una tonelada de dióxido de carbono equivalente.



La medida de *Cogeneración en refinerías* es la que genera un mayor beneficio económico, mientras que la medida *Quemadores eficientes* es la medida que mayor cantidad de emisiones evita, sin embargo, genera un ligero costo para el sector.



Figura 52. Curva de costo marginal de abatimiento para el sector petróleo y gas del escenario de Emisiones Neta Cero.



Fuente: Elaboración propia.

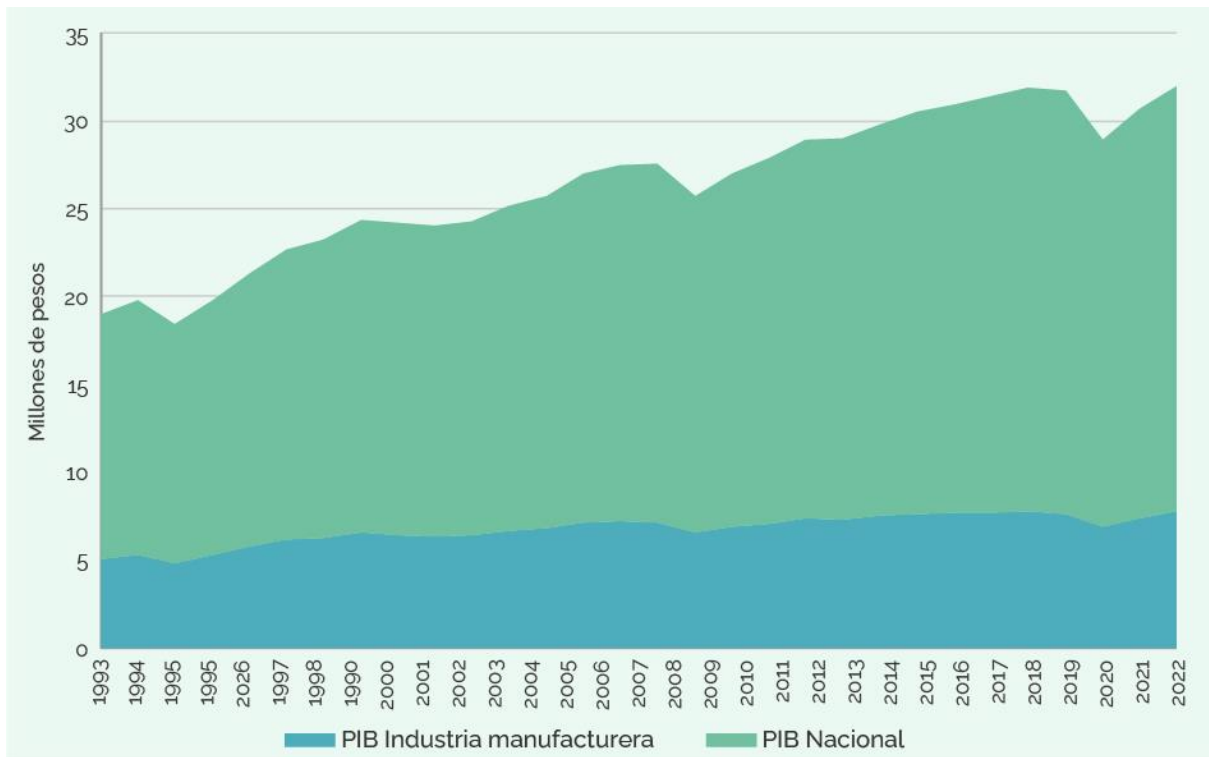
G. Contribución del sector industria



G.1. Contexto nacional

El sector industrial en México juega un papel crucial en impulsar el crecimiento económico del país mediante la generación de empleos —26% del total de empleos formales en 2019 (INEGI, 2022)— y como motor de las exportaciones —77% de las exportaciones de mercancías en 2021 (Banco Mundial, 2022)—. De acuerdo con los datos históricos publicados por el Banco Mundial, el sector industrial en México ha aportado entre 30% y 35% del PIB nacional en el periodo de 1996 a 2022. Esto muestra una participación en la economía nacional constante, y una correlación positiva del PIB industrial con el PIB nacional en términos de crecimiento y comportamiento en ese periodo, como se muestra en la siguiente figura.

Figura 53. Evolución del PIB industrial en México de 1996 a 2021.



Nota: Millones de pesos a precios de 2018.

Fuente: Elaboración propia con información de INEGI.

El sector está conformado por diversas ramas tales como minería, construcción, alimentaria, textil, química, alimenticia, siderúrgica, metalúrgica, hierro y acero, fabricación de maquinaria y equipos, etcétera, las que más aportan al PIB nacional total son minería (4%), fabricación de equipo de transporte (5%), producción de alimentos (4%) y la industria química (2%) (INEGI, 2022).

Un subsector clave de la industria mexicana es la manufactura, convirtiendo al país en un centro manufacturero global, que atrae a empresas multinacionales de todo el



mundo. La ubicación estratégica del país, su infraestructura bien desarrollada y sus acuerdos comerciales lo convierten en un destino atractivo para las empresas que buscan establecer operaciones de fabricación. En este sentido, México se encuentra en el lugar 60 de 190 de países en el índice de facilidad de hacer negocios del Banco Mundial, y durante 2021 captó 31,621 millones de dólares (mdd) de inversión que fue destinada mayormente a la industria manufacturera, ubicando al país como el 10º receptor mundial de inversión extranjera directa (IED) (SHCP, 2022).

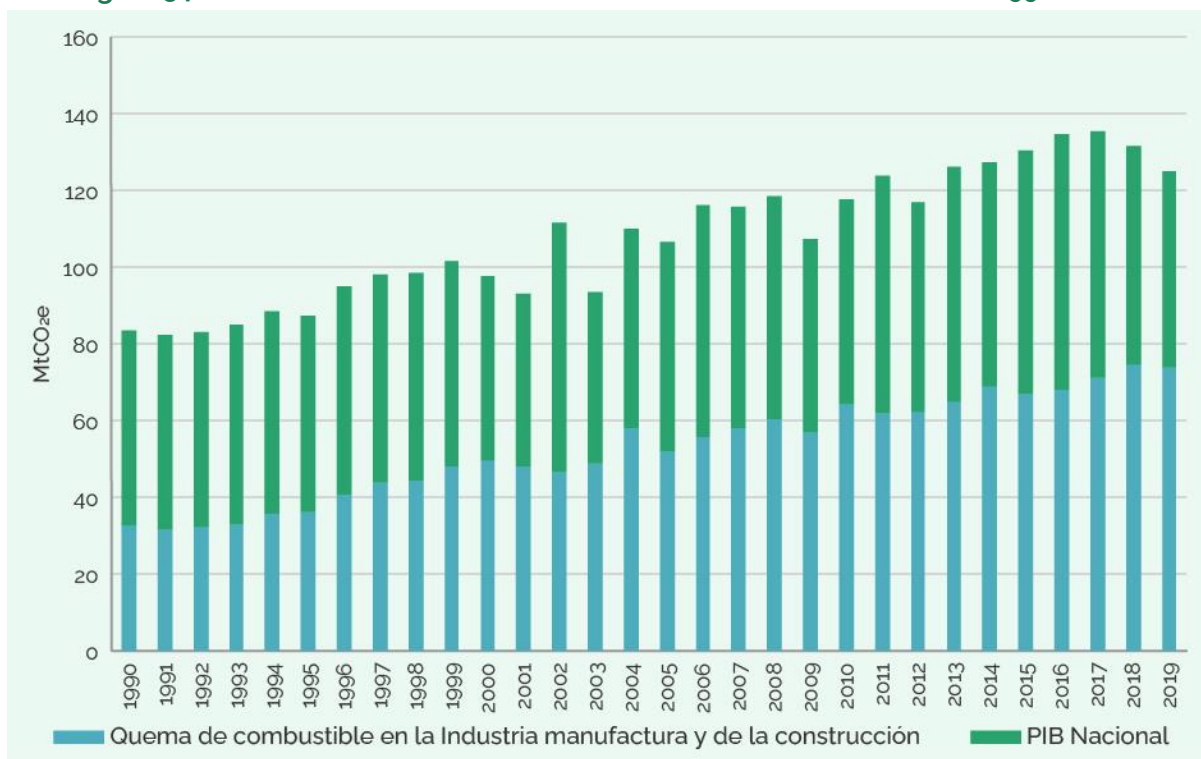
El sector manufacturero de México es diverso y abarca desde la producción automotriz y aeroespacial hasta la electrónica y los textiles. En 2022, según datos de la Secretaría de Economía, las entidades federativas que recibieron mayor IED para industrias manufactureras fueron Nuevo León, Jalisco y Ciudad de México. Históricamente, desde 1999 a 2022, las entidades federativas que han recibido mayor IED son Nuevo León, Ciudad de México y el Estado de México (DATA MÉXICO, 2023).

De acuerdo con el Plan Nacional de Desarrollo (PND 2019-2024), en el eje general de "Desarrollo económico" se enlistan las prioridades económicas para la actual administración, y se plantea "incrementar la productividad y promover un uso eficiente y responsable de los recursos", lo cual sin duda se aplica al sector industrial; sin embargo, existe el gran reto de desacoplar el crecimiento económico de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). De acuerdo con el INEGYCEI 1990-2019, la tasa de crecimiento media anual (TCMA) observada en este periodo para el sector de procesos industriales y uso de productos fue de 1.41% (INECC, 2018d), mientras que la TCMA del PIB industrial fue de 1.58% 1993-2019 (INEGI, 2021).

Los principales emisores del sector industrial en la categoría de procesos industriales y uso de productos son la producción de cemento (26%), seguida de la producción de hierro y acero (21.9%), refrigeración y aire acondicionado (25%), y la industria química (6%) (INECC, 2018d).



Figura 54. Evolución de las emisiones del sector industrial en México de 1990 a 2021.



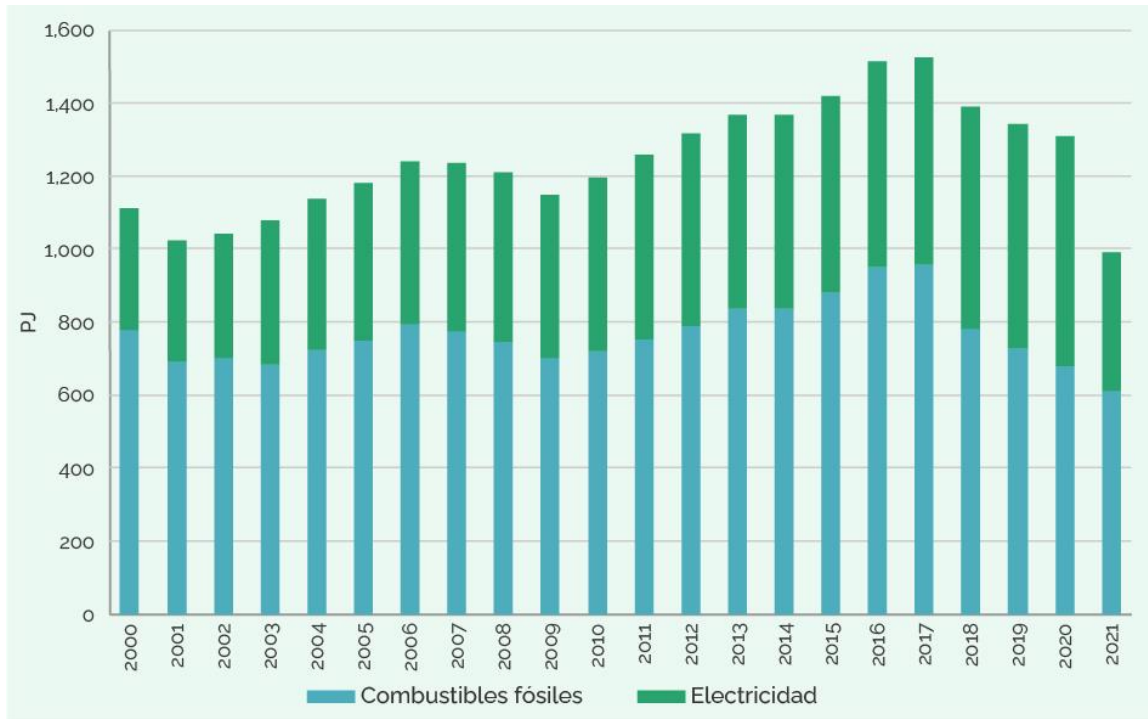
Fuente: Elaboración propia con información de INECC.

Del total de emisiones del sector industrial reportadas por el INECC (2019), el 41% corresponden al uso de combustibles, mientras que las emisiones asociadas a procesos industriales y usos de productos representan el 59% (INECC, 2021). En 2019, el consumo energético de todo el sector fue de 1,589 PJ, y para 2021 se reportó un consumo de 1,152 PJ, del cual 34% fue energía eléctrica. El consumo de energía por uso de combustibles ha sido cambiante en el periodo 2000-2021; en los años recientes, se observa una caída en su consumo, coincidente con la pandemia que trajo consigo escasez de insumos a nivel mundial, problemas de logística y elevados precios de las materias primas (Salinas Hernández, 2021), y luego comienza una recuperación en 2022, como puede observarse la Figura 2.

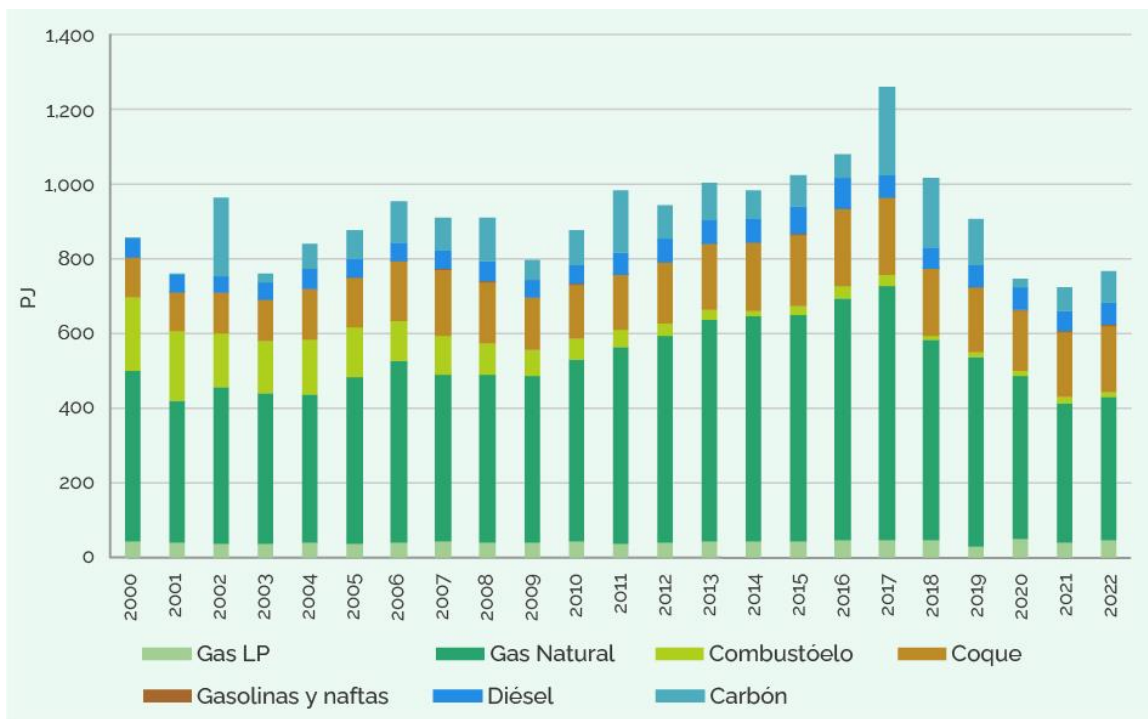
En los últimos 22 años, el único combustible fósil cuya participación ha disminuido es el combustóleo al pasar de una participación de 25% a 2%; por el contrario, el gas natural se ha convertido en el combustible con más aportación energética en la industria, y actualmente cubre el 62% de la demanda de combustibles fósiles debido al desarrollo de infraestructura para su transporte, su costo, su disponibilidad en el mercado de las importaciones y su capacidad de sustituir otros combustibles con mayor factor de emisiones.



Figura 55. Evolución del consumo de energía del sector industrial en México de 2000 a 2021.



(a) Consumo total de energía



(b) Consumo total de combustibles fósiles

Fuente: Elaboración propia con información de SENER.



Debido a la demanda de altas temperaturas en el sector industrial —como sucede en la producción de cemento—, deben desarrollarse nuevas tecnologías en procesos y equipos para que la energía eléctrica pueda reemplazar a los combustibles fósiles en la generación de energía térmica (de Pee *et al.*, 2018). Tanto la industria química como la cementera emplean actualmente procesos que son difíciles de descarbonizar con las tecnologías disponibles. Para 2050, se prevé que el 60% de las reducciones globales provendrán de tecnologías que han demostrado ser prometedoras en términos de mitigación de emisiones pero que aún no se encuentran en etapa comercial (IEA, s.f.). Debido a la larga vida útil de los equipos industriales, cada cambio tecnológico requiere nuevas inversiones en la renovación o la modificación de instalaciones y maquinaria.

Desde la óptica del comercio internacional, la adopción de tecnologías bajas en carbono podría dejar en desventaja a ciertas industrias frente a otras que no hayan hecho la transición, ya que actualmente el comercio de productos como hierro, cemento y algunos químicos se basa puramente en el costo (de Pee *et al.*, 2018), pero esta situación puede cambiar si se crean mecanismos para otorgar valor a las tecnologías bajas en carbono, o incrementar el costo de las tecnologías a base de combustibles fósiles.

Para desvincular el crecimiento económico de las emisiones de GEI, deben implementarse políticas que fomenten la reducción de emisiones y al mismo tiempo mantengan la competitividad de las industrias con uso intensivo de energía. Actualmente se están desarrollando herramientas económicas como el impuesto al carbono y el sistema de comercio de emisiones, en un esfuerzo por hacer posibles medidas de mitigación rentables.

Aunque la industria mexicana suele ser de primer nivel y ha implementado medidas de eficiencia impulsadas por la reducción de costos y la competencia, todavía hay maneras de reducir sus emisiones. Además, una política industrial sostenible tiene el potencial de apoyar el logro de una serie de objetivos de desarrollo sostenible (OECD, 2021), así como proporcionar una serie de beneficios económicos y sociales, incluidos mejores empleos, oportunidades educativas diversificadas y efectos positivos en economía, salud, igualdad salarial de género y protección del medio ambiente.

Las industrias de gran importancia a nivel nacional se detallan y se mencionan aspectos claves de cada una e indicadores sobre su situación actual.

G.1.1. Minería

La minería es un subsector importante de la industria mexicana, ya que México es rico en recursos naturales y es uno de los principales productores de minerales a nivel mundial. El país tiene vastas reservas de metales preciosos, como plata y oro, además de cobre, zinc y plomo. Las operaciones mineras en México son realizadas principalmente por grandes empresas nacionales y extranjeras, que contribuyen a la economía del país a través de las exportaciones. La industria minera en México ha



enfrentado desafíos en los últimos años, como cambios regulatorios y problemas ambientales; sin embargo, se están haciendo esfuerzos para abordar estos retos y garantizar prácticas mineras sostenibles.

La industria minera en México se ha distinguido como una de las más competitivas en el mundo (SGM, 2020, p. 202). México es uno de los principales actores a nivel mundial en la extracción de minerales; se destaca especialmente en la producción de plata, en donde ocupa el primer lugar a nivel mundial, con una participación de casi 24% del total global. Además, ocupa el segundo lugar en la producción de fluorita (11.5%), el tercero en sulfato de sodio (5%), el cuarto lugar en celestita, y el quinto lugar en plomo (5.9%), molibdeno (6.1%), barita y sulfato de magnesio; también se encuentra entre los primeros diez productores de oro, cobre, zinc, yeso, sal y feldespato (CAMIMEX, 2021). En 2019, la industria minera contribuyó con 12 MtCO₂e por uso de energía, lo que representa 23% de las emisiones por quema de combustible (SEMARNAT e INECC, 2022) y registró un consumo energético de 74 PJ (SENER, 2022). Es preciso tomar en cuenta las emisiones fugitivas del sector (principalmente metano) de las minas de carbón, las cuales se estimaron en 1.5 MtCO₂e, mientras que la producción de minerales no metálicos emitió 31 MtCO₂e que equivalen al 42% de GyCEI de los procesos industriales (INECC-ADE, 2021).

G.1.2. Cemento y cal

En México, la industria cementera produjo 51.75 millones de toneladas de cemento en 2021, de las cuales 43.3 millones de toneladas fueron cemento gris, 5.4 millones de toneladas fueron mortero y casi 1 millón de toneladas fueron cemento blanco (INEGI, 2022). Aproximadamente dos tercios de las emisiones directas de la producción de cemento son resultado del proceso, y el tercio restante se debe a la quema de combustible. Por tanto, la principal causa de emisiones en el sector es la producción de clínker. Datos de la AIE muestran que las emisiones del cemento aumentaron de 0,54 tCO₂ a 0,59 tCO₂, entre 2015 y 2021.

Esta industria produjo 19 MtCO₂e en 2019 (INECC, Danish Energy Agency and SEMARNAT, 2021), (SEMARNAT e INECC, 2022), lo que se traduce en una intensidad de carbono de 0,59 en ese año. Por su parte, la industria de la cal produjo 1.2 tCO₂e de carbono por tonelada de cal (INECC and SEMARNAT, 2018) y generó 4.1 MtCO₂e (INECC, Danish Energy Agency and SEMARNAT, 2021).

G.1.3. Hierro y acero

En producción de acero, México ocupó la posición 15 del mundo en 2020, con 16.8 Mt; para 2021, la producción fue de 18.5 millones de toneladas de acero líquido. Los datos históricos muestran una tendencia decreciente sostenida en el periodo 2017-2020, con la caída más acusada en 2020, cuando se observa una reducción de 10.8% en comparación con el año anterior. Para 2021, se tuvo una recuperación significativa, con un aumento en la producción de 11.5% con respecto al año previo (CANACERO, 2022).



Se estima que 38% del acero a nivel nacional proviene de material reciclado, mientras que en el resto del mundo la cifra llega al 23%. Por este motivo, el impacto en emisiones por la producción de acero en México es de 1.28 tCO₂ por tonelada producida, 30% menor que el promedio mundial. Además, se utilizan 16.1 GJ por tonelada de acero, lo que representa 19% menos energía que el promedio mundial (CANACERO, 2022). La mayor parte del acero se produce a través del proceso con horno de arco eléctrico (EAF), que representó 75.8% para 2018, mientras que el restante 24.2 % corresponde al uso de alto horno y convertidores de soplado con oxígeno (BF-BOF) (WSA, 2020).

En 2019, la industria siderúrgica gastó 251 PJ de energía (SENER, 2022) y emitió 17 MtCO₂e (SEMARNAT e INECC, 2022), lo que la posiciona en el segundo lugar entre las industrias más emisoras de GyCEI en el país. Según la CANACERO, la intensidad energética de la producción de acero es de 16.1 GJ/tonelada para 2021, la cual es menor que el promedio mundial. Con respecto a las emisiones de CO₂, la intensidad reportada se estima en 1.28 tCO₂/ton acero, es asimismo significativamente inferior que el promedio mundial. Esto se debe principalmente a que en México el proceso dominante es por medio de hornos de arco eléctrico, a diferencia del resto del mundo donde predomina el proceso BF-BOF, y también a la elevada participación de chatarra como materia prima (38% para 2021) (CANACERO, 2022).

G.1.4. Química

La industria química juega un papel importante en la economía de México porque de ella dependen muchos productos que se incorporan a otras industrias y cadenas de producción: automotriz, textil, construcción, agricultura y electrodomésticos, por mencionar algunas. Aunque año con año la producción tiene variaciones, se han llegado a producir hasta 24 Mt de diferentes productos químicos, y el sector ha podido aportar hasta 2.2% al PIB nacional (ANIQ, 2022).

En 2019, la industria química aportó 4.6 MtCO₂e de emisiones de GEI por procesos industriales químicos y 7.6 MtCO₂e por uso de combustibles (SEMARNAT e INECC, 2022), y consumió 114 PJ (SENER, 2022) de lo que 14% correspondió a la demanda de energía eléctrica y el resto a combustibles fósiles, razón por la cual la industria química se sitúa en la lista de las industrias con más impacto en GyCEI del país.

G.1.5. Celulosa y papel

La industria del papel representa cerca de 1% del PIB industrial, y está conformada por 25 empresas, con plantas en 21 estados de la república (Cámara del Papel, 2022). Se estima que se aprovecha aproximadamente 88% de fibras secundarias y bagazo de caña desechado. Así, México es uno de los países con el mayor consumo de papel reciclado (cuarto lugar en 2013). Sólo en 2018, se utilizaron alrededor de 6 Mt de fibras secundarias como materia prima en elaboración de papel (Cámara del Papel, 2022).



En 2019, la industria de celulosa y papel generó 2.6 MtCO₂e por uso de combustibles (SEMARNAT e INECC, 2022) y consumió 55 PJ de energía compuesta por 17% de energía eléctrica y 83% de combustibles fósiles. La mayor parte de esta energía provino del gas natural (49%), seguido de combustóleo (26%) y electricidad (17%) (SENER, 2022).

G.1.6. Vidrio

La producción de vidrio en México ha estado relacionada con los sectores de alimentos, bebidas alcohólicas y productos cosméticos (Salomón, 2003). Aunque el vidrio es un empaque menos dañino para el medio ambiente en comparación con los plásticos, en términos de prevalencia en los ecosistemas e inocuidad, su distribución es limitada debido a su mayor peso, lo cual se relaciona con un mayor uso de combustibles en la fase de distribución de las mercancías envasadas (Ramírez, 2015, p. 201). Solamente 80% de sus ventas se colocan en el mercado nacional, ya que compite con otros materiales, como plástico y aluminio, que han ganado terreno en el mercado de envases y contenedores, como el de refrescos, donde anteriormente dominaba el vidrio (Salomón, 2003).

Esta industria generó, en 2019, 1.1 MtCO₂e de GyCEI (SEMARNAT e INECC, 2022) y consumió 52.2 PJ de energía (SENER, 2022) compuesta por 9% de energía eléctrica y 91% de combustibles fósiles principalmente gas natural y combustóleo; esto la posiciona como una industria energéticamente intensiva, por debajo de la industria papelera.

G.1.7. Azúcar

Por su parte, la industria del azúcar juega un rol importante en la industria de los alimentos ya que, además de pertenecer a la canasta básica, se encuentra en la mayoría de los productos procesados como refrescos, jugos, néctares, galletas, chocolates, etcétera. La caña de azúcar se cultiva en más de 800 mil hectáreas en 267 municipios de 15 estados mexicanos. Se estima que en el ciclo 2020-2021, la producción de azúcar alcanzó 3.3 Mt con un rendimiento de 67.3 toneladas por hectárea cosechada de caña (CONADESUCA and Secretaría de Agricultura y Desarrollo Rural, 2020).

Para la zafra 2020-2021, se tenían registrados 49 ingenios azucareros en 15 estados de México, los cuales procesaron 51.3 millones de toneladas de caña en 790 mil hectáreas sembradas, con un rendimiento de 11.4%, por lo cual la producción fue de 5.7 millones de toneladas de azúcar (CONADESUCA and Secretaría de Agricultura y Desarrollo Rural, 2020). Con estos datos, el país se posicionó como el noveno productor a nivel mundial.

El sector azucarero consumió 38 PJ de energía en 2019 y 36.3 PJ de energía en 2020 (SENER, 2022); de la energía consumida, 87% se obtuvo a partir del bagazo de caña. La mayor parte de los ingenios emplean la biomasa para la generación de vapor y



electricidad en esquemas de cogeneración, con lo cual se ha desplazado el uso de combustóleo. La cantidad de este petrolífero consumida en 2012 fue de 86.7 millones de litros, mientras que para la zafra 2021-2022 se utilizaron 9.24 millones de litros, lo que representa un reducción de casi 90% en los 10 años recientes (CONADESUCA and Secretaría de Agricultura y Desarrollo Rural, 2020) (SENER, 2022).

Con respecto a las emisiones, en 2016 se reportó una generación de 0.3 MtCO₂e y 0.02 Mt de carbono negro (CN), el cual representa 26% del CN nacional (INECC, 2018d). El bagazo de caña, generado como subproducto de la producción de azúcar, es un combustible no fósil que ha demostrado ser viable para la autosuficiencia. Además, el uso de bagazo como combustible también resulta ser una alternativa de tratamiento de residuos. Sin embargo, los ingenios azucareros mexicanos aún utilizan alrededor de 30 mil m³ de combustóleo en sus operaciones (INECC, 2018d).

G.1.8. Amoniaco

La industria química es uno de los sectores más importantes de México y es relevante para el desarrollo económico del país. Es clave para las cadenas productivas, ya que demanda insumos de más de 30 ramas industriales, y por otro lado es proveedora de más de 40 ramas de la industria, como automotriz, textil, construcción, agricultura, entre otras (ANIQ, 2022). Según cifras de la Asociación Nacional de la Industria Química (ANIQ, 2022), la participación de la industria química en el Producto Interno Bruto (PIB) ha disminuido, pues en 1996 alcanzó su pico más alto, superior a 5.0%, y para 2021 fue alrededor de 2.2% (ANIQ, 2022).

Uno de los productos de interés en esta industria es el amoniaco (NH₃), el cual es un gas que se obtiene de forma natural y por medio del proceso de reformado con vapor mediante la síntesis del hidrógeno y nitrógeno. Alrededor de 80% del amoniaco que se produce a nivel global se utiliza para la fabricación de fertilizantes, y el resto se emplea para aplicaciones industriales como la producción de plásticos, fibras, explosivos, aminas, amidas, nitrilos y otros compuestos orgánicos de nitrógeno, productos intermedios en la fabricación de tintes y productos farmacéuticos (Ramón Ducoy, 2012).

De acuerdo con datos de la IEA, en 2021, la producción mundial de la industria primaria química generó 417 Mt CO₂ a través de procesos de generación de amoniaco, lo que representa un aumento de 2% respecto al año anterior.

El amoniaco es el segundo químico industrial más producido en el mundo; su producción anual es de alrededor de 180 millones de toneladas métricas, y se destina principalmente al proceso de producción agrícola y como combustible alternativo a los convencionales.

En el caso de México, se presentó una importante disminución en la producción de amoniaco en el periodo 2010-2021 lo que afectó directamente las exportaciones, y



por lo tanto las importaciones se incrementaron para cubrir la demanda interna, de acuerdo con datos del SIE.

En cuanto a emisiones, a nivel mundial, se genera una media de casi 3 tCO₂ por cada tonelada de amoníaco producida (Bayon & de la Calle, 2022). Su producción ha tenido un crecimiento de 1.6% en los últimos diez años, y China es el país con mayor aporte a la producción global (28% de la) (IEA, 2023).

G.1.9. Metanol

El metanol a base de gas natural es una excelente alternativa para reemplazar los combustibles convencionales ya que genera menos emisiones, su demanda ha aumentado de forma acelerada en la última década (7.2% anual), ya que se emplea como materia prima alternativa (IEA, 2022) y combustible.

G.1.10. Automotriz

México es conocido por su fortaleza en la producción automotriz —séptimo lugar mundial—, y muchos de los principales fabricantes de automóviles del mundo (AMIA, 2022) han establecido plantas de producción en el país. Esto ha llevado a la creación de miles de empleos y ha impulsado a México a convertirse en uno de los mayores exportadores de automóviles del mundo. De acuerdo con (AMIA, 2022), la industria automotriz representa 3.5% del PIB en México, en 2021 generó alrededor de 903 mil empleos y atrajo 5,367 MDD de inversión extranjera directa.

A nivel nacional existen varios retos en la industria que dificultan la transición energética hacia la descarbonización, ya que la tecnología industrial sigue siendo dependiente de fuentes fósiles de energía, y electrificar el sector industrial sólo será económicamente viable, no sólo cuando el costo de electricidad iguale el costo de combustibles fósiles, sino cuando se cuente con tecnología que sea igualmente eficiente.

Actores gubernamentales en los órdenes federal, estatal y municipal requieren directrices e información que las instituciones o centros de investigación tienen capacidad de proporcionar para dar soporte a las decisiones y desarrollar e implementar acciones, programas o proyectos para cumplir con las metas en temas de emisiones, energía y eficiencia energética en el sector.

Muchas empresas industriales en México enfrentan dificultades para encontrar mano de obra calificada y entrenada. Esto limita su capacidad para adoptar tecnología avanzada y mejorar la productividad. Además, las deficiencias en el sistema educativo limitan la formación de profesionales técnicos y especializados en industrias clave.

A continuación, se presenta el desarrollo del escenario base como referencia para la medición de las medidas de mitigación propuestas en el sector industrial.



G.2. Línea base

La línea base del sector industrial se construyó a partir de la información técnica disponible para los principales sectores industriales del país, así como del INEGyCEI (SEMARNAT e INECC, 2022). En el primer caso, las emisiones de GEI de los subsectores de cemento, hierro y acero, amoníaco y metanol, se estimaron con base en sus características tecnológicas y de costos, además de considerar su consumo de energía. Finalmente, tanto la información de los sectores analizados a detalle como la del INEGyCEI se introdujo al modelo OSeMOSYS/Clews.

G.2.1. Subsector de producción de cemento y cal

Las emisiones del subsector cementero del país provienen tanto de la quema de combustibles como de las reacciones químicas que se realizan durante su producción. En primer lugar, se estimaron factores de consumo de energía para cada uno de los combustibles y energía eléctrica utilizados, según los valores de 2020 presentados por el Balance Nacional de Energía (SENER, 2023). Para el caso de las emisiones generadas por la reacción química, se utilizó el factor de emisión del INEGyCEI (INECC, 2018d). Posteriormente se proyectó la producción de cemento hasta 2060, considerando su evolución histórica y el método de suavización exponencial. La producción en 2020 fue de 47.8 millones de toneladas ((INEGI, 2022), y se asumió una tasa media de crecimiento anual de 1.5% hasta 2060. En términos de costos para este sector, se consideró que el costo de inversión de nuevos hornos de producción es de 132.2 USD por tonelada de cemento, con un costo de operación y mantenimiento de 19.82 USD por tonelada de cemento de manera anual (ECRA, 2017). En la Figura 54 se presenta la evolución de la producción de cemento.

G.2.2. Subsector de producción de hierro y acero

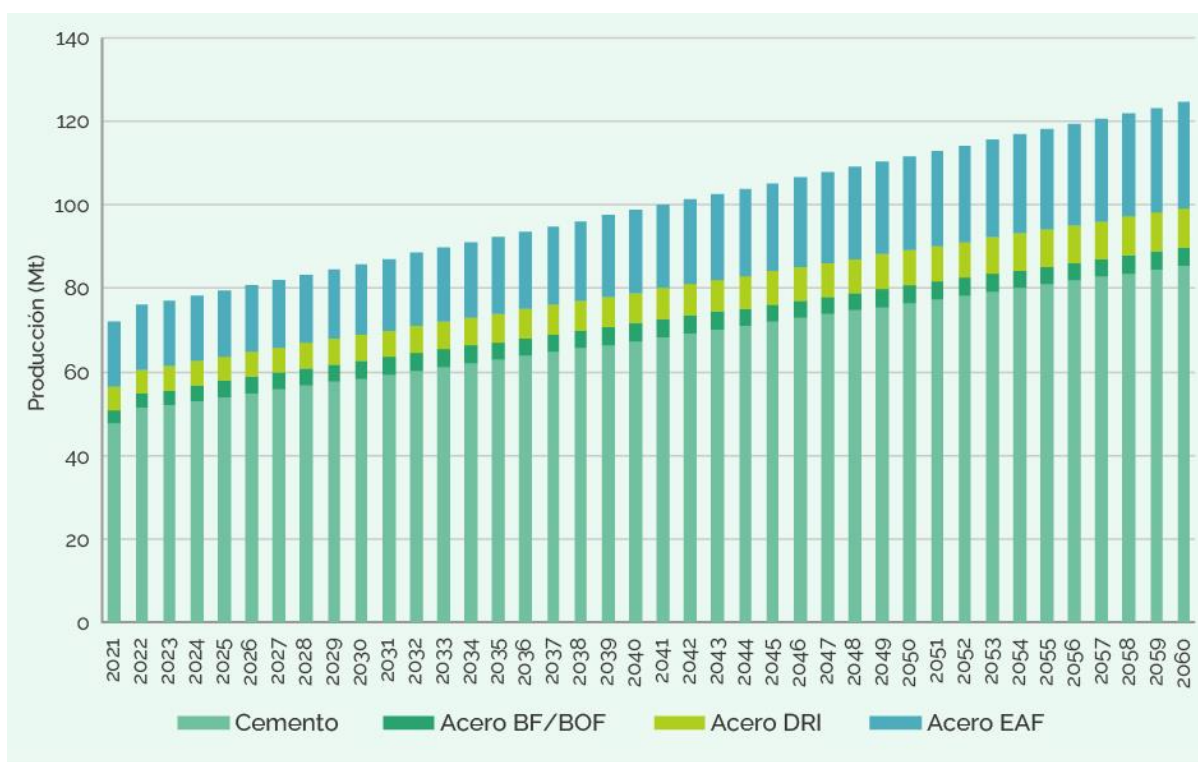
En el caso del subsector de producción de hierro y acero, se consideraron las rutas tecnológicas seguidas para la producción en México. Por un lado, se consideró la producción con las tecnologías de alto horno (BF, por sus siglas en inglés) y convertidor básico de oxígeno (BOF, por sus siglas en inglés) y, por otro lado, la producción de hierro esponja (DRI, por sus siglas en inglés) y el horno de arco eléctrico (EAF, por sus siglas en inglés). Asimismo, se contempló la extracción de óxido de hierro y la producción de coque de carbón para la ruta BF-BOF.

Para cada una de las etapas del proceso, se consideraron factores técnicos de producción que se obtuvieron de distintas fuentes que incluyen la Asociación Mundial de Acero (WSA, por sus siglas en inglés). El consumo de energía por tipo tecnología, se basó en las referencias antes mencionadas. Esta información se revisó con el BNE y se estimaron emisiones de GEI por el consumo de combustibles y energía eléctrica. Para la estimación de las emisiones de GEI debidas a la reacción química, se utilizaron los factores de emisiones considerados por el INEGyCEI.



Los factores técnicos y de emisiones estimados por tonelada de acero, se utilizaron para la proyección de emisiones a partir del crecimiento de la producción de acero. La producción de acero se proyectó a 2060, considerando su evolución histórica y el método de suavización exponencial. La producción en 2021 fue de 18.5 millones de toneladas de acero líquido y se asumió una tasa media de crecimiento anual de 1.2% hasta 2060. Con respecto a los costos para este sector, se consideraron costos de inversión para la ruta BF-BOF (748.6 USD por tonelada de acero), y DRI (256.3 USD por tonelada de DRI) y EAF (145.4 USD por tonelada de acero). Para los costos de operación y mantenimiento, se asumió que correspondían a 23% de los costos de inversión para la ruta BF-BOF y 7.5% de los costos de inversión para la ruta DRI-EAF (IEA, 2022). En la Figura 56 también se presenta la evolución de la producción de acero.

Figura 56. Proyección de la producción de cemento y acero en 2060.



G.2.3. Subsector de producción de amoníaco

La producción de amoníaco se basa en el uso de gas natural a través del proceso Haber-Bosch. Para su línea base, se estimaron coeficientes técnicos a partir de información de la (IEA, 2019), con respecto al consumo de gas natural. Asimismo, para este caso se utilizó un factor de emisión típico para el proceso, que fue de 2.13 MtCO₂ por millón de tonelada producida de amoníaco (CMM, 2022). Las emisiones se proyectaron a partir de la estimación de la producción para 2060. En este caso,



inicialmente se consideró la demanda nacional de este producto, así como los planes de expansión de la capacidad instalada.

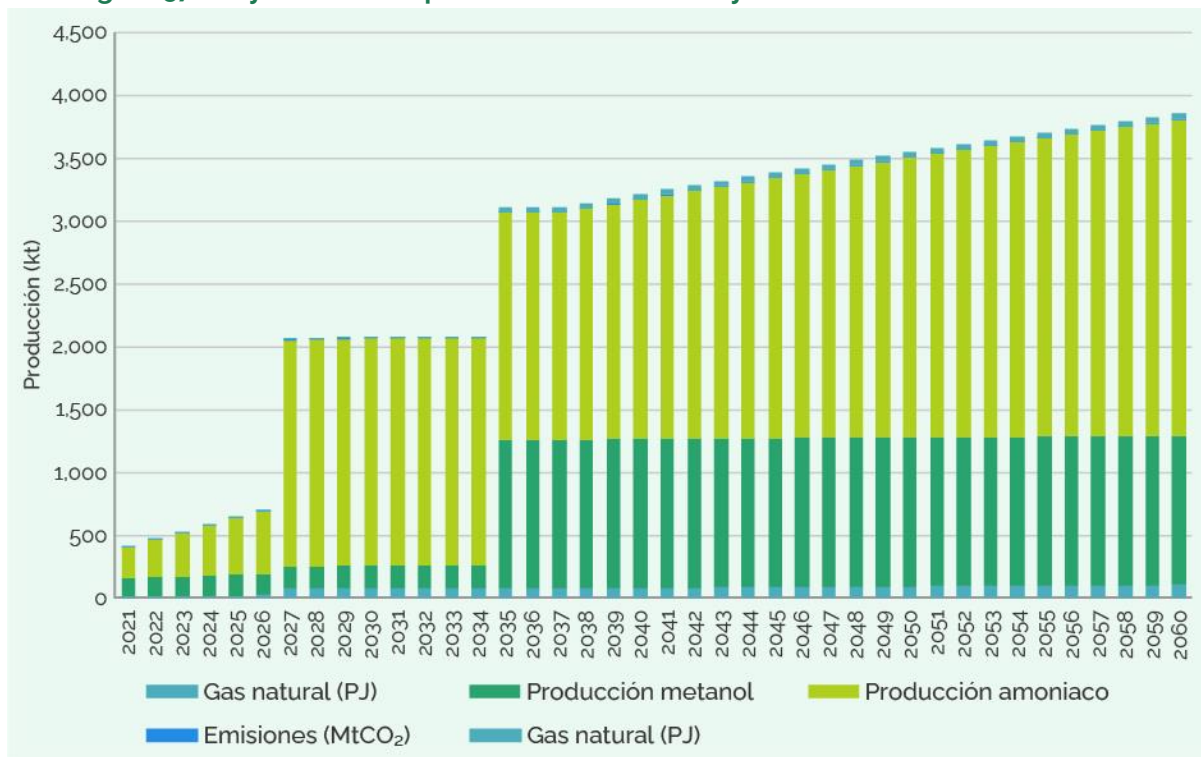
Es importante mencionar que una gran cantidad de amoníaco utilizado en el país se importa. La información de demanda se obtuvo de (ANIQ, 2022), además de que se consideró la rehabilitación de una de las unidades de producción de amoníaco en el Complejo Petroquímico de Cosoleacaque, y la producción planeada en el puerto de Topolobampo por parte de una empresa privada (GPO, 2022). Para la proyección de la producción se utilizó el método de suavización exponencial. Para los costos de este sector se consideró un costo de inversión de 1.129 USD por tonelada de amoníaco, y de operación y mantenimiento de 2.5% del valor del costo de inversión (IEA, 2019). La siguiente figura presenta la evolución de la producción de metanol.

G.2.4. Subsector de producción de metanol

La estimación de las emisiones por la producción de metanol siguió el mismo proceso que en el caso anterior. Los coeficientes técnicos para estimar la cantidad de gas requerida para la producción de metanol se obtuvieron de la IEA. El factor de emisión de GEI se obtuvo de la misma fuente bibliográfica. Se proyectó la producción de metanol para 2060, con base en los planes de proyectos de expansión de la capacidad instalada que se plantearon en la administración anterior (CMM, 2022). Para los costos de este sector se consideró un costo de inversión de 386.7 USD por tonelada de metanol, y de operación y mantenimiento de 2.5% de los costos de inversión (IEA, 2019). La siguiente figura presenta la evolución de las emisiones para este subsector industrial.



Figura 57. Proyección de la producción de metanol y amoniaco en 2060.



Fuente: Elaboración propia.

G.2.5. Resto de subsectores industriales

Para los demás subsectores de la industria, se utilizó la información disponible en el INEGyCEI, del cual se consideraron las categorías relacionadas con el sector industrial:

- [1A2] Industrias manufactura y de la construcción (uso de combustibles).
- [2] Procesos industriales y uso de productos.

A partir de las emisiones reportadas en la última década (2010-2019), se construyeron las proyecciones a 2060. Para ello se tomaron los siguientes supuestos:

- Las emisiones del sector crecen a la misma tasa que el PIB del sector industrial.
- En cuanto a los sectores de hierro, acero, cemento, azúcares e industria química, su crecimiento es igual a las proyecciones del crecimiento del PIB.
- La intensidad energética del sector industrial se mantiene constante.

Es importante señalar que, en el caso del sector petroquímico, se descontaron las emisiones generadas por la estimación detallada de la producción de amoniaco y de metanol. Asimismo, no se consideraron las emisiones reportadas para el sector de producción de cemento y de acero. Sin embargo, se corroboró que las emisiones estimadas para estos sectores fueron similares a las estimadas en el INEGyCEI.



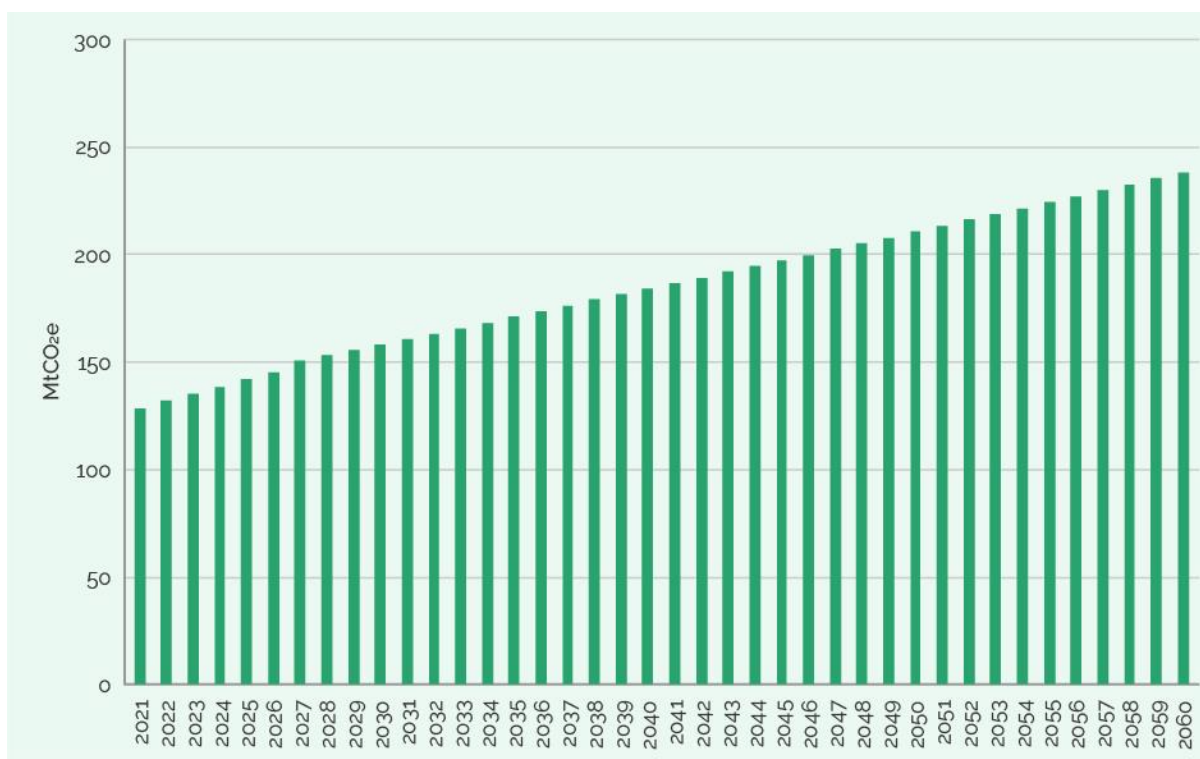
Tabla 21. Crecimiento del PIB del sector industrial.

Proyecciones del crecimiento del PIB anual	
2022-2030	2031-2060
2.02%	1.33%

G.2.6. Línea base del sector industrial

Con base en los supuestos ya explicados, a continuación, se presenta la línea base de emisiones de GEI para el sector industrial. En 2021, las emisiones fueron 128.4 MtCO₂e, y se prevé que alcanzarán un valor de 238.3 MtCO₂e para 2060.

Figura 58. Línea base del sector industrial.

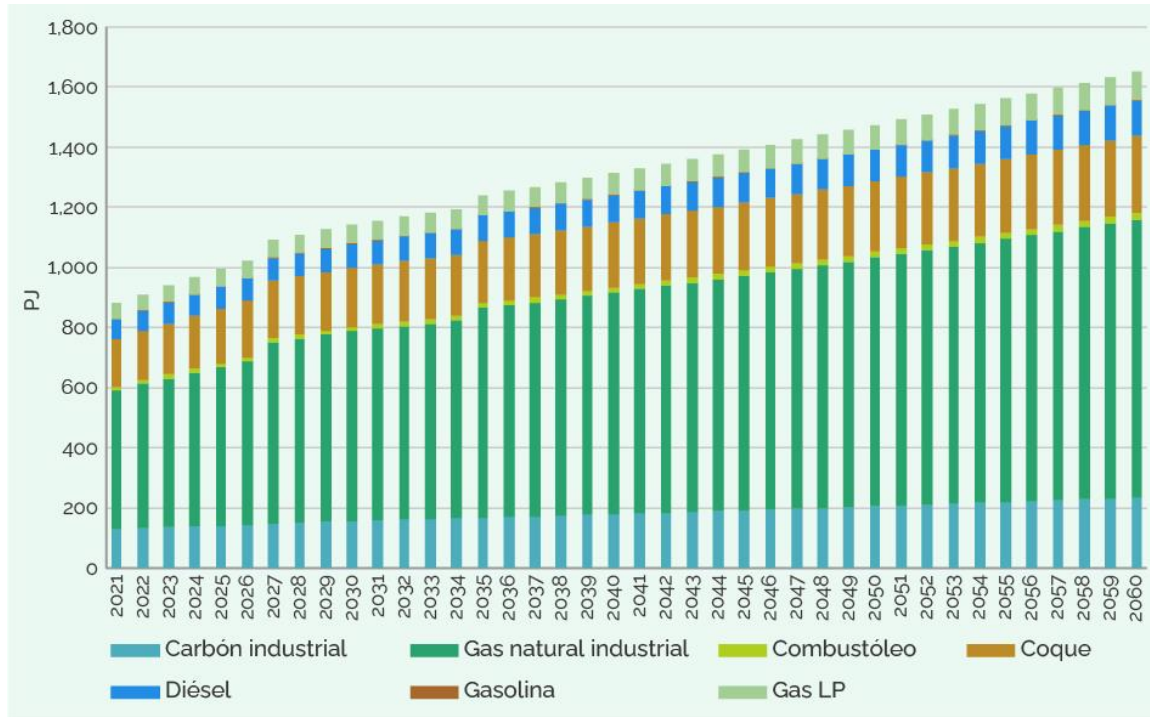


Fuente: Elaboración propia.

La línea base tiene una prospectiva de suministro de energía a través de combustibles fósiles en donde el coque y el gas natural tienen una participación significativa para cubrir la demanda del sector y se estima que siga así; para 2060, se proyectó una demanda de energía de 1,651 PJ de combustibles fósiles cubierto principalmente por gas natural 56%, coque 15%, carbón 14% y diésel 7% como se muestra en la siguiente figura.



Figura 59. Demanda de energía de combustibles fósiles.



Fuente: Elaboración propia con resultados de la modelación del sector con OSeMOSYS/Clews.

G.3. Medidas de mitigación

Se proponen las siguientes medidas de mitigación con el objetivo de establecer la contribución del sector para mitigar y cumplir con la meta de emisiones netas cero con el horizonte hacia 2060. Las medidas consideran el comportamiento de los demás sectores con respecto a la demanda de combustibles y energías limpias. La información se presenta en formato de fichas, las cuales contemplan la información sobre la descripción de cada medida, los supuestos que se tomaron en cuenta para el cálculo del potencial de mitigación, así como la información particular para el cálculo de Costo Marginal de Abatimiento (CMA).



- [Medida G-1. Sistemas fotovoltaicos en minas](#)
- [Medida G-2. Aprovechamiento de gas metano en minas](#)
- [Medida G-3. Uso de hidrógeno en camiones mineros](#)
- [Medida G-4. Incremento del uso de chatarra](#)
- [Medida G-5. Uso de hidrógeno para la producción de hierro esponja](#)
- [Medida G-6. Producción por DRI/EAF](#)
- [Medida G-7. Disminución del factor de Clinker](#)
- [Medida G-8. Incrementar el uso de combustibles alternativos](#)
- [Medida G-9. Cogeneración eficiente en el sector cal](#)
- [Medida G-10. Uso de biomasa en el sector cal](#)
- [Medida G-11. Uso de gas natural en el sector cal](#)
- [Medida G-12. Sustitución de hornos rotatorios en el sector cal](#)
- [Medida G-13. Mejora de la eficiencia energética en el sector cal](#)
- [Medida G-14. Optimizar la eficiencia de hornos en el sector vidrio](#)
- [Medida G-15. Pre calentamiento de la carga batch el sector vidrio](#)
- [Medida G-16. Equipos de control en el sector vidrio](#)
- [Medida G-17. Aumentar el reciclaje de vidrio](#)
- [Medida G-18. Electrificación en vidrio](#)
- [Medida G-19. Cogeneración en el sector químico](#)
- [Medida G-20. Aislamiento térmico](#)
- [Medida G-21. Manejo de condensado](#)
- [Medida G-22. Ajustes de combustión](#)
- [Medida G-23. Recuperación de calor de gases](#)
- [Medida G-24. Recuperación de calor de purga](#)
- [Medida G-25. Quemadores de alta eficiencia](#)
- [Medida G-26. Recuperación de calor en calentadores y hornos](#)
- [Medida G-27. Eficiencia eléctrica en sistemas de refrigeración](#)
- [Medida G-28. Eficiencia en sistemas de bombeo, sistemas de compresión y ventilación](#)
- [Medida G-29. Producción de amoníaco verde](#)
- [Medida G-30. Cogeneración en el sector azúcar](#)
- [Medida G-31. Optimización en calderas y manejo de vapor en el sector papel](#)



- [Medida G-32. Extensión de prensado para secado \(shoe press\)](#)
- [Medida G-33. Secado Condebelt](#)
- [Medida G-34. Cogeneración en el sector papel](#)
- [Medida G-35. Eficiencia energética en el sector automotriz](#)
- [Medida G-36. Solar en el sector PyMES](#)
- [Medida G-37. Sustitución de equipos con refrigerantes de bajo GWP en refrigeración comercial](#)
- [Medida G-38. Hidrógeno para usos térmicos](#)
- [Medida G-39. Sustitución de combustibles por gas natural](#)



G.3.1. Industria de metales (minería, y hierro y acero)

Las medidas de mitigación están clasificadas por industria. La industria de los metales —que abarca el sector minero y la producción de hierro y acero principalmente— emite alrededor de 28% de las emisiones del sector industrial, por lo que se consideraron medidas para mitigar emisiones provenientes de la quema de combustibles, y también las provenientes de los procesos industriales.

Medida G–1. Sistemas fotovoltaicos en minas

Descripción de la medida

La medida plantea la introducción de sistemas solares fotovoltaicos para autogeneración eléctrica en minas, la cual sustituye una parte de la electricidad generada in situ a partir de diésel. La medida asume la adopción gradual de sistemas fotovoltaicos en minas, a razón de 5.7 MW instalados cada año durante el periodo 2027-2060. Se considera la capacidad necesaria para que en 2050 se tenga 20% de la generación eléctrica in situ cubierta con electricidad proveniente de los sistemas solares.

Subsectores y GEI cubiertos: sector industrial, subsector minería. Emisiones correspondientes a CO₂ emitido por la combustión de diésel.

Metodología

Se proyectó el consumo de diésel utilizado para la autogeneración eléctrica en el sector minero hasta 2060, con base en información de la Cámara Minera de México (CAMIMEX) acerca de la electricidad autogenerada en 2020 en el sector y una eficiencia promedio típica de los generadores eléctricos (CAMIMEX, 2021), (López-González, Domenech and Ferrer-Martí, 2018). Se asume que el aumento en este consumo es proporcional al crecimiento del PIB del sector industrial (ICM, 2022a). Se considera que en 2050 20% de la generación eléctrica de minas in situ debe provenir de sistemas fotovoltaicos.

La capacidad total a instalar requerida se estima con la generación diésel proyectada en 2050, el porcentaje de participación mencionado y un factor de planta (FP) de los sistemas fotovoltaicos de 19% (ICM, 2022a). Se asume que la capacidad fotovoltaica a instalar por año se reparte de manera equitativa en el periodo 2027-2050, y luego continúa hasta 2060 hasta alcanzar 5.7 MW anuales. La reducción de emisiones de la medida viene dada por el diésel que deja de quemarse en los generadores eléctricos de las minas, como resultado de la generación de los sistemas solares.

Condiciones habilitadoras

- Desarrollo de un sistema de información suficientemente desagregado para identificar medidas y potenciales específicos.
- Se requiere capacitación del personal involucrado, ya que la tecnología requiere de nuevas prácticas de operación y mantenimiento para la operación adecuada y el uso apropiado de los sistemas fotovoltaicos.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	La tasa de crecimiento del sector industrial se estimó con datos históricos del PIB industrial, siendo esta de 2.02% anual.	(ICM, 2022a)



Medida G-1. Sistemas fotovoltaicos en minas

S.2	Eficiencia de generadores diésel. Se consideró una eficiencia promedio reportada en la literatura de 37%.	(López-González, Domenech and Ferrer-Martí, 2018)
S.3	Factor de planta del sistema solar. Se tomó un valor de 19%.	(ICM, 2022a)
S.4	Propiedades del diésel promedio nacional y. factor de emisión de CO ₂ para el diésel de 2.596 kgCO ₂ /litro.	(SEMARNAT-INECC, 2014, p. 20)

Resultados

La mitigación a 2050 es de 0.16 millones de toneladas de CO₂, y a 2060 de 0.23 (MtCO₂e). La reducción de emisiones corresponde a emisiones directas por combustión del diésel.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se considera un costo de CAPEX para sistemas solares fotovoltaicos de 882.16 USD ₂₀₂₁ /kW instalado en 2027, de acuerdo con proyecciones.	(SENER, 2018a), (IEA, 2022)
S.2	Costos fijos en 2027 de 20.17 USD ₂₀₂₁ /kW instalado de manera anual, de acuerdo con proyecciones de NREL en el escenario moderado de su Annual Technology Baseline 2022.	(NREL, 2022)
S.9	Tiempo de vida útil 25 años para paneles solares fotovoltaicos.	(ICM, 2022a), (NREL, 2022)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	-\$39.7 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	-------------------------------------	--------------------



Medida G-2. Aprovechamiento de gas metano en minas

Descripción de la medida

En esta medida se retoman las propuestas acerca de un proyecto de generación eléctrica que aprovecha el gas grisú de minas subterráneas de Minerales Monclova S.A. de C.V. (MIMOSA), propiedad de Altos Hornos de México (AHMSA). Este proyecto ha sido registrado como MDL por parte de MIMOSA, y aprobado por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC, siglas en inglés) desde 2015 (UNFCCC, 2015). De igual manera, ha sido incluido en las rutas de mitigación reportadas en (INECC, 2018b).

La CRE ha emitido un permiso de generación para el proyecto (E/1548/GEN/2015) que establece que su desarrollo se hará en 5 etapas. Las primeras dos etapas incluyen la instalación de 1.6 MW en cada una, la tercera etapa de 3.2 MW, la cuarta etapa de 4.8 MW y finalmente la quinta etapa 8 MW (CRE, 2023). Hasta ahora, se tiene conocimiento de la instalación y entrada en operación de un proyecto piloto de 1.5 MW, que se asume como la primera etapa (El Siglo de Torreón, 2019); sin embargo, no se tiene noticia de la instalación de etapas posteriores, a pesar de que el permiso de la CRE indica que la última etapa estaría lista para operación comercial a finales de 2020. Por tanto, en la medida planteada se consideran las cuatro etapas restantes como parte del escenario de mitigación, y se asume que la segunda etapa entrará en operación hasta 2027, la tercera en 2029, la cuarta en 2031 y la quinta en 2033.

La medida asume que el gas de mina se ventea a la atmósfera en el escenario sin proyecto, mientras que en el escenario con el proyecto (escenario de mitigación), este gas se quema en motogeneradores para la producción de electricidad.

Subsectores y GEI cubiertos: sector industrial, subsector minería. Emisiones correspondientes a CH₄ venteado en línea base. Emisiones de CO₂ por combustión de metano y emisiones de metano residuales venteadas en escenario de mitigación.

Metodología

A partir de la información del permiso de generación de la CRE E/1548/GEN/2015 y de las consideraciones respecto al estado actual del proyecto, se determinó la capacidad de generación a instalar entre los años 2027-2033, hasta alcanzar una capacidad total de 19.2 MW. Se asume que la primera etapa ya está en funcionamiento, por lo que se excluye del escenario de mitigación, con lo cual la capacidad utilizada para determinar la reducción de emisiones corresponde a 17.6 MW, que se alcanzarían en 2033. Con la capacidad instalada acumulada se estima la generación eléctrica, el consumo de metano requerido para esta generación, las emisiones asociadas a la destrucción de metano en los motogeneradores y las emisiones por metano no destruido. La reducción de emisiones resultante se estima como la diferencia entre las emisiones venteadas de metano en la línea base, y las emisiones del escenario de mitigación, las cuales se derivan de la destrucción del metano (CO₂) y las emisiones residuales por metano no destruido en estos mismos generadores eléctricos.

Condiciones habilitadoras

- Facilitar la transferencia tecnológica y el intercambio de experiencias en temas de aprovechamiento del metano proveniente de las minas.
- Hacer un diagnóstico actualizado para obtener información sobre el potencial real de metano en el lecho del carbón, información sobre las minas de carbón, reservas de metano y su calidad.
- Información sobre opciones financieras existentes para promover la implementación de sistemas para el aprovechamiento del gas metano en minas.



Medida G-2. Aprovechamiento de gas metano en minas

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se considera un valor de planta de 90%, estimado con datos de producción eléctrica total reportados en el permiso de generación de la CRE.	(CRE, 2023)
S.2	Hora de operaciones anuales de 8,760.	Permisos de generación de la CRE (CRE, 2023).
S.3	Eficiencia de generación eléctrica de 35%.	(UNFCCC, 2015)
S.4	Consumo de metano para la generación eléctrica en motogeneradores (308.1 m ³ por hora por MW).	Estimado con información de (UNFCCC, 2015)
S.5	76% de destrucción de metano en motogeneradores.	(INECC, 2018c)
S.6	Emisiones de CO ₂ por destrucción de metano de 2.75 toneladas de CO ₂ por tonelada de metano destruido en motogeneradores.	(UNFCCC, 2015)
S.7	Densidad del metano de 0.67 kg/m ³ .	(UNFCCC, 2015)

Resultados

La mitigación a 2060 es de 0.55 millones de toneladas de CO₂e (MtCO₂e). La reducción de emisiones corresponde a emisiones directas por venteo de metano.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costo de inversión de generador a gas, considerado en \$1,418,116 USD ₂₀₂₁ /MW instalado.	(UNFCCC, 2015)
S.2	OPEX anual 10% sobre valor de CAPEX.	(UNFCCC, 2015)
S.3	Tiempo de vida de los generadores de 15 años.	(UNFCCC, 2015)
S.4	CAPEX \$1,715,903 USD ₂₀₂₁ para toda la capacidad de generación considerada, se asume se lleva a cabo la obra al inicio del proyecto.	(IEA, 2022), (SENER, 2022)
S.5	Proyección de precios de electricidad industrial anuales en el periodo 2027-2060, en USD ₂₀₂₁ /kWh.	ICM

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA) **-\$1.07 USD/tCO₂e** Elaboración propia



Medida G-3. Uso de hidrógeno en camiones mineros

Descripción de la medida

La medida propuesta trata de la introducción de hidrógeno verde en la minería, para su uso como combustible en camiones mineros utilizados en las actividades de transporte de material. Este hidrógeno se produciría in situ, o en locaciones cercanas a los lugares de uso final, por medio de sistemas solares fotovoltaicos acoplados a electrolizadores tipo PEM, y considera su almacenamiento en tanques.

El hidrógeno se utilizará en celdas de combustible a bordo de los camiones mineros, como su fuente de energía principal. Se asume que la medida comenzará su implementación a partir de 2030, cuando se estima que es más probable encontrar las condiciones de maduración tecnológica y viabilidad económica de aplicaciones de hidrógeno verde. El potencial de implementación total se basa en lo reportado en (CMM, 2022), y considera la flota de camiones mineros de algunas de las mayores minas del país, principalmente a cielo abierto. Se asume una implementación gradual en el periodo 2030-2050, proporcional a los beneficios en ahorro de combustible total que pudieran obtenerse.

Subsectores y GEI cubiertos: sector industrial, subsector minería. Emisiones mitigadas provenientes del CO₂ evitado por combustión de diésel.

Metodología

Según lo reportado en (CMM, 2022), se considera la flota de camiones mineros de minas a cielo abierto y una mina subterránea. Las minas estudiadas produjeron de forma conjunta 36% del oro, 8 % de la plata, 61% del cobre, 13% del zinc y 19% del plomo en el país en 2019. Posteriormente, se determinó la flota de camiones mineros de cada mina, los tiempos de uso y sus características, con información de diversas fuentes.

El consumo anual de diésel de los camiones se estima con base en la relación entre la potencia de los camiones, el factor de carga y el tiempo de utilización, de acuerdo con métodos reportados en (Runge, 1998). Finalmente, se estima la demanda de hidrógeno necesaria para proporcionar la misma potencia motriz a los camiones con celdas de combustible. Debido a que el hidrógeno se produce con electrolisis alimentada con fuentes renovables, la mitigación de emisiones está dada por la cantidad de diésel que deja de quemarse en los camiones por el cambio tecnológico. Se considera la introducción de 550 camiones mineros a hidrógeno, los cuales entrarían en funcionamiento de manera gradual en el periodo 2030-2050, y el número de camiones por año a introducir se estima de tal forma que representen aproximadamente 5% del consumo anual de diésel de todos los camiones en su conjunto, comenzando con los camiones de mayor capacidad y finalizando el periodo con la introducción de los camiones más pequeños. De manera similar, se considera la introducción año a año de sistemas solares de producción de hidrógeno dimensionados para satisfacer la demanda de los camiones, y se toma como sitio de referencia la mina Peñasquito, en Sonora.

Condiciones habilitadoras

- Reconocimiento del potencial del hidrógeno verde en la política nacional de cambio climático como vector energético para la descarbonización, lo que ayudará a crear un ecosistema propicio para la inversión. Esto implica desarrollar una Hoja de Ruta Nacional del Hidrógeno con metas, responsables y acciones definidas a corto, mediano y largo plazos, así como regulación específica para el uso de este gas en distintas actividades, incluida la minería.
- Proporcionar fondos y asistencia financiera para el desarrollo de proyectos innovadores de camiones mineros con tecnología de hidrógeno que puedan ser usados por empresas de adopción temprana (early adopters)



Medida G-3. Uso de hidrógeno en camiones mineros

- Establecer una estrategia para la creación y el fortalecimiento de capacidades de toda la cadena de valor del hidrógeno. Esto supone colaboraciones entre la academia, la industria y la cooperación internacional para la investigación, particularmente en el desarrollo de proyectos de suministro de hidrógeno como combustible para abordar los desafíos de descarbonización del sector minero. Asimismo, se requiere capacitar al personal en la industria minera, ya que la nueva tecnología requiere de nuevas prácticas de operación y mantenimiento para obtener los máximos beneficios y vigilar la seguridad.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Eficiencia global del tren de potencia de camiones mineros a diésel. Se consideró un valor de 36%.	(Niño Vega, 2020), (Wallace, 2021)
S.2	El valor de la eficiencia de combustible se asumió en 65% en 2030.	(Wallace, 2021)
S.3	Eficiencia del motor eléctrico acoplado a la celda de combustible, 85%.	(Hartmann and Martinez, 2019)
S.4	Poder calorífico inferior hidrógeno de 120.21 MJ/kg.	(Pacific Northwest National Laboratory, 2021)
S.5	Propiedades del diésel promedio nacional reportadas. Factor de emisión de CO ₂ para el diésel de 2.596 kgCO ₂ /litro.	(SEMARNAT-INECC, 2014)
S.6	Eficiencia de los paneles fotovoltaicos estimada en 2030, de acuerdo con proyecciones de NREL en el escenario moderado de su Annual Technology Baseline 2022.	(NREL, 2022)
S.7	Eficiencia del electrolizador con base en el poder calorífico superior del hidrógeno en 2030, 82.1%.	(IEA, 2019), (Pacific Northwest National Laboratory, 2021)

Resultados

La mitigación a 2060 es de 1.61 millones de toneladas de CO₂e (MtCO₂e). La reducción de emisiones corresponde a emisiones directas por quema de diésel evitado en camiones mineros.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se considera como sistema de referencia un camión minero de 290 toneladas de capacidad de carga, cuyo costo en 2030 es de 4.387 millones de dólares 2021 en el caso de la opción diésel, y de 4.357 millones de dólares 2021 en el caso de camiones con celdas de combustible a hidrógeno.	(Wallace, 2021)
S.2	Costos fijos de operación y mantenimiento, 2% sobre inversión inicial para ambos tipos (diésel e hidrógeno).	(Wallace, 2021)



Medida G-3. Uso de hidrógeno en camiones mineros		
S.3	Tiempo de vida útil del chasis de los camiones, 80,000 horas, equivalente a 12 años en ambos casos, de acuerdo con tiempo de uso promedio de camiones en minas.	(Wallace, 2021)
S.4	Costo de baterías de litio en 2030, sólo para camiones a hidrógeno, \$68,148 USD ₂₀₂₁ para el camión de referencia. Vida útil de 2 años.	(Niño Vega, 2020)
S.5	Costo de membrana de celda de combustible en 2030, sólo para camiones a hidrogeno, \$5,486 USD ₂₀₂₁ para el camión de referencia, vida útil de 3 años.	(Niño Vega, 2020)
S.6	Costo de maquinaria de combustión interna a diésel en 2030, sólo para camiones diésel, \$438,708 USD ₂₀₂₁ , vida útil de 27,000 horas, equivalentes a 4 años de acuerdo con el tiempo de uso de camiones en minas.	(Niño Vega, 2020)
S.7	Costo de sistema fotovoltaico en 2030, \$730.92 USD ₂₀₂₁ /kW.	(SENER, 2018a), (IEA, 2022)
S.8	Costos fijos de operación y mantenimiento de sistema solar en 2030, \$18.07 USD ₂₀₂₁ /kW anual, de acuerdo con proyecciones de NREL en el escenario moderado de su Annual Technology Baseline 2022.	(NREL, 2022)
S.9	Tiempo de vida útil de 25 años.	(CMM, 2022)
S.10	Costos de electrolizadores tipo PEM en 2030, \$678.3 USD ₂₀₂₁ /kW.	(CMM, 2022)
S.11	Operación y mantenimiento de electrolizadores, 1.5% de CAPEX anual.	(CMM, 2022)
S.12	Costo de reemplazo del stack del electrolizador, 15% sobre CAPEX.	(CMM, 2022)
S.13	Vida útil stack electrolizador 59,480 horas, equivalente a 13.77 años, de acuerdo con el tiempo de uso del electrolizador y con las condiciones del recurso solar consideradas.	(CMM, 2022)
S.14	Costo de tanque de almacenamiento de hidrogeno, 662.59 USD ₂₀₂₁ /kg.	(CMM, 2022)
S.15	Costos fijos de operación y mantenimiento del tanque, 2% anual sobre CAPEX. Vida útil de 30 años.	(CMM, 2022)
Resultado costos		
Costo Marginal de Abatimiento (CMA)		-\$35.62 USD/tCO₂e
		Elaboración propia



Medida G-4. Incremento del uso de chatarra

Descripción de la medida

El acero se puede obtener a partir de dos materias primas fundamentales: el arrabio, obtenido a partir de minera, y la chatarra tanto férrica como inoxidable. Actualmente, la producción de acero en México se basa en 38% de reciclaje, a diferencia del valor de 23% a nivel mundial. En México, el acero es uno de los materiales que más se recicla, y una fuente importante de chatarra es la proveniente del sector de construcción. Gracias a la capacidad de México para reciclar chatarra, el país se mantiene entre los 15 principales productores de acero a nivel mundial (Twenergy, 2019).

Esta medida trae como beneficio el aumento de la productividad en la industria metalúrgica, y además reduce las emisiones y el consumo de energía y uso en recursos no renovables como el mineral de hierro, carbón y piedra caliza, todo lo cual promueve la sustentabilidad del sector por la reutilización de desechos y subproductos de otros sectores. Se considera la implementación de la medida a partir de 2026, y con ello se logra reducir el consumo de materia prima de alrededor de 9 millones de toneladas anuales a final del periodo de implementación. La producción de acero con materiales reciclados tiene un crecimiento continuo, y es probable que sea una ruta importante para la producción de acero a largo plazo (INECC and SEMARNAT, 2018), además esta medida depende de la disponibilidad y accesibilidad de la chatarra.

Este sector se modeló haciendo balances de materia y energía para la caracterización y modelación del sector siderúrgico para obtener los ahorros en el uso de combustibles y materia prima.

Para la estimación de las emisiones de GEI debidas a la reacción química, se utilizaron los factores de emisiones considerados por el INEGyCEI, y para las provenientes por consumo de combustibles se utilizó el factor de emisión publicados por (INECC, 2014).

Los factores técnicos y de emisiones estimados por tonelada de acero se utilizaron para la proyección de emisiones en relación con el crecimiento de la producción de acero.

La reducción de emisiones se estimó por la diferencia entre las emisiones por quema de los combustibles usados en la línea base y los usados en el escenario de mitigación. Los gases mitigados por la reducción en la quema de combustibles fósiles son CO₂, CH₄, N₂O, NO_x, SO_x (INECC, 2018), adicional a eso el reciclaje está asociado con altas emisiones de metales pesados y contaminantes orgánicos debido a las impurezas de la chatarra (INECC and SEMARNAT, 2018).

Condiciones habilitadoras

- Establecer políticas que faciliten el acopio y la gestión de esta materia prima en el territorio nacional, con la finalidad de tener mayor certidumbre de su disponibilidad.
- Debe eliminarse la carga burocrática de la chatarra que afecta a las empresas productoras de acero, pues requieren en algunos casos acreditarse como empresas prestadoras de servicios de residuos de terceros, cuando su actividad económica primordial es la producción de acero (INECC and SEMARNAT, 2018).
- Debe considerarse la chatarra como una importante materia prima que sustituye el uso de recursos naturales.
- Desarrollo de un sistema que controle y certifique la calidad para asegurar el proceso de reciclaje en el sector.
- Fomento e incentivos para la creación de infraestructura de reciclaje por parte de la iniciativa privada.



Medida G-4. Incremento del uso de chatarra

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Actualmente el sector produce con una tasa de reciclaje del 37%.	(CANACERO, 2022)
S.2	En 2060 se aumentará alrededor de un 4% adicional del porcentaje de reciclaje en la producción de acero.	(CMM, 2022)
S.3	Se asumió una tasa media de crecimiento anual de 1.2% hasta 2060.	ICM
S.4	En 2020, el consumo de combustible fue cubierto en un 98% de gas natural.	(SENER, 2023)
S.5	La industria nacional tiene emisiones de 1.28 tCO ₂ /t acero producido.	(CANACERO, 2022)
S.6	En México se utilizan 16.1 GJ por tonelada de acero.	(CANACERO, 2022)
S.7	La producción nacional de acero en 2022 fue de 18,144 millones de ton.	(World Steel Association, 2022)

Resultados

El potencial de mitigación para esta medida en 2060 es de 0.28 MtCO₂e, con un acumulado de 5.4 MtCO₂e emisiones mitigadas.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costo de chatarra de \$245 USD/ton.	(Supraciclaje, 2023)
S.2	No hay costo de inversión ya que existe la infraestructura necesaria.	
S.3	Costo de hierro 82 USD ₂₀₁₈ /ton.	(Secretaría de Economía, 2021)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	-\$135.69 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	---------------------------------------	--------------------



Medida G-5. Uso de hidrógeno para la producción de hierro esponja

Descripción de la medida

Una de las medidas propuestas para reducir las emisiones del sector siderúrgico y promover la producción de acero cero emisiones es la implementación de reducción directa del hierro (DRI) con hidrógeno verde para reemplazar el uso de gas natural en el proceso.

Aparte de la chatarra, el hierro esponja es uno de los insumos que puede ser alimentado en el horno de arco eléctrico, y se ha determinado que un porcentaje adecuado de utilización del hierro esponja es de 50% a 100% de la carga del horno, pero debido a que las reacciones del electrodo aumentan considerablemente con un porcentaje de hierro esponja mayor que 50% (Ayala Gutierrez and Hernández Cabrera, 1984), se recomienda utilizar una carga en bloque chatarra y alimentación continua de hierro esponja. Una de las ventajas del hierro esponja es que presenta una mayor uniformidad y mejor calidad, con bajos contenidos de elementos residuales y una composición química más homogénea que la chatarra.

En el proceso de reducción directa para la producción de hierro esponja se eliminan algunos sulfuros y gran parte del oxígeno contenido en los minerales de hierro utilizados.

La medida considera que a partir de 2026 se inicia su implementación, con un aumento gradual hasta alcanzar en 2060 una sustitución de 118 PJ de gas natural.

La reducción de emisiones se estimó por la diferencia entre las emisiones por combustión de gas natural entre la línea base y los usados en el escenario de mitigación. Los gases mitigados son CO₂, CH₄, N₂O, NO_x, SO_x (INECC, 2018) que son los originados por la quema de combustibles fósiles.

Condiciones habilitadoras

- El desarrollo de una Hoja de Ruta para la descarbonización del sector siderúrgico y la producción de acero verde.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se supuso la generación de hidrógeno verde para cubrir los requerimientos en la producción de hierro esponja.	(ICM, 2022a)
S.2	Para el año 2060 se logra una sustitución de gas natural de 118 PJ.	ICM
S.3	Se asumió una tasa media de crecimiento anual de 1.2% hasta 2060.	ICM, (SENER, 2022)

Resultados

Esta medida tiene un potencial de mitigación de emisiones de 6.6MtCO_{2e} anuales para 2060, y un acumulado de 161 MtCO_{2e}.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costo de inversión para esta medida de 748.6 USD por tonelada de acero.	(IEA, 2022)
S.2	Costo de O&M de 7.5% de la inversión.	(IEA, 2022)



Medida G-5. Uso de hidrógeno para la producción de hierro esponja

S.3 Tiempo de vida útil del proyecto 15 años. (ICM, 2022a)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA) **-\$9.57 USD/tCO₂e** Elaboración propia

Medida G-6. Producción por DRI/EAF

Descripción de la medida

La transición a un proceso siderúrgico basado en la ruta de reducción directa del mineral de hierro (DRI) y horno de arco eléctrico (EAF) permitirá reducir las emisiones de carbono (ArcelorMittal, 2022). En México, en 2021 la producción de acero crudo mediante horno de arco eléctrico representó el 84% de la producción total y el resto se produjo a través de altos hornos (World Steel Association, 2022).

En la reducción directa (DRI por sus siglas en inglés), por lo general se utiliza carbono, monóxido de carbono e hidrógeno como agentes reductores para eliminar el oxígeno del óxido de hierro. El mineral de hierro o los pellets descienden por gravedad y el gas con una temperatura de 900°C sube en contracorriente, y provoca una reducción que da como resultado final el hierro esponja, un producto que contiene hierro metálico, óxido de hierro, carburo de hierro y ganga (Secretaría de Economía, 2021). Posteriormente, el horno de arco eléctrico (EAF por sus siglas en inglés) se carga con el hierro proveniente del proceso de producción directa. Al aplicar corriente eléctrica, la formación del arco entre los electrodos gigantes produce calor que funde a una temperatura de 1,650°C. Cuando la carga se derrite totalmente, se agregan al horno elementos de aleación requeridos, y se introduce oxígeno gaseoso directamente en el acero fundido para acelerar la remoción del carbono y algunas impurezas. Cuando la composición química de la masa fundida cumple las especificaciones, se continúa con el proceso de refinación secundaria (Secretaría de Economía, 2021).

En el caso del DRI-EAF, los factores determinantes son la disponibilidad de gas natural y que este sea accesible económicamente. México importa una cantidad considerable de gas natural, y si bien hay proyectos para incrementar estos volúmenes, estos son a mediano y largo plazo, por lo que a corto plazo se tiene incertidumbre en su disponibilidad.

Esta medida se planteó para su implementación en el escenario emisiones netas cero a partir de 2036, con un aumento gradual en la producción por medio del proceso conformado por DRI-EAF.

La reducción de emisiones se estimó por la diferencia entre las emisiones por quema de los combustibles usados en la línea base y los usados en el escenario de mitigación. Los gases mitigados por la reducción en la quema de combustibles fósiles son CO₂, CH₄, N₂O, NO_x, SO_x (INECC, 2018c), y las emisiones de CO₂ y CH₄ provenientes de los altos hornos (IPCC, 2006).

Condiciones habilitadoras

- El desarrollo de una ruta para la descarbonización del sector siderúrgico y la producción de acero verde.



Medida G-6. Producción por DRI/EAF

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se asume que los procesos existentes BF/BOF se sustituyen totalmente por la ruta DRI/EAF.	ICM, (CANACERO, 2021),(Ternium, 2021)

Resultados

Se estimó un potencial de mitigación de 6.7 MtCO₂e anuales para 2060, y se logra un acumulado de 86 MtCO₂e para el periodo prospectivo del escenario emisiones netas cero.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costo de inversión para esta medida de 748.6 USD por tonelada de acero.	(IEA, 2022)
S.2	Costo de O&M de 7.5% de la inversión.	(IEA, 2022)
S.3	Tiempo de vida del proyecto 15 años.	(ICM, 2022a)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	\$5.91 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	------------------------------------	--------------------



G.3.2. Industria de cemento y cal

Medida G-7. Disminución del factor de clínker

Descripción de la medida

En el proceso de fabricación de cemento, se genera dióxido de carbono (CO₂) durante la producción de clínker, que es un producto intermedio (SNRCC Uruguay, 2020) obtenido mediante la calcinación de piedra caliza (CaCO₃); en un proceso en el que se generan alrededor de 60% de las emisiones del subsector, y el resto proviene de la quema de combustible (Ennomotive, 2023).

Disminuir el clínker en la elaboración de cemento, a través de la reducción del factor clínker/cemento mediante la adopción de adiciones minerales como cenizas volantes, puzolanas naturales, arcillas calcinadas, escoria granulada de horno de arco eléctrico o alto horno y piedra caliza molida, puede reducir las emisiones de CO₂ que se producen en el proceso de fabricación de cemento.

El uso de cenizas volantes y escoria granulada de alto horno (GGBS) seguirá teniendo una participación importante en los siguientes años para el desarrollo de la medida, pero se requerirán esfuerzos de investigación enfocados en identificar y desarrollar nuevas adiciones minerales —como las arcillas calcinadas que tienen gran potencial—, y proporcionar información sobre el desempeño y la durabilidad de cementos que utilizan ese tipo de adiciones y otros materiales nuevos (CANACEM and FICEM, 2023).

El factor de clínker promedio mundial en 2019 fue de 76%, de acuerdo con una base de datos del desempeño en emisiones de CO₂ y consumo de energía de plantas que conforman la industria global de cemento (GNR), mientras que en México, esta relación fue de 75% (CANACEM and FICEM, 2023).

La medida de sustitución de clínker para la producción de cemento está planteada en la Hoja de Ruta México por FICEM y basada en el Roadmap de la Cement Sustainability Initiative/International Energy Agency, en la que se estableció reducir el factor de clínker de 75% en 2016, a 66% para 2030 (CANACEM and FICEM, 2023); posteriormente, para 2060 se estableció disminuir 5% adicional, considerando que a nivel mundial entre los años 2030 y 2050 se pretende disminuir 6% (GCCA, 2021)

La metodología utilizada para determinar la reducción de emisiones consistió en determinar la cantidad de clínker que deja de producirse y las emisiones por combustión en el horno en la que se utiliza coque de petróleo para producir la energía térmica y las emisiones generadas en el proceso de producción de clínker en la calcinación de piedra caliza en la que se produce cal (CaO) y dióxido de carbono (CO₂) como productos derivados (IPCC, 2006).

Esta medida reduce emisiones de CO₂ provenientes de la calcinación de CaCO₃, adicionalmente emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O por la mitigación de quema de coque de petróleo, además de óxidos de nitrógeno (NO_x), óxidos de azufre (SO_x) y partículas.

Condiciones habilitadoras

- Desarrollo de normas oficiales y reglamentos locales de construcción que permitan y promuevan el uso de cemento con diferentes niveles de clínker y sustituyentes según el uso final.
- Divulgación y creación y fortalecimiento de capacidades relativas a los beneficios del uso de cementos con bajo factor clínker entre profesionales de la construcción, consumidores y tomadores de decisiones, ya que en algunos segmentos hay resistencia a seleccionar cementos con adiciones en lugar de cementos "puros" (sin adiciones minerales).



Medida G-7. Disminución del factor de clínker

- Promoción del uso de cementos con niveles bajos de factor clínker en proyectos públicos, cuando las demandas técnicas lo permitan. Al respecto, será relevante que en las contrataciones se consideren como factores decisivos la huella ambiental (incluido el CO₂), la resistencia y durabilidad del cemento y el concreto con factor clínker más bajo que el estándar.
- Investigación enfocada en identificar y desarrollar nuevas adiciones minerales y el uso de materiales alternativos para cubrir la demanda futura de cemento con buen desempeño y durabilidad.
- Creación de cadenas de suministro regionales de sustitutos del clínker, considerando barreras como la distancia entre fuentes y consumidores, que determinan los costos de transporte y manejo.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	El inicio de implementación de la medida se estableció a partir de 2027.	ICM
S.2	Se asumió una tasa media de crecimiento anual de 1.5% hasta 2060.	(ICM, 2022a)
S.3	Se asume que el suministro de cenizas volantes y escoria granulada de alto horno disminuirá para el año 2030, a partir de ese año, se sustituirá por otros materiales como caliza molida, finos de concreto reciclado y la introducción de nuevos materiales como arcillas calcinadas.	Documento (CANACEM and FICEM, 2023)
S.4	Se consideró el consumo térmico promedio de México de 3,718 GJ/t clínker.	Documento, (CANACEM and FICEM, 2023)
S.5	El factor de emisión considerado para estimar el potencial de emisión es el reportado por el INECC.	(SEMARNAT-INECC, 2014)
S.6	Se consideró el contenido de clínker inicial de 77%.	(CEMEX, 2021)

Resultados

El potencial de mitigación que la medida logra alcanzar para 2060 es de 11 MtCO₂e, y un acumulado de 170 MtCO₂e para el periodo de implementación que abarca 2027-2060.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costo de inversión de la medida 6.6 USD/ton clínker sustituido.	(ICM, 2022a)
S.2	Costo de operación -8.4 USD/ton clínker sustituido.	(ICM, 2022a)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	-\$1.69 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	-------------------------------------	--------------------



Medida G-8. Incrementar el uso de combustibles alternativos

Descripción de la medida

La medida establece el incremento de la participación de combustibles alternativos principalmente por residuos sólidos urbanos y biomasa con potencial de reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) que provienen por el uso de combustibles fósiles, en específico coque de petróleo en los hornos de cemento.

Las llantas, la biomasa, los residuos sólidos y otro tipo de residuos de manejo especial o peligrosos que generan las industrias se consideran combustibles alternativos. La reducción neta de emisiones está en función del poder calorífico y del factor de emisión de GEI de los combustibles alternos utilizados en comparación con el combustible fósil utilizado en la línea base (ICM, 2022a).

De acuerdo con la CANACEM, en 2017 la contribución de combustibles alternativos representó 10% del consumo térmico del sector, y este porcentaje aumentó 2.5% desde 2013 (INECC and SEMARNAT, 2018).

El incremento de la participación de combustibles alternativos en la medida se estimó de forma paulatina a partir de 2027, hasta alcanzar una participación de combustibles alternativos de 20% para 2030, y 35% para 2050 (INECC and SEMARNAT, 2018), (ICM, 2022a), y el porcentaje se mantiene hasta 2060.

Las emisiones por combustión de combustibles (fósiles o alternativos) de la línea base o el escenario de mitigación se estimaron conociendo el consumo del combustible, el poder calorífico Inferior de los combustibles y su factor de emisión de GEI.

Esta medida tiene un potencial de reducción de emisiones de combustibles fósiles, pero el uso de combustibles alternativos generalmente requiere mayor energía térmica específica y electricidad, debido al mayor contenido de humedad y no es uniforme. Lo que requerirá que el funcionamiento del horno tenga mayores niveles de aire en comparación con los combustibles fósiles y un pretratamiento de combustibles alternativos (CANACEM and FICEM, 2023).

En la Hoja de Ruta emitida por la Cámara Nacional del Cemento (CANACEM), la sustitución de combustibles fósiles por combustibles alternativos (biomasa, llantas, residuos sólidos urbanos) es uno de los mecanismos de desarrollo limpio que plantea el sector. Aunque los hornos de cemento podrían usar 100% de combustibles alternativos, existen algunas limitaciones ya que la mayoría de los combustibles alternos no tienen propiedades físicas y químicas homogéneas, por lo que se necesita un pretratamiento de residuos para minimizar la presencia de sustancias problemáticas (CANACEM and FICEM, 2023).

Se logra la mitigación de emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O por la reducción en la combustión de coque de petróleo, además de óxidos de nitrógeno (NO_x), óxidos de azufre (SO_x) y partículas.

Condiciones habilitadoras

- Modificaciones a la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos (LGPGIR) para facilitar la creación de acuerdos con los municipios para la disposición de los Residuos Sólidos Urbano (RSU) y de manejo especial, así como para dar prioridad al coprocesamiento de residuos en lugar de su incineración o disposición en rellenos sanitarios (INECC, 2018b).
- Fortalecimiento de la vigilancia en el cumplimiento de las regulaciones de gestión de residuos (INECC, 2018b).
- Los municipios deben contar con suficientes recursos para mantener un sistema óptimo de separación de residuos que facilite el suministro continuo de corrientes para coprocesar.



Medida G-8. Incrementar el uso de combustibles alternativos

- Simplificar los procesos de obtención de permisos, pues actualmente obtener un permiso para el uso de combustibles alternativos implica largos procedimientos y múltiples requerimientos administrativos (CANACEM and FICEM, 2023).
- Creación de cadenas de suministro regionales asociadas a la biomasa sólida, para facilitar su empleo como combustible alterno.
- Creación de una Hoja de Ruta Nacional del Hidrógeno con metas y acciones definidas.
- Desarrollo de regulación específica para el uso del hidrógeno para construir un ecosistema adecuado para la inversión.
- Reconocer el potencial del hidrógeno en la política nacional de cambio climático.
- Establecer una estrategia para la capacitación y la colaboración de academia e industria y la cooperación internacional, para la investigación y el desarrollo de proyectos piloto de generación y uso del hidrógeno verde.
- Formación de recursos humanos calificados, especialistas en políticas para el hidrógeno verde, expertos en ingeniería e investigación en diferentes puntos de la cadena de valor del hidrógeno.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	El inicio de implementación de la medida se estimó a partir de 2027.	ICM
S.2	El avance de la participación de combustibles alternativos es de 15%, 25% y 35% en los años 2020, 2035 y 2050 respectivamente.	ICM
S.3	Se consideró al coque de petróleo como el principal combustible empleado por los hornos en el escenario base.	(INECC and SEMARNAT, 2018)
S.4	Se asumió una tasa media de crecimiento anual de 1.5% hasta 2060.	(ICM, 2022a)
S.5	Factores de emisión de los combustibles alternativos (KgCO ₂ /TJ): Llanta 84,423, Residuos Sólidos Urbanos (RSU) 117,192, Biomasa 89,990.	(INECC, 2014)

Resultados

El potencial de mitigación que la medida logra alcanzar para 2060 es de 16.9 MtCO₂e, y un acumulado de 424 MtCO₂e.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	El costo de inversión es de 10USD/t cemento.	(ICM, 2022a)
S.2	El costo diferencial de operación anual es de -3,9 USD/t cemento.	(ICM, 2022a)
S.3	El tiempo de vida del proyecto es de 15 años.	(ICM, 2022a)
S.4	Los costos marginales de abatimiento por tipo de combustible son: biomasa -6,17 USD/tCO ₂ e, y RSU -9.53 USD/tCO ₂ e.	(INECC and SEMARNAT, 2018)
S.5	Costo de llantas 57.3 USD ₂₀₁₃ /t.	(ICM, 2022a)



Medida G–8. Incrementar el uso de combustibles alternativos

S.6 Costo de compra de residuos 20USD2018/t. (GIZ México, 2019)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA) **\$2.17 USD/tCO₂e** Elaboración propia

Medida G–9. Cogeneración eficiente en la industria de cal

Descripción de la medida

La calcinación es la etapa más intensiva de energía en el proceso de producción de cal, por lo que las medidas para mejorar el aprovechamiento energético tienen un gran impacto en la eficiencia térmica global del proceso. Esta medida tiene como objetivo la implementación de sistema de recuperación de calor residual para la generación de electricidad mediante el uso de una turbina en Ciclo Rankine Orgánico (ORC) (INECC and SEMARNAT, 2018).

Esta medida disminuye el consumo de energía del sistema eléctrico con el aprovechamiento de un flujo de gas de 10 kg/s a temperatura de 375°C en una planta que aprovecha el calor residual del proceso de producción de cal con capacidad potencial de cogeneración de 1,100 kW (INECC and SEMARNAT, 2018).

La reducción de emisiones de la medida se determina por la cantidad de energía eléctrica generada a partir del sistema de aprovechamiento de calor residual por el factor de emisión eléctrico que varía a lo largo del tiempo en el escenario.

La medida realiza en cuatro años a partir de 2027. La reducción de emisiones corresponde a CO₂, CH₄, N₂O, NO_x, SO_x y partículas provenientes de las plantas generadoras que alimentan de energía eléctrica el SEN.

Condiciones habilitadoras

- Simplificación de la regulación para el desarrollo de proyectos de cogeneración, ya que por lo general el proceso de instalación de un proyecto superior a 0.5 MW de cogeneración, requiere un total de 31 permisos o trámites que involucran instancias en los tres órdenes de gobierno.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	La medida tiene un potencial de 1,100 kW de cogeneración.	(ICM, 2022a)
S.2	El inicio de implementación de la medida se estimó a partir de 2027, para alcanzar el potencial total en 2030.	ICM
S.3	En la línea base, se considera que la distribución de la matriz de consumo se mantiene constante.	ICM



Medida G-9. Cogeneración eficiente en la industria de cal

S.4 El factor de emisiones empleado fue el estimado para el sector eléctrico en el escenario emisiones netas cero para el periodo 2027-2030. ICM

Resultados

La medida tiene un potencial de reducción de emisiones de 0.0006 MtCO₂e en 2060, un acumulado de 0.03 MtCO₂e en el periodo 2027-2060, además de alcanzar un ahorro de 7,700 MWh anuales.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se considera una vida útil de 25 años de los sistemas de cogeneración.	Documento (ICM, 2022a)
S.2	Costo de inversión es de 2,136 euros/kW.	(ICM, 2022a)
S.3	El costo de operación es de 40 USD/kW.	(ICM, 2022a)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	-\$39.58 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	--------------------------------------	--------------------



Medida G-10. Uso de biomasa en la industria de cal

Descripción de la medida

El objetivo de la medida es sustituir el uso de combustibles fósiles como coque de petróleo y carbón que se usan en el proceso de calcinación, por biomasa de origen forestal y agrícola según su disponibilidad de acceso cercano a estas fuentes. La meta indicativa de mitigación de esta medida es la sustitución de 27% en el consumo de coque de petróleo, y 100% del combustóleo (INECC and SEMARNAT, 2018).

La asociación Nacional de Fabricantes de Cal y grupos representantes de 95% del mercado nacional identificaron cuatro plantas donde hornos de flujo paralelo regenerativo pueden emplear combustibles sólidos, como la biomasa, lo que requiere una cadena de abastecimiento para estas instalaciones.

La implementación de la medida de sustitución inicia a partir de 2027, y se estima que el consumo de coque pasa de 90% en 2017, a 70% para 2030, y permanece constante hasta 2060, y en el caso del consumo de combustóleo, en 2027 se logra la sustitución total por biomasa (INECC and SEMARNAT, 2018).

La medida se centra en la sustitución de combustibles fósiles por el uso de biomasa y su aprovechamiento energético como combustible con menor intensidad de carbono. La reducción de emisiones se determinó por la diferencia entre las emisiones por combustión de los combustibles usados, en la línea base el coque representaba 99% y el combustóleo 1% y, para el escenario de mitigación en 2060 la distribución se queda en 70% de coque y 30% combustibles alternativos (FIRSU, biomasa, llantas y otros).

La reducción de emisiones es la diferencia entre las emisiones por quema de los combustibles usados en la línea base y los usados en el escenario de mitigación. Los gases mitigados por la reducción en la quema de combustibles fósiles son CO₂, CH₄, N₂O, NO_x, SO_x y partículas.

Condiciones habilitadoras

- Se requiere que exista una cadena de suministro de biomasa establecida y debe desarrollarse su cadena de valor, lo cual posiblemente requiera incentivos y soporte institucional federal y local.
- Creación de incentivos y soporte federal y local, ya que los costos de biomasa y su baja densidad energética reducen la rentabilidad del uso de estos energéticos.
- Implementación con reglas claras del mercado de carbono que ayudará a equilibrar la disparidad contra los costos de los combustibles fósiles.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Poder calorífico de residuos forestales 18,400 MJ/t, poder calorífico agrícola 13,044 MJ/ton.	(Calidra, 2015)
S.2	Las plantas en las que se implementa la medida tienen un consumo de combustible de 3,26 PJ con un mix energético de 99% coque de petróleo y 1% de combustóleo en 2017.	(INECC and SEMARNAT, 2018)
S.3	El avance en la participación de la biomasa en el mix energético del sector avanza de 3% a 30% entre 2020 y 2030, y se mantiene este porcentaje hasta 2060.	(ICM, 2022a)



Medida G-10. Uso de biomasa en la industria de cal

S.4	La aplicación de esta medida se considera en cuatro plantas que cuentan hornos de flujo paralelo regenerativo.	(INECC and SEMARNAT, 2018)
S.5	En la línea base, se considera que el consumo energético de los combustibles se mantiene constante.	(INECC and SEMARNAT, 2018)
S.6	En esta medida se prevé utilizar diversos tipos de biomasa como la forestal y agrícola que se encuentra al alcance de instalaciones.	(INECC and SEMARNAT, 2018)
S.7	Se considera el desarrollo de una cadena de suministro de biomasa para consolidar esta medida.	(INECC and SEMARNAT, 2018)

Resultados

La medida tiene una mitigación de 0.14 MtCO₂e anuales, 3.33 MtCO₂e acumulados, y logra una disminución en el uso de combustibles fósiles de 0.03PJ de combustóleo y 1.74 PJ de coque anual en 2060.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costo de transporte de biomasa 7.97 USD/ton.	(Calidra, 2015)
S.2	Costo promedio de residuos forestales 23.8 USD/ton.	(G. Perez et al., 2012)
S.3	Costo incremental de Operación y mantenimiento 5 USD/ton.	(CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018)
S.4	Tiempo de vida del proyecto 15 años.	(CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	-\$0.24 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	-------------------------------------	--------------------



Medida G-11. Uso de gas natural en la industria de cal

Descripción de la medida

Esta medida se centra en sustituir la quema de combustibles con mayor contenido de carbono usados en la industria de la cal, como el carbón y el coque, por gas natural que se usa como combustible de transición para descarbonizar la matriz de energía con una menor intensidad de CO₂. Es importante mencionar que la medida está sujeta al desarrollo de la red de gasoductos para transportar el combustible hasta las plantas de cal.

El potencial de reducción de esta medida se estimó para dos plantas, una localizada en Jalisco y otra San Luis Potosí, en donde la sustitución de coque por gas natural se hará de forma paulatina hasta sustituir completamente su consumo a partir de 2030.

La reducción de emisiones de la medida se estimó con la diferencia entre las emisiones por quema de los combustibles usados en la línea base y los usados en el escenario de mitigación. Los gases mitigados por el cambio de combustible por uno menos contaminante son CO₂, CH₄ y N₂O.

Condiciones habilitadoras

- Ampliación de la red de gasoductos para garantizar el suministro de gas natural de Jalisco y San Luis Potosí, que es dónde se localizan las plantas a las que se aplicará la medida.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	La tasa de crecimiento del sector se determinó de acuerdo con un valor estimado del PIB de 2.02% para el periodo 2022-2030, y de 1.33% para el resto del escenario.	(ICM, 2022a)
S.2	En la línea base, el consumo energético de los combustibles se mantiene constante en las plantas donde la medida se implementa.	(INECC and SEMARNAT, 2018)
S.3	La aplicación de esta medida se considera en cuatro plantas que trabajan con hornos de flujo paralelo regenerativo.	(INECC and SEMARNAT, 2018)

Resultados

La medida tiene un potencial de disminución de emisiones de 0.19 MtCO₂e para 2060, y un acumulado de 6.16 MtCO₂e en el periodo 2027-2060. La medida da como resultado la reducción en el consumo de 2.41 PJ anuales de coque de petróleo.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Sin cambios en la infraestructura.	(INECC and SEMARNAT, 2018)
S.2	Tiempo de vida del proyecto 15 años.	(ICM, 2022a)



Medida G-11. Uso de gas natural en la industria de cal

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	\$15.73 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	-------------------------------------	--------------------

Medida G-12. Sustitución de hornos rotatorios en la industria de cal

Descripción de la medida

En la industria de calizas, la ingeniería ha desarrollado distintos tipos de hornos, entre los que se distinguen principalmente dos: hornos horizontales y verticales. Entre los hornos verticales, se encuentran los hornos de Flujo Paralelo Regenerativo (PFR), una tecnología que utiliza un mínimo de combustible y emite cero materiales particulados, y es la tecnología más avanzada en el mercado (Caleras San Juan, 2016).

La medida contempla la sustitución de hornos horizontales rotatorios por hornos regenerativos de flujo paralelo (Maerz) que ofrecen un desempeño energético mayor al mejorar la eficiencia energética y reducir el consumo de combustibles, lo que disminuye alrededor de 42% de la demanda térmica. De acuerdo con el diagnóstico del sector obtenido por los grupos industriales y la Asociación Nacional de Fabricantes de Cal (ANFACAL), se identificó que existen dos hornos horizontales rotatorios en operación en cuyo plan de reemplazo está contemplado a corto plazo (INECC and SEMARNAT, 2018).

La reducción de emisiones es la diferencia entre las emisiones por quema de los combustibles usados en la línea base, y los usados en el escenario de mitigación.

La implementación de la medida se determinó que comience en 2027, y en cuatro años posteriores la sustitución ya sea completa, lo que da como resultado ahorros en el uso de combustible y mejoras en el proceso de producción. Se logra la disminución de emisiones de GEI como CO₂, CH₄ y N₂O.

Condiciones habilitadoras

- Después de un estudio realizado por la SEMARNAT y grupos caleros, se determinaron que existen aún en funcionamiento dos hornos por lo que la empresa ha manifestado que tienen un proyecto de inversión propio para sustituirlos.
- Identificación de mecanismos de financiamiento.
- Instrumentación de financiamiento orientado a la adquisición de equipos eficientes o a la mejora de procesos productivos de la industria.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	El consumo energético de los hornos evaluados es de 1,408,872 GJ de gas natural.	(INECC and SEMARNAT, 2018)



Medida G-12. Sustitución de hornos rotatorios en la industria de cal

- | | | |
|-----|--|----------------------------|
| S.2 | La medida tiene un potencial de ahorro anual en el consumo de combustible de 42% para las plantas donde la medida será implementada. | (INECC and SEMARNAT, 2018) |
| S.3 | La tasa de crecimiento anual para las plantas en las que se implementa la medida es de 2% para determinar el crecimiento del consumo de combustible. | (INECC and SEMARNAT, 2018) |
| S.4 | La implementación de la medida comienza en 2027 y la sustitución se lleva a cabo completamente en 2030. | |

Resultados

Esta medida de cambio de tecnología tiene un potencial de mitigación de 0.03 MtCO₂e, y un ahorro de 0.6 PJ de gas natural anual.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	El costo marginal de abatimiento de la medida es de 4.03 USD/tCO ₂ e reportado por INECC y SEMARNAT.	(INECC and SEMARNAT, 2018)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	-\$12.51 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	--------------------------------------	--------------------



Medida G-13. Mejora de la eficiencia energética en la industria de cal

Descripción de la medida

Las medidas de eficiencia energética tienen el objetivo de reducir el consumo global de energía, con la finalidad de optimizar el uso de energía sin comprometer la producción del sector.

Las mejoras en eficiencia del sector cal engloban la implementación de programas de buenas prácticas para reducir el consumo eléctrico, y modernización de instalaciones mediante la sustitución de equipos por otros con mayor eficiencia.

La medida tiene un potencial de mitigación de 0.06-0.24 MtCO₂e anuales (INECC and SEMARNAT, 2018). La implementación de la medida inicia en 2027, y la mitigación aumenta paulatinamente hasta alcanzar el potencial total en 2052, y se mantiene hasta 2060.

Condiciones habilitadoras

- Instrumentación de financiamiento orientado a la adquisición de equipos eficientes o a la mejora de procesos productivos de la industria.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Esta medida abarca programas de buenas prácticas entre empleados y eficiencia energética.	(INECC and SEMARNAT, 2018)
S.2	Esta medida tiene el objetivo de reducir 10% el consumo eléctrico de las plantas.	(INECC and SEMARNAT, 2018)

Resultados

Medidas de eficiencia eléctrica en este sector tienen un potencial de mitigación de emisiones de 0.03 MtCO₂e anuales para 2060, un acumulado de 1.15 MtCO₂e y un ahorro en el uso de energía eléctrica de 1.89 PJ.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se logra ahorrar para 2060 1.9 PJ de energía eléctrica.	ICM
S.2	Se supuso que la adopción de buenas prácticas no tiene costos significativos de inversión y mantenimiento.	ICM

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	-\$179.41 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	---------------------------------------	--------------------



G.3.3. Industria del vidrio

Medida G-14. Optimizar la eficiencia de hornos en el subsector vidrio

Descripción de la medida

En la industria de vidrio, la etapa de mayor repercusión económica, energética y ambiental es la fusión del vidrio que representa más de 75% del consumo total de energía y el 90% de la emisión de GEI (CONUEE, SENER and GIZ, 2018).

Esta medida tiene como objetivo optimizar la eficiencia de los hornos de fusión mediante la reducción de pérdidas de energía mediante la optimización del aire de combustión, la mejora del recubrimiento y la sustitución de ladrillos refractarios.

Generalmente, al proceso de combustión se le suministra más aire del necesario para una operación adecuada en calderas comerciales, pero existe la posibilidad de minimizar el exceso de aire con la finalidad de reducir el volumen de gases de combustión. La corrección de exceso de aire puede reducir las pérdidas y con ello las necesidades energéticas de los hornos (Worrell et al., 2008a).

En calderas pequeñas y medianas, es común que exista exceso de aire de entre 10% a 15%, y puede ajustarse a 5% de exceso de aire. En calderas grandes, se encuentra un exceso de aire entre 7-10%, y su operación es posible con valores de 2-3% (CONUEE, SENER and GIZ, 2018). El ahorro de energía por optimización del aire de combustión tiene un potencial de mitigación de 5-10% del consumo de combustible, de acuerdo con CONUEE.

Por su parte, la mejora del recubrimiento reduce el consumo energético entre 1-2%. Una mejora en recubrimiento refractario y aislaciones — según un proveedor de ladrillos refractarios— puede reducir entre 1-1.5% la factura energética de la planta. Se podrían conseguir ahorros de hasta 7% al sustituir los ladrillos refractarios en la sección de regeneración con materiales especiales (Worrell et al., 2008a).

Condiciones habilitadoras

- Instrumentación de financiamiento orientado a la adquisición de equipos eficientes o a la mejora de procesos productivos de la industria.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	La implementación de la medida comienza en 2027 de forma paulatina hasta alcanzar el potencial total en 2060.	ICM
S.2	La optimización del exceso de aire de combustión tiene un potencial de ahorro de 5% del consumo de energía.	(CONUEE, SENER and GIZ, 2018)
S.3	El potencial de reducción del consumo energético de la planta para la mejora en recubrimiento refractario y aislaciones es de 4%.	(CONUEE, SENER and GIZ, 2018)
S.4	La sustitución del material aislante se consideró con un potencial de ahorro de energía de 2%.	(CONUEE, SENER and GIZ, 2018)



Medida G-14. Optimizar la eficiencia de hornos en el subsector vidrio

Resultados

La implementación de medidas de eficiencia energética en los hornos del subsector vidrio tienen un potencial de mitigación de 0.7 MtCO₂e anuales para 2060, y un acumulado de 12.8 MtCO₂e en el periodo de implementación de la medida. Además, se logra un ahorro de 11.9PJ de energía anual.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	El recubrimiento térmico tiene un costo de inversión de 463,655 USD 2021/PJ de energía reducida.	(CONUEE, SENER and GIZ, 2018)
S.2	Los costos de operación y mantenimiento de los recubrimientos térmicos es de 264,946 USD 2021/PJ, valor que no considera el ahorro en el uso de combustibles.	(CONUEE, SENER and GIZ, 2018)
S.3	Los costos de operación y mantenimiento en la optimización del aire de combustión suman 783,797 USD 2021/PJ, sin considerar ahorro en el consumo de combustible.	(CONUEE, SENER and GIZ, 2018)
S.4	El tiempo de vida del proyecto se consideró de 15 años.	(ICM, 2022a)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	-\$4.6g USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	-------------------------------------	--------------------



Medida G-15. Pre calentamiento de la carga batch el subsector vidrio

Descripción de la medida

El proceso de fusión de materias primas en la producción de vidrio consume mucha energía, por lo que la mayoría de los esfuerzos de ahorro de energía en esta industria se han centrado en mejoras para el aprovechamiento de la energía en esta etapa, como sistemas para la recuperación de calor (M. Rue, Servaites and Wolf, 2007).

La medida consiste en reutilizar el calor de los gases de combustión para precalentar el aire de entrada, y su implementación tiene como beneficio ahorro en el consumo de combustibles fósiles, ya que el gas natural representa alrededor de 92% del consumo térmico del subsector vidrio (Secretaría de Energía, 2023), de acuerdo con la información del SIE.

La mitigación anual de emisiones por esta medida sigue una trayectoria progresiva de implementación desde 2027 a 2060, para alcanzar el potencial de mitigación de 8% del consumo de gas natural y 90 kWh/t de electricidad (CONUEE, SENER and GIZ, 2018).

El lote o batch y el vidrio reciclado normalmente se introducen fríos al horno, y puede lograrse un importante ahorro de energía si se aprovecha el calor residual del horno, lo que reduce emisiones si los hornos utilizan combustible fósil. Además, esta medida puede brindar un aumento en la capacidad del horno de 10-15% sin comprometer su tiempo de vida útil. Se requieren inversiones en equipamiento e infraestructura aguas abajo del horno para poder utilizar cualquier aumento en la capacidad de extracción del vidrio. Los costos podrían ser significativos, en particular los relacionados con las máquinas de mayor capacidad (CONUEE, SENER and GIZ, 2018).

La medida logra la mitigación de emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O por la reducción de combustión de gas natural en el proceso de fusión de materias primas.

Condiciones habilitadoras

- Instrumentación de financiamiento orientado a la adquisición de equipos eficientes o a la mejora de procesos productivos de la industria.
- Realizar un estudio detallado del sector, para identificar las plantas factibles técnica y económicamente para el desarrollo de la medida.
- Se requiere de capacitación del personal involucrado, ya implica un pretratamiento nuevo de la materia prima y se requiere de nuevas prácticas de operación y mantenimiento, adicional a una operación adecuada y uso apropiado de los sistemas o equipos nuevos.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	El ahorro de combustibles se asumió que proviene de la reducción en el consumo de gas natural que representa 98% del consumo de combustibles fósiles en esta industria.	(ICM, 2022a), (SENER, 2023)
S.2	La medida tiene un potencial de reducción de 8% en el uso de calor directo.	(CONUEE, SENER and GIZ, 2018)
S.3	Potencial de reducción de 40% de electricidad en fuerza motriz.	(CONUEE, SENER and GIZ, 2018)
S.4	El periodo de implementación de la medida se desarrolla a partir de 2027.	ICM
S.5	La medida se aplica a la fracción de la industria que genera vidrio plano, cristal flotado, vidrio y cristal templado y laminado que tiene una producción de 0.1 Mton anual.	(INEGI, 2019)



Medida G-15. Pre calentamiento de la carga batch el subsector vidrio

S.6	Se consideró horno de tipo regenerativo para la fundición de la materia prima.	(Worrell et al., 2008a)
S.7	Para determinar el consumo de energía en los hornos de fundición, se consideró un consumo específico de gas natural de 8.5 Mmbtu/ton y 0.3 Mmbtu/ton de energía eléctrica.	(Worrell et al., 2008a)

Resultados

La medida logra una mitigación anual de 0.01 MtCO_{2e} para 2060, y un acumulado de 0.18 MtCO_{2e} en el periodo de implementación 2027-2060.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	El costo de inversión estimado es de 27 USD 2018/t. 29.80 USD 2021/t	(CONUEE, SENER and GIZ, 2018)
S.2	Tiempo de vida útil del sistema de es de 20 años	(Dolianitis <i>et al.</i> , 2016)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	-\$46.78 USD/tCO_{2e}	Elaboración propia
-------------------------------------	--------------------------------------	--------------------



Medida G-16. Equipos de control en el subsector vidrio

Descripción de la medida

Los sistemas de control de procesos se aplican en diversas industrias con el fin de mejorar la productividad, la calidad del producto y la eficiencia del proceso de producción, lo cual ayuda a reducir el consumo de energía. El control de procesos en el tanque de fusión de vidrio es difícil de lograr por el ambiente agresivo y las altas temperaturas presentes (Worrell et al., 2008b).

El control computarizado del proceso —de acuerdo con un estudio realizado por la CONUEE en la industria del vidrio— tiene un potencial de ahorro de 2-3% además de un beneficio en el incremento en la producción de hasta 8% (CONUEE, SENER and GIZ, 2018).

La medida plantea la incorporación de variadores de velocidad en ventiladores de aire para la combustión para optimizar la operación; estos sistemas alteran la velocidad del motor cambiando el voltaje y la frecuencia de la electricidad suministrada según los requerimientos del sistema. Otro sistema que compone la medida es el control automatizado, cuyo objetivo es aumentar la productividad, al minimizar fallas y controlar en tiempo real los procesos.

El periodo de implementación de la medida abarca los años 2027 a 2030, periodo en que los sistemas de control entran de forma paulatina en los procesos productivos del subsector vidrio. La medida alcanza 100% de implementación en 2052, y se mantiene hasta el final del escenario neta cero.

La medida tiene como beneficio la reducción del consumo de energía, y por consiguiente la reducción de emisiones directas e indirectas de CO₂, CH₄ y N₂O por la reducción en el consumo de combustible y energía eléctrica.

Condiciones habilitadoras

- Instrumentación de financiamiento orientado a la adquisición de equipos eficientes o a la mejora de procesos productivos de la industria.
- Desarrollo de un sistema de información suficientemente desagregado, ya que la aplicación de un sistema de variación de velocidad y de control de proceso depende del conocimiento de información de los procesos, como tiempos de operación, tipo de carga y características del sistema.
- Se requiere capacitación del personal involucrado, ya que los equipos de control requieren de nuevas prácticas de operación y mantenimiento y una operación adecuada de los sistemas de control.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	El uso de control computarizado del proceso tiene un potencial de ahorro de energía de 3% y un incremento en la producción de hasta 8%.	(CONUEE et al., 2018)
S.2	El uso de variadores de velocidad en los ventiladores de aire para la combustión tiene un potencial de ahorro de energía eléctrica de 800 kWh/año.	(CONUEE et al., 2018)
S.3	Se consideró una tasa de crecimiento anual de 1.6%.	ICM



Medida G-16. Equipos de control en el subsector vidrio

Resultados

El potencial de mitigación que se alcanza para 2060 es de 0.2 MtCO₂e anuales, y un acumulado de 3.64 MtCO₂e. Los ahorros también se traducen en una disminución de 3.48 PJ de la demanda de energía en 2060.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	La inversión estimada de la medida es de 150,000 USD.	(CONUEE, SENER and GIZ, 2018)
S.2	Costos de variadores es de 2.46 USD/ton.	(CONUEE, SENER and GIZ, 2018)
S.3	Costo de inversión para control automatizado de 1.85 USD/ton.	(CONUEE, SENER and GIZ, 2018)
S.4	El costo incremental de operación y mantenimiento de los sistemas de control automatizado es de -1.6 USD/ton.	(CONUEE, SENER and GIZ, 2018)
S.5	El tiempo de vida de los proyectos de equipos de control se consideró de 15 años.	(CONUEE, SENER and GIZ, 2018)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	-\$6.84 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	-------------------------------------	--------------------



Medida G-17. Aumentar el reciclaje de vidrio

Descripción de la medida

Las plantas actualmente cuentan con programas de reciclaje de vidrio para recolectar y, tras un análisis, determinar la fórmula adecuada para incorporar un porcentaje de vidrio posconsumo en los procesos de fabricación de vidrio, sin comprometer la calidad del producto final (VITRO, 2021).

El uso de vidrio reciclado (*cullet*) en los hornos de fusión puede reducir significativamente el consumo de energía, ya que su punto de fusión es menor al de las materias primas constituyentes (UN Climate Technology Centre & Network, 2010).

Algunos de los ahorros de energía logrados pueden compensarse debido a los consumos energéticos en la trituración, limpieza, clasificación y transporte de los residuos de vidrio (CONUEE, SENER and GIZ, 2018). Además del ahorro de energía, esta medida reduce la cantidad de materia prima utilizada, así disminuye el uso de energía en la producción de materias primas y aumenta la vida del horno hasta 30% debido a la menor temperatura de fusión y a un lote de carga menos corrosivo (Worrell *et al.*, 2008b).

El incremento de la cantidad de vidrio reciclado (*cullet*) tiene un potencial de ahorro en el que cada 10% de aumento en la cantidad de pellet utilizado como materia prima resulta en 2.5-3% de ahorro de energía (CONUEE, SENER and GIZ, 2018).

La proporción de *cullet* —fracción de la carga del horno representada por el *cullet*— se sitúa en el intervalo de 0.4 a 0.6 para las aplicaciones en la fabricación de recipientes, que constituye el grueso de la producción de vidrio (CANACEM and FICEM, 2023). La medida tiene una implementación paulatina a partir de 2027, hasta alcanzar el porcentaje de reciclaje de 60% para 2060. Esta medida reduce emisiones CO₂, CH₄ y N₂O por la quema de gas natural.

Condiciones habilitadoras

- Fortalecimiento de regulaciones de gestión de residuos y dar prioridad al coprocesamiento de residuos.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	La meta del reciclaje de vidrio para 2050 se consideró de alrededor de 60% y se mantiene hasta 2060.	(CONUEE, SENER and GIZ, 2018)
S.2	La meta del reciclaje de vidrio para 2050 se consideró de alrededor de 60% y se mantiene hasta 2060.	De acuerdo con datos de disponibilidad y prospectiva estimada (SEMARNAT, 2020)
S.3	La proporción de vidrio en RSU se consideró de 4.7% durante el periodo 2021-2060.	(SEMARNAT, 2020)
S.4	El total de vidrio reciclado en 2019 fue de 99 ton/d, que representa 1.9% del vidrio recolectado manteniéndose constante hasta el año 2027.	(Instituto Nacional de Geografía y Estadística, INEGI, 2021)

Resultados

Esta medida tiene un potencial de mitigación de 0.9 MtCO₂e anuales en 2060, y un acumulado de 14 MtCO₂e en el periodo de implementación, además de un ahorro de 15.6 PJ de energía anuales.



Medida G-17. Aumentar el reciclaje de vidrio

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Los costos de inversión son nulos, debido a que ya se cuenta con la infraestructura necesaria y la tecnología.	(ICM, 2022a)
S.2	Los costos diferenciales de operación y mantenimiento son de 0.0115 USD/t/d capacidad.	(ICM, 2022a)
S.3	Tiempo de vida del proyecto 15 años.	(CONUEE, SENER and GIZ, 2018)
S.4	Tasa de descuento 10%. del proyecto.	(ICM, 2022a)
Resultado costos		
Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	-\$7.26 USD/tCO₂e	Elaboración propia



Medida G-18. Electrificación en vidrio

Descripción de la medida

En esta medida se evalúan los beneficios potenciales en mitigación de emisiones debido a la electrificación intensiva del proceso de producción de vidrio. Esta electrificación se refiere al cambio tecnológico en los hornos de fundido, que en la línea base funcionan con gas natural. El cambio tecnológico se daría a partir de 2030, con lo que los hornos de fundición serán eléctricos.

El segmento de producción de vidrio objetivo de la medida es el de fabricación de botellas y contenedores. Se considera una penetración gradual de 10% anual a partir de 2030, para llegar a 100% de la capacidad instalada de fundición en 2039, y mantenerse de esa manera hasta 2060. Para la estimación de los potenciales de mitigación, se consideró el gas natural que deja de quemarse, así como el consumo eléctrico adicional que se requerirá en los nuevos hornos.

Se asume que la electricidad será comprada de la red, con lo que se tendrían emisiones indirectas dadas por el factor de emisión eléctrico nacional. La reducción de emisiones se estima entonces con el balance entre las emisiones del gas que deja de quemarse y las emisiones asociadas al nuevo consumo eléctrico de los hornos.

Subsectores y GEI cubiertos: sector industrial, subsector vidrio. Emisiones directas mitigadas provenientes del CO₂ evitado por combustión de gas natural en hornos de fundición de vidrio. Emisiones indirectas adicionales por consumo de electricidad en hornos eléctricos.

Metodología

Para evaluar los potenciales de mitigación de la medida, se estimó la producción total nacional de vidrio en contenedores. Para esto, se tomó la información del Censo Económico 2019 de INEGI, respecto a la clase 327213 "Fabricación de envases y ampollitas de vidrio", que incluye botellas de vidrio para cerveza, para otras bebidas alcohólicas, para refresco y aguas gaseosas, para otros usos, frascos y envases de vidrio y otros envases de vidrio (INEGI, 2022). La información se reporta como piezas, por lo que se estimó la masa de acuerdo con el tipo de envase y su intervalo de capacidad, indicado en la encuesta, con datos de diversas fuentes consultadas en la red.

La proyección de la producción de vidrio hasta 2060 se hizo con la tasa de crecimiento del PIB sectorial 3272 - Fabricación de vidrio y productos de vidrio (INEGI, 2023). El consumo de gas natural en la línea base se estimó con los datos de producción de vidrio y un valor de consumo por tonelada típico en hornos de fundición del segmento de vidrio para contenedores, reportado en (Worrell *et al.*, 2008b).

El consumo eléctrico específico de los nuevos hornos de fundición a implementar se tomó de (Beyond Zero Emissions, 2018). La reducción de emisiones se calcula como la diferencia entre las emisiones por consumo de gas natural en hornos en la línea base y el nuevo consumo de electricidad de los hornos eléctricos en el escenario de mitigación.

Condiciones habilitadoras

- Instrumentación de financiamiento orientado a la adquisición de equipos eficientes o a la mejora de procesos productivos de la industria.
- La medida se hace más viable si se hace efectiva la descarbonización en la producción de la energía de la red eléctrica nacional y la reducción de los costos por el uso de tecnologías como solar y eólica.
- Se requiere de capacitación del personal involucrado, ya que las tecnologías nuevas que mejoran la eficiencia energética requieren de nuevas prácticas de operación y mantenimiento mediante una operación adecuada y uso apropiado de los nuevos equipos.



Medida G-18. Electrificación en vidrio

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Consumo de gas natural por tonelada de vidrio en hornos del segmento de producción de vidrio para contenedores, 7.5 GJ/tonelada,	(Worrell <i>et al.</i> , 2008a)
S.2	Consumo específico de electricidad en hornos eléctricos de fundición de vidrio, 860 kWh/tonelada.	(Beyond Zero Emissions, 2018)
S.3	Tasa de crecimiento en la producción de vidrio, de acuerdo con la tasa de crecimiento observada en el PIB del subsector en el periodo 2013-2022, 2.345%.	(INEGI, 2023)
S.4	Factor de emisión de CO ₂ para gas natural, 56.1 toneladas de CO ₂ /TJ.	(SEMARNAT-INECC, 2014)
S.5	Factor de emisión de GEI de la red eléctrica por año de acuerdo con resultados de los modelos usados en el proyecto en el periodo 2030-2060.	

Resultados

La mitigación a 2060 es de 3.4 millones de toneladas de CO₂e. La reducción de emisiones corresponde al balance entre emisiones directas por quema de gas natural en hornos en línea base y emisiones indirectas por consumo eléctrico en escenario de mitigación.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Debido a falta de información, no fue posible estimar los costos marginales de la medida	



G.3.4. Industria química

La industria química es esencial ya que contribuye a la cadena de suministro de muchas industrias siendo un sector muy variado en procesos, equipos y productos. De acuerdo con varios estudios hechos por la CONUEE, este sector tiene potencial para implementar medidas de eficiencia térmica y eléctrica. La industria química es la responsable de la generación del 10% de las emisiones del sector industrial de acuerdo al Inventario Nacional (INECC, 2018d).

Medida G-19. Cogeneración en el sector químico

Descripción de la medida

La medida consiste en la implementación de sistemas de cogeneración en la industria química, mediante el aprovechamiento de la energía eléctrica y térmica de sistemas de cogeneración que aprovechan la energía térmica disponible y sin aprovechar de diferentes procesos.

La generación eléctrica se estimó a partir de la eficiencia de las tecnologías de turbina de gas (36%) y motogenerador (46%), así como una eficiencia de 85% de una caldera convencional. Esto corresponde a un potencial de generación eléctrica de 224 GWh por cada GJ de ahorro de energía asociado a la cogeneración. La reducción de emisiones se estimó a partir del consumo neto de gas natural para la generación vapor, y el ahorro en el consumo de electricidad entre el escenario de la línea base y el escenario emisiones netas cero donde sistemas de cogeneración son implementados.

La medida tiene un periodo de implementación de 2027 a 2060, y se establece de forma paulatina hasta alcanzar el mayor potencial en 2050. La medida mitiga emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O provenientes de la quema de gas natural que ya no se queman en la caldera convencional.

Condiciones habilitadoras

- Desarrollo de una Hoja de Ruta de descarbonización en la industria química —y puesta en marcha de sus acciones—, que incluya a la implementación de sistemas de cogeneración como opción para reducir las emisiones de GEI. Los esfuerzos de reducir emisiones deben coordinarse con la operación de un Sistema de Gestión de la Energía.
- Simplificación de la regulación para el desarrollo de proyectos de cogeneración.
- Desarrollo y mantenimiento de un sistema de información actualizado periódicamente para reportar el avance de la implementación de la medida.
- Acceso a financiamiento para superar los costos de inversión requeridos para instalar la tecnología.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	El potencial técnico de cogeneración no explotado es de 10.5 PJ.	(CONUEE et al., 2018)
S.2	Se consideró un potencial de generación eléctrica de 224 GWh por cada GJ de ahorro de energía.	(ICM, 2022a)
S.3	La implementación de sistemas de cogeneración es gradual entre los años 2027 y 2040, con un aumento de implementación de 7%.	ICM



Medida G-19. Cogeneración en el sector químico

S.4 El potencial de generación eléctrica asociado a la medida es de 2,768 GWh, que se alcanza a partir de 2050 y se mantiene para 2060. (ICM, 2022a)

Resultados

La medida de sistemas de cogeneración para la industria química tiene un potencial de mitigación de 1.3 MtCO₂e anuales que se alcanza a partir de 2050 y se mantiene hasta 2060. La medida logra una reducción acumulada de 33 MtCO₂e.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	El costo de inversión es de 1.200 USD/kW de capacidad instalada de cogeneración.	(ICM, 2022a)
S.2	Costos de operación de 40 USD/kW.	(IEA and ETSAP, 2010)
S.3	El tiempo de vida útil de la planta de cogeneración es de 25 años.	(Begoña, 2018), (ICM, 2022a)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	-\$61.29 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	--------------------------------------	--------------------



Medida G-20. Aislamiento térmico

Descripción de la medida

En México se estima que existen por lo menos 3,000 kilómetros de tuberías industriales, de los cuáles 1,200 km siguen sin tener algún tipo de aislamiento térmico o que cuentan con un aislamiento sumamente deteriorado, y alrededor de 1,200 km cuentan con un aislamiento insuficiente. El aislamiento térmico industrial tiene la capacidad de reducir las pérdidas de calor en un rango de 95-97% según la temperatura, el material y las condiciones ambientales (ANIQ, 2016).

Debido al desgaste de los elementos que recubren al aislamiento, prácticas deficientes de instalación y falta de aislamiento en ciertos elementos, normalmente se encuentran oportunidades para mejorar las condiciones de los sistemas de aislamiento (CONUEE, SENER and GIZ, 2018).

La medida considera mejorar el aislamiento térmico en los sistemas de distribución de vapor, compuestos por tuberías, válvulas y accesorios, así como equipos de intercambio de calor o procesos que emplean vapor o calor, que se aíslan térmicamente por temas de seguridad del personal y para evitar la disipación de calor que se traduce en pérdidas de energía.

Esta medida tiene un potencial de ahorro de entre 2-5% (CONUEE, SENER and GIZ, 2018) de la energía de combustible requerido, y tiene una aplicabilidad técnica en 50% en los sistemas de la industria química, con un periodo de implementación a partir de 2027, y se establece de forma paulatina hasta alcanzar en 2060 el mayor potencial.

En términos de emisiones, se logra una reducción de CO₂, CH₄ y N₂O provenientes de la disminución en la quema de combustible en las calderas que cubren el requerimiento de vapor de los procesos y servicios.

Condiciones habilitadoras

- Desarrollo de una Hoja de Ruta de descarbonización en la industria química —y puesta en marcha de sus acciones—, que incluya a la implementación de sistemas de cogeneración como opción para reducir las emisiones de GEI. Los esfuerzos de reducir emisiones deben coordinarse con la operación de un Sistema de Gestión de la Energía.
- Instrumentación de financiamiento orientado a la adquisición de equipos eficientes o a la mejora en la eficiencia de procesos productivos de la industria.
- Actualización y vigilancia del cumplimiento de la NOM-009-ENER-2014, Eficiencia energética en sistemas de aislamientos térmicos industriales.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se consideró que el potencial de ahorro en el consumo de energía es de 3%.	(CONUEE, SENER and GIZ, 2018)
S.2	La medida tiene una aplicabilidad técnica en 50% de la industria.	(CONUEE, SENER and GIZ, 2018)
S.3	La implementación de la medida comienza en 2027.	ICM
S.4	Del consumo de combustibles de la industria química, 94% se usa en calderas para generación de vapor.	(ANIQ, 2016)



Medida G-20. Aislamiento térmico

S.5 El consumo de combustibles fósiles de la industria química se distribuye de la siguiente forma: (SENER, 2023) gas natural 87%, diésel 5%, coque de petróleo 4%, combustóleo 3% y GLP 1%.

Resultados

El cambio de aislamiento térmico tiene un potencial de reducción de emisiones de 0.09 MtCO₂e, con un acumulado de 2.28 MtCO₂e y un ahorro de 1.57 PJ de energía.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costo de inversión de 0.42 USD 2018/GJ, 0.46 USD 2021/GJ.	(CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018)
S.2	Costo incremental de operación y mantenimiento de la medida de 0.24 USD 2018/GJ, sin considerar la energía. 0.26 USD 2021/GJ.	(CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018)
S.3	Tiempo de vida útil de 10 años.	(CONUEE, 2009a)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	-\$13.67 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	--------------------------------------	--------------------



Medida G-21. Manejo de condensado

Descripción de la medida

La medida abarca el mejoramiento en los sistemas de evacuación y recuperación de condensado, con la finalidad de minimizar los requisitos energéticos.

En la industria química, en los intercambiadores de calor, el vapor es alimentado para ceder su calor latente y posteriormente condensando. El condensado que se forma tiene una reducida capacidad para ceder calor comparado con el vapor, por lo que debe ser evacuado de los equipos, ya que no hacerlo puede ocasionar incremento en los tiempos de proceso y escape de vapor vivo sin trabajar, con lo que se pierde energía (CONUEE, SENER and GIZ, 2018).

En el caso de las tuberías que conducen vapor, la evacuación del condensado es necesaria para limitar que se formen bolsas de agua que pueden producir un golpe de ariete potencialmente destructivo para el sistema. Cuando los sistemas de evacuación de condensado se instalan en conjunto con un sistema de retorno, puede recuperarse energía al retornarlo al tanque de agua de alimentación, lo cual también reduce costos por tratamiento de agua cruda (CONUEE, SENER and GIZ, 2018), ya que el condensado de vapor es usualmente agua de alta pureza que puede ser reutilizada.

Otra medida para mejorar la recuperación de condensado es la selección adecuada de las trampas de vapor, que es una válvula automática para el drenado de condensado y gases no condensables de los circuitos o sistemas de vapor para garantizar el buen funcionamiento de tuberías y elementos de la red de vapor, lo que contribuye al uso eficiente de la energía al reducir el consumo de energía por la reducción en la quema de combustible y la consecuente disminución de emisiones GEI (Vera, 2022).

La medida tiene un periodo de implementación a partir de 2027,-y se establece de forma paulatina hasta alcanzar el mayor potencial en 2060.

Las submedidas engloban una mejora en el manejo de condensado con un potencial de ahorro de energía de 1-15% (CONUEE, SENER and GIZ, 2018). Se logra una reducción de CO₂, CH₄ y N₂O provenientes de la disminución en la quema de combustible.

Condiciones habilitadoras

- Desarrollo de una Hoja de Ruta de descarbonización en la industria química —y puesta en marcha de sus acciones—, que incluya a la implementación de sistemas de cogeneración como opción para reducir las emisiones de GEI. Los esfuerzos de reducir emisiones deben coordinarse con la operación de un Sistema de Gestión de la Energía.
- Instrumentación de financiamiento orientado a la adquisición de equipos eficientes o a la mejora en la eficiencia de procesos productivos de la industria.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Potencial de ahorro de energía considerado de 10%.	(CONUEE et al., 2018)
S.2	La aplicabilidad técnica es de 30% en la industria química.	(CONUEE, SENER and GIZ, 2018) (CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018)
S.3	La implementación de la medida comienza en 2027.	ICM



Medida G-21. Manejo de condensado

- S.4 Del consumo de combustibles de la industria química, 94% se usa en calderas para generación de vapor. (ANIQ, 2016)
- S.5 El consumo de combustibles fósiles de la industria química se distribuye de la siguiente forma: gas natural 87%, diésel 5%, coque de petróleo 4%, combustóleo 3% y GLP 1%. (SENER, 2023)

Resultados

El manejo adecuado del condensado tiene un potencial de mitigación de alrededor de 0.19 MtCO₂e anuales, y una mitigación acumulada de 4.56 MtCO₂e. La reducción de energía alcanza el potencial de 3.13 PJ anuales.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costo de inversión es de 0.63 USD 2018/GJ, 0.7 USD 2021/GJ.	(CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018)
S.2	Costo incremental en operación y mantenimiento de 0.09 USD 2018/GJ, 0.10 USD 2021/GJ.	(CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018)
S.3	Tiempo de vida útil un sistema de condensado es de 20 años.	(Mastersi, 2021)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	-\$13.71 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	--------------------------------------	--------------------



Medida G-22. Ajustes de combustión

Descripción de la medida

El proceso de combustión en una caldera de vapor requiere una adecuada mezcla del combustible y aire; en muchas ocasiones, para asegurar una buena mezcla, se ingresa a la caldera más aire del necesario para llevar a cabo una operación adecuada, pero aunque no es posible una combustión sin exceso de aire en calderas, sí existe la posibilidad de minimizar dicho exceso (CONUEE, SENER and GIZ, 2018).

En innumerables pruebas e investigaciones, se ha comprobado que los niveles excesivos de aire provocan incrementos considerables en el suministro de energía a la caldera y la temperatura de los gases que salen de la chimenea, así como una reducción significativa de la eficiencia de la caldera. Por el contrario, un bajo nivel del exceso de aire provoca que la combustión sea incompleta y se produzcan hollín e inquemados (CONUEE, 2009b).

La medida puede lograrse sin necesidad de cambio de equipo o accesorios, sino simplemente con una medición de gases de combustión y una carburación adecuada, y modificando los puntos o posiciones de elementos finales de control para inyección de aire y combustible. El único costo involucrado es el de materiales consumibles para el equipo de medición, y el tiempo del personal externo contratado, ya que en el caso del personal interno por ser parte de sus actividades normales no incide como costo adicional para la empresa (CONUEE, SENER and GIZ, 2018).

La medida tiene un periodo de implementación a partir de 2027,—y se establece de forma paulatina hasta alcanzar el mayor potencial en 2060.

El manejo de condensado tiene un potencial de ahorro de energía entre 1-2% (CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018). La medida tiene una reducción de CO₂, CH₄ y N₂O provenientes de la disminución en la quema de combustible.

Condiciones habilitadoras

- Desarrollo de una Hoja de Ruta de descarbonización en la industria química —y puesta en marcha de sus acciones—, que incluya a la implementación de sistemas de cogeneración como opción para reducir las emisiones de GEI. Los esfuerzos de reducir emisiones deben coordinarse con la operación de un Sistema de Gestión de la Energía.
- Instrumentación de financiamiento orientado a la adquisición de equipos eficientes o a la mejora en la eficiencia de procesos productivos de la industria.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Potencial de ahorro de energía considerado de 1%.	(CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018)
S.2	La aplicabilidad técnica es de 50% sobre el consumo total de la industria química.	(CONUEE, SENER and GIZ, 2018).
S.3	La implementación de la medida comienza en 2027.	
S.4	Del consumo de combustibles de la industria química, 94% se usa en calderas para generación de vapor.	(ANIQ, 2016)



Medida G-22. Ajustes de combustión

Resultados

La medida alcanza un potencial de mitigación anual de 0.03 MtCO₂e, y un acumulado de 0.76 para el periodo 2027-2060, que se traduce en un abatimiento de 0.52 PJ de energía en el uso de combustibles fósiles.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costo incremental de operación y mantenimiento de 0.71 USD 2018/GJ. 0.78 USD 2021/GJ.	(CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018)
S.2	Costo de inversión (CAPEX) es cero	

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	-\$13.72 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	--------------------------------------	--------------------

Medida G-23. Recuperación de calor de gases

Descripción de la medida

Cuando una caldera ha sido ajustada en exceso de aire y sus superficies de transferencia se encuentran en buen estado y limpias, se alcanza la temperatura de gases mínima técnicamente posible en cada condición de carga. Cuando dicha temperatura es suficientemente alta, permite la instalación de equipo de recuperación de calor para calentar el agua de alimentación a través de economizadores, o el aire para combustión (precalentadores de aire). Mediante estos dispositivos, parte de la energía contenida en los gases de escape se transfiere al agua o al aire, respectivamente, y al incrementar su temperatura reduce las necesidades energéticas en el quemador de la caldera (CONUEE, SENER and GIZ, 2018).

Aproximadamente se reducen las pérdidas de calor en 1% por cada 30°C de reducción en la temperatura de gases de la caldera. Dado que en un economizador generalmente se busca una diferencia de entre 50 y 75°C, podría haber cerca de 2% de reducción de consumo energético al instalar estos dispositivos; en el caso de calderas de presiones altas, podría justificarse la instalación de un precalentador de aire adicionalmente al economizador, lo que reduce otro 1% el consumo de combustible (CONUEE, SENER and GIZ, 2018).

La medida tiene un periodo de implementación desde 2027, y se establece de forma paulatina hasta alcanzar el mayor potencial en 2060. El manejo de condensado tiene un potencial de ahorro de energía entre 2-3% en 25% de los sistemas en operación (CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018). La medida logra una reducción de CO₂, CH₄ y N₂O provenientes de la disminución en la quema de combustible.

Condiciones habilitadoras



Medida G-23. Recuperación de calor de gases

- Desarrollo de una Hoja de Ruta de descarbonización en la industria química —y puesta en marcha de sus acciones—, que incluya a la implementación de sistemas de cogeneración como opción para reducir las emisiones de GEI. Los esfuerzos de reducir emisiones deben coordinarse con la operación de un Sistema de Gestión de la Energía.
- Instrumentación de financiamiento orientado a la adquisición de equipos eficientes o a la mejora en la eficiencia de procesos productivos de la industria.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Potencial de ahorro de energía considerado de 2%.	(CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018)
S.2	La aplicabilidad técnica es de 25% sobre el consumo total de la industria química.	(CONUEE et al., 2018)
S.3	La implementación de la medida comienza en 2027.	
S.4	Del consumo de combustibles de la industria química, 94% se usa en calderas para generación de vapor.	(ANIQ, 2016)

Resultados

Potencial de mitigación de 0.03 MtCO₂e, y un acumulado de 0.76 MtCO₂e en el periodo del escenario emisiones netas cero, hasta alcanzar un ahorro de energía de 0.52 PJ para 2060.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costo de inversión de 0.99USD 2018/GJ. 1.09 USD 2021/GJ.	(CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018)
S.2	Costo incremental de operación y mantenimiento de 0.49 USD 2018/GJ sin contar energía, 0.54 USD 2021/GJ.	(CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA) **-\$14.63 USD/tCO₂e** Elaboración propia



Medida G-24. Recuperación de calor de purga

Descripción de la medida

La reducción de depósitos que se forman en la caldera ayuda reducir la concentración de sólidos en el agua dentro de esta, tanto en el domo de lodos (purga de fondo), como en el domo de vapor (purga de superficie).

La medida comprende la implementación de dispositivos para recuperar el calor de la purga, a través de un intercambiador de calor en donde se ceda parte del calor de la purga al agua de alimentación, además de que también puede hacerse en un tanque flash, en donde se realiza la evaporación instantánea de una fracción del agua de purga, y ese vapor puede emplearse en algún uso de baja presión (CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018).

La mayoría de las calderas no cuentan con estos dispositivos, lo cual representa una oportunidad de implementación significativa y se estima que cerca de 90% de las calderas instaladas en la industria química podrían beneficiarse de esta medida de optimización energética (CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018). El manejo de condensado tiene un potencial de ahorro de energía entre 0.5-2.5% (CONUEE, GIZ, et al., 2018), y la medida tiene un periodo de implementación paulatina de 2027 a 2060.

La medida reduce emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O provenientes de la disminución en la quema de combustible.

Condiciones habilitadoras

- Desarrollo de una Hoja de Ruta de descarbonización en la industria química —y puesta en marcha de sus acciones—, que incluya a la implementación de sistemas de cogeneración como opción para reducir las emisiones de GEI. Los esfuerzos de reducir emisiones deben coordinarse con la operación de un Sistema de Gestión de la Energía.
- Instrumentación de financiamiento orientado a la adquisición de equipos eficientes o a la mejora en la eficiencia de procesos productivos de la industria.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Potencial de ahorro de energía considerado de 2%.	(CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018)
S.2	La aplicabilidad técnica es de 50% sobre el consumo total de la industria química.	(CONUEE et al., 2018)
S.3	La implementación de la medida comienza en 2027.	...
S.4	Del consumo de combustibles de la industria química, 94% se usa en calderas para generación de vapor.	(ANIQ, 2016)

Resultados

Mediante la recuperación de calor de purga se alcanza un potencial de abatimiento de emisiones de 0.05 MtCO₂e anuales y un acumulado para el periodo 2027-2060 de 1.14 MtCO₂e. En términos de ahorro de energía se logra una reducción en el uso de energía de 0.78 PJ anuales.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
-----------	-------------	--------



Medida G-24. Recuperación de calor de purga

S.1	Costo de inversión 0.17 USD 2018/GJ, 0.19 USD 2021/GJ.	(CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018)
S.2	Costo incremental de operación y mantenimiento de 0.24 USD 2018/GJ, 0.26 USD 2021/GJ.	(CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018)
S.3	Tiempo de vida útil de intercambiadores de calor 20-25 años.	(Gesmex, no date)
Resultado costos		
Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	-\$13.79 USD/tCO₂e	Elaboración propia

Medida G-25. Quemadores de alta eficiencia

Descripción de la medida

Un quemador de alta eficiencia permite extender el rango de régimen de carga y, según el combustible, podría lograrse una buena operación desde 10% y 25% hasta 95% de carga (CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018), además de permitir un aprovechamiento mejor del combustible de alimentación e incrementar la eficiencia en la combustión.

Aunque los resultados de la implementación de esta medida de optimización energética son variables y dependen del tipo de procesos y el régimen de carga —no se recomienda esta solución para calderas con carga relativamente estable—, se han observado reducciones de consumo de combustible de entre 5% y 15% (CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018).

La medida se aplica a 10% de las calderas existentes, se considera una reducción de consumo de 10%. La medida tiene un periodo de implementación desde 2027, y se establece de forma paulatina hasta alcanzar el mayor potencial en 2060.

La medida reduce emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O provenientes de la disminución en la quema de combustible.

Condiciones habilitadoras

- Desarrollo de una Hoja de Ruta de descarbonización en la industria química —y puesta en marcha de sus acciones—, que incluya a la implementación de sistemas de cogeneración como opción para reducir las emisiones de GEI. Los esfuerzos de reducir emisiones deben coordinarse con la operación de un Sistema de Gestión de la Energía.
- Instrumentación de financiamiento orientado a la adquisición de equipos eficientes o a la mejora en la eficiencia de procesos productivos de la industria.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Potencial de ahorro de energía considerado de 10%.	(CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018)
S.2	La aplicabilidad técnica se consideró de 10% sobre el consumo total de la industria química.	(CONUEE et al., 2018)
S.3	La implementación de la medida comienza en 2027.	



Medida G-25. Quemadores de alta eficiencia

S.4 Del consumo de combustibles de la industria química, 94% se usa en calderas para generación de vapor. (ANIQ, 2016)

Resultados

La implementación de quemadores de alta eficiencia alcanza un potencial de mitigación de emisiones en el rango de 0.06 MtCO₂e anuales para 2060, y un acumulado de 1.52 MtCO₂e.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costo de inversión de 0.23 USD 2018/GJ, 0.25 USD 2021/GJ.	(CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018)
S.2	Costos de operación y mantenimiento 0 USD 2018/GJ.	(CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	-13.81 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	------------------------------------	--------------------



Medida G-26. Recuperación de calor en calentadores y hornos

Descripción de la medida

Medida de recuperación de calor (aire de combustión) que se aplica en calentadores de fluido térmico y hornos de proceso. Cuando la temperatura de los gases que salen de la caldera es suficientemente alta, permite la instalación de equipo de recuperación de calor. Aproximadamente se reducen las pérdidas de calor en 1% por cada 30 °C de reducción de temperatura de gases de la caldera. La medida tiene un potencial de ahorro de energía entre 7-10% (CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018) en el consumo energético al instalar estos dispositivos.

La temperatura con la que salen los gases de combustión de un calentador de fluido térmico es alta aún después de que ha sido ajustado el exceso de aire y sus superficies de transferencia se encuentren en buen estado. La temperatura permite la instalación de equipo de recuperación de calor para calentar el aire para combustión.

La aplicación de estos dispositivos debe seguir prácticas de diseño adecuadas, para evitar corrosión por condensación. La recuperación de calor de gases tiene un potencial de ahorro de energía de 3% en 50% de los sistemas a los que puede aplicarse (CONUEE, SENER and GIZ, 2018).

La medida tiene un periodo de implementación desde 2027, y se establece de forma paulatina hasta alcanzar el mayor potencial en 2060.

La medida mitiga emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O provenientes de la disminución en la quema de combustible, principalmente de gas natural que satisface el 87% del consumo de combustible fósil, 5% de diésel, 4% de coque, 3% de combustóleo y 1% de Gas LP.

Condiciones habilitadoras

- Desarrollo de una Hoja de Ruta de descarbonización en la industria química —y puesta en marcha de sus acciones—, que incluya a la implementación de sistemas de cogeneración como opción para reducir las emisiones de GEI. Los esfuerzos de reducir emisiones deben coordinarse con la operación de un Sistema de Gestión de la Energía.
- Instrumentación de financiamiento orientado a la adquisición de equipos eficientes o a la mejora en la eficiencia de procesos productivos de la industria.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Potencial de ahorro de energía considerado de 9% por la recuperación de calor en calentadores y hornos.	(CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018)
S.2	La aplicabilidad técnica es de 50% sobre el consumo total de la industria química en la recuperación de calor en calentadores y hornos.	(CONUEE <i>et al.</i> , 2018)
S.3	Potencial de ahorro de energía considerado de 3% por la recuperación de calor de gases en calentadores de fluido térmico	(CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018)
S.4	La aplicabilidad técnica es de 13% sobre el consumo total de la industria química en la recuperación de calor en calentadores de fluido térmico.	(CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018)
S.5	La implementación de la medida comienza en 2027	

Resultados



Medida G-26. Recuperación de calor en calentadores y hornos

La medida tiene un ahorro de 0.08 PJ de energía y un potencial de reducción de emisiones de 3.6 MtCO₂e, y un acumulado de 7.4 MtCO₂e.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costo de inversión se consideró de 0.79 USD/GJ.	(CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018)
S.2	Costo incremental de operación y mantenimiento de 0.23 USD/GJ.	(CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018)
S.3	Costo de inversión de 0.50 USD/GJ.	(CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018)
S.4	Costo incremental de operación y mantenimiento de 0.20 USD/GJ.	(CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018)
S.5	Tiempo de vida útil sistemas de intercambio de calor 15 años.	(Logicbus, 2019 (CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	-\$2.17 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	-------------------------------------	--------------------



Medida G-27. Eficiencia eléctrica en sistemas de refrigeración

Descripción de la medida

Esta medida consiste en mejorar el aislamiento térmico de tuberías y equipos que componen los sistemas de refrigeración.

En la industria química se requiere de energía para mantener a bajas temperaturas diversos fluidos de proceso, por lo que hace necesario que los sistemas de tuberías y equipos asociados al manejo de dichos fluidos y los de los sistemas de refrigerante sean aislados térmicamente tanto por seguridad como para evitar la ganancia de calor a través de la superficie de los elementos implicados, lo cual se traduce en mayores requisitos de energía dedicada a refrigeración.

Dada la fragilidad de los elementos que recubren al aislamiento, su envejecimiento y la intromisión de agua de lluvia principalmente, así como prácticas deficientes de instalación, es frecuente encontrar oportunidades para mejorar las condiciones de los sistemas de aislamiento (CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018).

La implementación de la medida tiene un potencial de ahorro de entre 1-3% (CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018) de la energía de refrigeración requerida, y se estima que al menos 50% de los sistemas de refrigeración de la industria química podrían beneficiarse de esta medida de optimización energética.

El periodo de implementación de esta medida es de 2027 a 2060, y se logra mitigar emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O provenientes de las plantas generadoras que alimentan de energía eléctrica al SEN.

Condiciones habilitadoras

- Desarrollo de una Hoja de Ruta de descarbonización en la industria química —y puesta en marcha de sus acciones—, que incluya a la implementación de sistemas de cogeneración como opción para reducir las emisiones de GEI. Los esfuerzos de reducir emisiones deben coordinarse con la operación de un Sistema de Gestión de la Energía.
- Instrumentación de financiamiento orientado a la adquisición de equipos eficientes o a la mejora en la eficiencia de procesos productivos de la industria.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Potencial de ahorro de energía considerado de 2% para la medida de eficiencia eléctrica en los sistemas de refrigeración.	(CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018)
S.2	La aplicabilidad técnica es de 25% sobre el consumo total de la industria química.	(CONUEE et al., 2018)
S.3	La implementación de la medida comienza en 2027.	ICM
S.4	El 14% del consumo de electricidad de la industria química se utiliza en refrigeración.	(ANIQ, 2016)

Resultados

La medida tiene un potencial de mitigación de emisiones acumulado de 0.01 MtCO₂e y alcanza una mitigación anual de 0.0002 MtCO₂e para 2060.



Medida G-27. Eficiencia eléctrica en sistemas de refrigeración

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costo de inversión se consideró de 0.0024 USD/kWh	(CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018)
S.2	Tiempo de vida útil de 10 años.	(CONUEE, 2009) (CONUEE, SENER and GIZ, 2018)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	-\$235.48 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	---------------------------------------	--------------------

Medida G-28. Eficiencia en sistemas de bombeo, sistemas de compresión y ventilación

Descripción de la medida

La medida tiene el objetivo de resolver los problemas por el sobredimensionamiento o la baja eficiencia en la operación de los sistemas de bombeo y de compresión empleados en aplicaciones industriales que incorporan equipo centrífugo impulsado por motor eléctrico ya que comúnmente se diseñan e instalan muchas veces a partir de especificaciones estándar para una cierta capacidad, carga, fluido y condiciones del mismo, lo cual debido a diferentes procesos o al cambio de productos elaborados en el tiempo

Mediante un análisis energético de necesidades y condiciones de proceso, puede determinarse el punto ideal de operación, así como la eficiencia global que puede alcanzarse si se realizan diversas modificaciones o cambios, entre los que se encuentran la instalación de accionamientos de velocidad variable (AVV), la modificación de impulsores o rotores de bombas y compresores, el redimensionamiento de tuberías de conducción, la reducción de fugas y recirculación, y el cambio de equipos en situaciones extremas (CONUEE et al., 2018).

La medida se implementa de forma paulatina a partir de 2027 y tiene una reducción de energía primaria de 15%-25% en 50% de los sistemas a los que puede aplicarse (CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018). La medida reduce emisiones de CO₂, CH₄, N₂O, NO_x, SO_x y partículas provenientes de las plantas generadoras que alimentan de energía eléctrica el SEN.

Condiciones habilitadoras

- Desarrollo de una Hoja de Ruta de descarbonización en la industria química —y puesta en marcha de sus acciones—, que incluya a la implementación de sistemas de cogeneración como opción para reducir las emisiones de GEI. Los esfuerzos de reducir emisiones deben coordinarse con la operación de un Sistema de Gestión de la Energía.
- Instrumentación de financiamiento orientado a la adquisición de equipos eficientes o a la mejora en la eficiencia de procesos productivos de la industria.



Medida G-28. Eficiencia en sistemas de bombeo, sistemas de compresión y ventilación

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Potencial de ahorro de energía considerado de 15%.	(CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018)
S.2	La aplicabilidad técnica de las medidas de eficiencia en los sistemas de bombeo es de 30% en todo el sector.	(CONUEE et al., 2018)
S.3	La aplicabilidad técnica de las medidas de eficiencia en los sistemas de bombeo es de 29% en todo el sector.	(CONUEE et al., 2018)
S.4	La aplicabilidad técnica de las medidas de eficiencia en los sistemas de ventilación es de 10% en todo el sector.	
S.5	La aplicabilidad técnica es de 15% sobre el consumo total de la industria química.	fuentes de información (paper, documento oficial, juicio de experto)
S.6	La implementación de la medida comienza en 2027	
S.7	Del consumo de electricidad, 10% se destina a los equipos de bombeo en la industria química.	(ANIQ, 2016)
S.8	Del consumo de electricidad, 10% se destina a los equipos de ventilación en la industria química.	(ANIQ, 2016)

Resultados

Potencial de mitigación de 0.01 MtCO₂e, y un acumulado de 0.23 MtCO₂e.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	El costo de inversión se consideró de 0.0048 USD 2018/GJ, 0.0053 USD 2018/GJ.	(CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018)
S.2	Tiempo de vida útil de 10 años.	(CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	-\$230.94 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	---------------------------------------	--------------------



Medida G-29. Producción de amoníaco verde

Descripción de la medida

Esta medida consiste en la producción de amoníaco verde para su uso como vector energético y fertilizantes. El amoníaco verde es el producido utilizando fuentes de energía renovable, y esta medida lo plantea con la finalidad de producirlo de forma más sostenible y sin emisiones.

El amoníaco es un petroquímico obtenido del gas natural, y además de ser una materia prima de diversos productos químicos como ácido nítrico, fibras sintéticas, explosivos, tintes y productos farmacéuticos, es utilizado como fertilizante y vector energético ya que permite el transporte y el almacenamiento eficiente de hidrógeno (Iberdrola, 2023). Además, uno de los principales programas de Petróleos Mexicanos es la reactivación de la producción de fertilizantes, y el amoníaco es uno de los principales componentes para su producción (ONEXPO, 2023).

El amoníaco también es un producto de la industria que se exporta; en 2021 se exportaron 76,525 toneladas de amoníaco y en el mismo año se produjeron 243,913 toneladas (ANIQ, 2016) que representó 29% del consumo nacional aparente, por lo que la importación de amoníaco es esencial para cubrir la demanda.

La medida establece la producción de amoníaco verde, en un proceso en el que primero se obtiene el hidrógeno verde mediante electrólisis de agua, es decir la descomposición del agua en hidrógeno y oxígeno utilizando energía eléctrica generada a partir de energías renovables; posteriormente, el hidrógeno se mezcla con nitrógeno a través de un proceso conocido como síntesis de Haber-Bosch, que permite la reacción del hidrógeno y el nitrógeno atmosférico a alta presión y temperatura en presencia de un catalizador para formar amoníaco (Iberdrola, 2023).

Esta medida presenta diversos beneficios entre los que destaca la reducción de emisiones respecto de la producción a partir del gas natural, y tiene como cobeneficio la reducción en la dependencia de los combustibles fósiles del subsector. La medida contribuirá también al despliegue de las energías renovables, ya que para implica aumentar la capacidad instalada de energía renovable para cubrir la demanda de energía eléctrica.

El periodo de implementación de la medida se estableció de forma lineal en el periodo 2038-2060.

La reducción de emisiones se estimó por la diferencia entre las emisiones por combustión de gas natural en la línea base y el escenario de mitigación. Los gases mitigados por la reducción en la quema de combustibles fósiles son CO₂, CH₄, N₂O, NO_x, SO_x (INECC, 2018).

Condiciones habilitadoras

- Desarrollar modelos comerciales que favorezcan los sistemas de electrólisis, ya que el costo del amoníaco verde es actualmente más alto que el amoníaco gris.
- Desarrollo de un marco regulatorio en materia producción, uso y aprovechamiento del hidrógeno en la producción de amoníaco verde.
- Establecer vinculación y coordinación entre sectores del gobierno, industria, instituciones de investigación y universidades para promover el desarrollo de proyectos de generación de amoníaco verde a diferentes escalas.



Medida G-29. Producción de amoníaco verde

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se utilizó un factor de emisión típico para el proceso, que fue de 2.13 MtCO ₂ por millón de toneladas de amoníaco	(CMM, 2022)
S.2	Se consideró la rehabilitación de una de las unidades de producción de amoníaco en el Complejo Petroquímico de Cosoleacaque y Topolobampo.	(PEMEX, 2017), (GPO, 2022)
S.3	Se consideró la adición de 1000 kton de capacidad anual para el año 2035.	ICM

Resultados

La producción de amoníaco verde tiene un potencial de mitigación para 2060 de 4.3 MtCO₂e, y un acumulado de 32 MtCO₂e.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costo de inversión de 1.129 USD por tonelada de amoníaco.	(IEA, 2019)
S.2	Se consideró un costo de operación y mantenimiento de 2.5% del valor del costo de inversión.	(IEA, 2019)
S.3	Tiempo de vida útil del proyecto 15 años.	(CMM, 2022)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	-\$8.92 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	-------------------------------------	--------------------



G.3.5. Industria del azúcar

Medida G-30. Cogeneración en el sector azúcar

Descripción de la medida

Los ingenios azucareros utilizan el bagazo residual de caña en sistemas de cogeneración para generar vapor para el proceso de producción y electricidad para autoconsumo. En 2009, se estimó que la generación eléctrica propia satisfacía entre 90 a 94% de la demanda interna (FIRA, 2010). En la zafra 2021-2022, se reportó que 97.8 % de la electricidad cogenerada fue a partir de bagazo, y el restante con combustóleo (CONADESUCA, 2023). Sin embargo, la mayor parte de los ingenios tienen calderas que producen vapor de baja presión y temperatura, típicamente 17.5 kg/cm² y 240°C (FIRA, 2010).

El uso de calderas eficientes, que manejen mayores presiones y temperaturas, en conjunción con generadores eléctricos adecuados podría aumentar la producción eléctrica, de forma que alcance para cubrir las necesidades propias de los ingenios y además se genere un excedente para venta, sin aumentar el consumo de bagazo.

En la aplicación de esta medida se hacen inversiones para incrementar el número de ingenios azucareros con sistemas de cogeneración eficiente, lo cual incluye la generación de excedentes eléctricos que se venden a la red. La mitigación de emisiones está dada por esta electricidad excedente, la cual desplaza la generación del sistema eléctrico nacional, producida a través de diversas tecnologías con variable participación, a la cual le corresponde un factor de emisión de GEI.

Se asume una implementación gradual de la medida desde 2027. La entrada de operación de sistemas de cogeneración eficiente daría inicio en ingenios clasificados como grandes; posteriormente, entrarían en operación sistemas en ingenios medianos en 2029, y finalmente en ingenios pequeños en 2031.

Subsectores y gases de efecto invernadero cubiertos: sector industrial, subsector azucarero. GEI provenientes de la combustión de combustibles fósiles en la generación eléctrica en el mix nacional (CO₂, CH₄, N₂O).

Metodología

Se clasificaron a los ingenios por tamaño, de acuerdo con su producción diaria de caña molida, de acuerdo con (INECC, 2018b) en:

- Grandes: más de 9,000 toneladas de caña molida/día.
- Medianos: de 5,000 hasta 9,000 toneladas de caña molida/día.
- Pequeños: menos de 5,000 toneladas de caña molida/día.

Para cada ingenio, se proyectó la producción de caña molida en el periodo 2023-2050, calculando los totales de caña molida por año de acuerdo con la clasificación por tamaño. Para esto se utilizó una tasa de crecimiento de 1.41 % entre 2023-2030, y de 1.21 % desde 2031 hasta 2060, de acuerdo con lo previsto en Ref NDC ICM. Del total de ingenios con producción en los 5 años previos (50 ingenios), se determinaron aquellos que ya cuentan con sistemas de cogeneración eficiente o que estén próximos a instalarlos (12 ingenios), por lo que se considera que la medida puede ser aplicada en los demás 38 ingenios.

Se asume la entrada en operación de sistemas de cogeneración eficiente en ingenios pequeños en 2027, de los medianos en 2029 y finalmente en ingenios grandes en 2031. Los potenciales de generación eléctrica por tonelada de caña molida, el consumo interno y la producción de excedentes se basan en el trabajo de (De Boeck et al., 2011).



Medida G-30. Cogeneración en el sector azúcar

La capacidad de los sistemas de cogeneración se estimó según el potencial de generación eléctrica total de cada clasificación proyectado para 2050. La reducción de emisiones está dada por la electricidad excedente generada y exportada a la red, la cual sustituye generación del sistema eléctrico nacional, a la cual le corresponde un factor de emisión de GEI en función del mix de tecnologías y combustibles disponibles.

Los ingenios que ya cuentan con sistemas de cogeneración eficiente o en proceso de implementación se determinaron con información de la CRE (CENACE, 2023), CENACE, con respecto a ingenios conectados a la red nacional, y con información disponible en la página web de las empresas matrices (Grupo Piasa, 2023), (BSM, 2023).

Condiciones habilitadoras

- Implementación de un marco regulatorio claro en el mercado de carbono que ayudará a dar más certeza y favorecer el desarrollo de tecnologías que reducen emisiones, entre ellas la cogeneración.
- Se requiere el desarrollo y el establecimiento de reglas claras para la interconexión a la red y comercialización de excedentes de electricidad.
- Identificar mecanismos de financiamiento, ya que muchos de los ingenios azucareros precisamente los medianos y los pequeños, requieren financiamiento para modernizarse o para llevar a cabo este tipo de proyectos.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Clasificación de los ingenios por tamaño, de acuerdo con la producción de caña molida diaria. La información histórica acerca de la producción de caña molida por ingenio se obtuvo del sistema SINFOCAÑA, del Comité Nacional para el Desarrollo Sustentable de la Caña de Azúcar (CONADESUCA).	(INECC, 2018b), (SINFOCAÑA, 2023)
S.2	Se considera un total de 50 ingenios, que hayan tenido producción en las últimas 5 temporadas de zafra.	(SINFOCAÑA, 2023)
S.3	En total, el número de ingenios en donde podría aplicarse la medida es de 38.	(BSM, 2023)
S.4	Se asume que tanto para la línea base como para escenario de mitigación la electricidad y vapor producidos para su consumo está libre de emisiones, al utilizar bagazo como combustible.	(CONADESUCA, 2023)
S.5	Horas de operación anual de los sistemas de cogeneración eficiente, estimado de acuerdo con el promedio de horas de operación de ingenios con sistemas de cogeneración. Valor considerado 2,620 horas/año.	(ICM, 2022a)

Resultados

La mitigación a 2060 es de 0.24 MtCO₂e. La reducción de emisiones corresponde a emisiones indirectas.



Medida G-30. Cogeneración en el sector azúcar

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	CAPEX de sistemas de cogeneración, se asume en \$2,045,000 USD ₂₀₁₇ /MW instalado, de acuerdo con datos del Programa Indicativo para la Instalación de Centrales Eléctricas (PIIRCE) 2018-2032, del PRODESEN 2018, respecto a centrales de bioenergía cuyo combustible es bagazo.	(SENER, 2018b)
S.2	Costos variables de sistemas de cogeneración, 4 USD ₂₀₁₇ /MWh.	(SENER, 2018a)
S.3	Costos fijos de sistemas de cogeneración, 45 USD ₂₀₁₇ /kW instalado al año.	(SENER, 2018a)
S.4	Vida útil de sistemas de cogeneración, se asume similar a centrales de ciclo combinado, según se reporta en el PRODESEN 2018, 30 años.	(SENER, 2018a)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	\$956 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	-----------------------------------	--------------------



G.3.6. Industria de celulosa y papel

Medida G-31. Optimización en calderas y manejo de vapor en el sector papel

Descripción de la medida

Esta medida engloba diferentes acciones de automatización y control del vapor, disminución de requerimientos de aire y eficiencia en producción y conducción del vapor con la finalidad de disminuir pérdidas y un uso más eficiente de la energía.

Las medidas de optimización y ajustes de parámetros operaciones de caldera y manejo de vapor comienzan a implementarse a partir de 2027 y se incrementan paulatinamente hasta alcanzar 100% del potencial en 2046, y permanecen así hasta 2060.

La medida mitiga emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O provenientes de la quema de gas natural, principal combustible utilizado en el sector en las calderas.

Condiciones habilitadoras

- Instrumentación de financiamiento orientado a la adquisición de equipos eficientes o a la mejora de procesos productivos de la industria.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	La medida de automatización y control del vapor tiene un potencial de ahorro de 2.5% el consumo de vapor.	(INECC and SEMARNAT, 2018)
S.2	La sub medida de reducción de requerimientos de aire tiene un potencial de ahorro de energía de 3.5%.	(INECC and SEMARNAT, 2018)
S.3	La eficiencia en la producción y conducción del vapor tiene un potencial de ahorro de 13.5% del consumo de vapor.	(INECC and SEMARNAT, 2018)
S.4	Se consideró una aplicabilidad de la medida en el 50% de la industria del papel.	(CONUEE et al., 2018)

Resultados

El potencial de mitigación que se alcanza en 2060 es de 1.39 MtCO₂e anuales, con un acumulado de 29.16 MtCO₂e para el periodo 2027-2060, y un ahorro en el uso anual de 24.13 PJ de gas natural.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	La medida de automatización y control del vapor tiene un costo de inversión de 0.4 USD/ton y un aumento en costos de O&M de 0.08 USD/ton.	(INECC and SEMARNAT, 2018)
S.2	La sub medida de reducción de requerimientos de aire tiene un costo de inversión de 9.5 USD/ton y un incremento de 0.1 USD/ton en O&M.	(INECC and SEMARNAT, 2018)



Medida G-31. Optimización en calderas y manejo de vapor en el sector papel

- S.3 La eficiencia en la producción y conducción del vapor tiene un costo de inversión de 3.2 USD/ton (INECC and SEMARNAT, 2018) y 0.36 de O&M adicionales.
- S.4 Tiempo de vida útil de 15 años.

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA) **-\$12.72 USD/tCO₂e** Elaboración propia

Medida G-32. Extensión de prensado para secado (*shoe press*)

Descripción de la medida

Extensión de prensado —o *shoe press*— es una tecnología que se ha utilizado en la producción de papel durante muchos años y se refiere a un tipo de prensado que aporta mayor presión de compactación por su gran tamaño. Esta prensa cuenta con dos rodillos hidráulicos, uno de ellos se mantiene estático mientras el otro gira presionando el papel contra el primer cilindro (ICM, 2022a).

El ahorro de esta medida se traduce en ahorro en el consumo de combustibles fósiles, en específico de gas natural, que en sector del papel representa cerca de 87% del consumo de combustibles fósiles (SENER, 2023). La medida toma como base el potencial de ahorro reportado en CONUEE, se asume una implementación lineal de 2027 para 2060 para alcanzar el potencial. Las emisiones mitigadas de la medida se obtienen con los flujos anuales de combustibles fósiles evitados.

Condiciones habilitadoras

- Instrumentación de financiamiento orientado a la adquisición de equipos eficientes o a la mejora de procesos productivos de la industria.
- Desarrollo de un sistema de información suficientemente desagregado para identificar medidas y potenciales específicos.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	La implementación de la medida es de forma paulatina comenzando en 2027 hasta 2060.	ICM
S.2	El ahorro de combustible se consideró específicamente de gas natural.	(SENER, 2023)
S.3	Potencial de ahorro de combustible: 1.6 GJ/t.	(CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018)
S.4	La medida tiene una aplicabilidad de 40% sobre la producción del sector del papel.	(CONUEE, SENNER, & GIZ, 2018)

Resultados

El potencial de mitigación en 2060 es de 0.46 MtCO₂e, y un acumulado 9,68 MtCO₂e, con un ahorro de 7.4PJ de combustible a final del periodo.



Medida G-32. Extensión de prensado para secado (*shoe press*)

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costo de inversión 37.6 USD 2018/ton.	CONUEE, SENER, & GIZ, 2018)
S.2	Variación en costos anuales de operación 2.2 USD 2018/ton.	CONUEE, SENER, & GIZ, 2018)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	-\$10.38 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	--------------------------------------	--------------------

Medida G-33. Secado Condebelt

Descripción de la medida

El secado condebelt es un método de secado de papel que produce porcentajes de drenado mayores que los cilindros de secado convencional. Estas placas de secado ofrecen una gran superficie de contacto a mayores temperaturas, a tal grado que el agua que es removida del papel se evapora inmediatamente, y como resultado el secado con esta tecnología es aproximadamente 10-15% más rápido que la tecnología de secado convencional de cilindros (UNEP-CCC, 2005).

El secado condebelt fue patentado en 1975 y ha sido probado que tiene muchas ventajas sobre la tecnología convencional; no obstante, esta tecnología aún se encuentra en proceso de desarrollo y sigue siendo un proceso de secado relativamente nuevo en la industria papelera, por lo que es evidente que se necesita más investigación para una mejor comprensión de los fenómenos de transferencia de calor y masa dentro de la cámara de secado (UNEP-CCC, 2005).

De acuerdo con la propuesta de instrumentos para facilitar las medidas de eficiencia energética en el sector industrial emitido por la CONUEE, la medida de secado condebelt para la industria papelera tiene un potencial de ahorro a corto plazo de 7.4% de vapor y con una inversión de 28.2 USD/ton de papel producido (CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018).

En términos energéticos, el ahorro de esta medida se traduce en una reducción en el uso de combustible y en el consumo de energía eléctrica (ICM, 2022). Su implementación se prevé de forma paulatina en el periodo de 2027 a 2060.

Condiciones habilitadoras

- Instrumentación de financiamiento orientado a la adquisición de equipos eficientes o a la mejora de procesos productivos de la industria.
- Se requiere de capacitación del personal involucrado, ya que la nueva tecnología de secado requiere de nuevas prácticas de operación y mantenimiento, mediante una operación adecuada y uso apropiado.



Medida G-33. Secado Condebelt

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	El potencial de ahorro de combustible estimado para la medida es de 1.7GJ/ton.	(CONUEE et al., 2018)
S.2	La medida tiene un potencial de ahorro de 7.4% de ahorro en vapor.	(CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018)
S.3	El potencial de ahorro de electricidad es de 0.07 GJ/ton.	(CONUEE et al., 2018)
S.4	La medida tiene una aplicabilidad de 50% sobre la producción del sector.	(CONUEE et al., 2018)

Resultados

El potencial de mitigación en 2060 es de 0.68 MtCO₂e, con un acumulado de 15.2 MtCO₂e. Tiene un ahorro de 4.12 PJ de energía eléctrica y 10 PJ de combustibles para 2060.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Los costos de inversión de la medida son de 28.2 USD/ton.	(CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018)
S.2	La medida no tiene un cambio en los costos de operación.	(CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	-\$2.04 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	-------------------------------------	--------------------



Medida G-34. Cogeneración en el sector papel

Descripción de la medida

La cogeneración es el conjunto de procesos en los que se producen conjuntamente energía eléctrica y energía térmica a partir de una fuente primaria de energía, mediante el aprovechamiento de la energía térmica de los gases de escape de algún proceso, lo aporta mejora de la autonomía energética, reducción de costos y mejora de la eficiencia energética (REPSOL, 2023).

En 2020, la Comisión Europea propuso medidas de reducción de emisiones de GEI, entre las que se encuentran las relacionadas con eficiencia energética, y se resalta la implementación y la adopción de sistemas de cogeneración. La Unión Europea ha incorporado la cogeneración a su política energética con el objetivo de reducir emisiones y conseguir la neutralidad de carbono en 2050 (ENEL, 2023).

En la producción de papel, la temperatura de los gases de combustión generalmente alcanza 600°C, temperatura que puede aprovecharse para la generación de vapor. Para aplicaciones de vapor la temperatura mínima necesaria son 200°C para evitar condensación en la caldera. Este vapor generado posteriormente puede ser transformado a electricidad con una turbina de vapor (ICM, 2022a). La industria papelera posee un balance de consumo térmico-eléctrico que la hace muy apta para cogenerar electricidad al tiempo que se produce vapor (CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018).

Esta medida consiste en la implementación de sistemas de cogeneración de forma lineal, hasta alcanzar el potencial de mitigación de 60% de la demanda neta del sector (CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018). Después de un análisis del consumo energético térmico y eléctrico de la industria de la pulpa y el papel —hecho por la CONUEE con datos reportados de 2015— se encontró que la demanda de energía eléctrica sobrepasa el valor reportado en el Balance Nacional de Energía en un rango de 10.9PJ, lo que indica un avance en la implementación de cogeneración en el sector (CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018).

El consumo de combustible está asociado al ahorro de calor por la operación de la caldera y a la operación de sistemas de cogeneración. Se estima que la generación de calor asociada a la generación de electricidad por sistemas de cogeneración es de alrededor de 1.32 MWh calor/MWh (ICM, 2022a).

La implementación de esta medida tiene un potencial de reducción de energía eléctrica de 40%, si se considera que ya existe un avance en la implementación de estos sistemas de aproximadamente 20%; el aumento en la instalación de sistemas de cogeneración será de forma lineal.

Condiciones habilitadoras

- Identificar acciones que puedan facilitar el proceso del desarrollo de proyectos en el sector.
- Modificaciones al marco regulatorio en materia de accesibilidad a la red de proyectos de cogeneración.
- Establecer estándares y normas en lo relativo al uso de las tecnologías de la cogeneración.
- Diseñar estructuras o instrumentos de capital para el financiamiento de proyectos de cogeneración.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Aumento en la capacidad de cogeneración para reducir 40% el consumo de energía eléctrica.	ICM
S.2	Se alcanza un potencial de cogeneración de 18.21 PJ para 2060.	ICM



Medida G-34. Cogeneración en el sector papel

S.3	Reducción de 20% de la demanda eléctrica a final del escenario con respecto a la línea base.	ICM
S.4	El índice de crecimiento anual para el período 2018-2030 es de 2.49%, de acuerdo con datos históricos de producción del sector (2003-2017). En años posteriores a 2030, se consideró una tasa de crecimiento anual en la producción de papel de 1.3%.	ICM, Informe anual de la Cámara Nacional de las Industrias de la Celulosa y del Papel.
S.5	La generación eléctrica se estimó a partir de las eficiencias eléctricas de tecnologías de turbina de gas (36%) y motogenerador (46%), así como una eficiencia de 85% de una caldera convencional	(ICM, 2022a)
S.6	8 mil horas de operación promedio anuales.	((ICM, 2022a), Datos Tecnológicos para la generación de electricidad y calor DEA.
S.7	Se alcanza un potencial de cogeneración de 18.21 PJ para 2060.	ICM

Resultados

La medida tiene una mitigación de 1.35 MtCO_{2e} anual para 2060, y un acumulado de 25 MtCO_{2e}. Además, se alcanza un potencial de ahorro de energía eléctrica de 31.7 PJ anuales que se alcanzará en 2060.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	El costo de inversión estimado es de 1,400 USD/kW.	(GFA, 2019)
S.2	Costos de operación de 40 USD/kW.	(IEA and ETSAP, 2010)
S.3	Tiempo de vida útil de 15 años.	(CONUEE, SENER and GIZ, 2018)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	-\$78.83 USD/tCO_{2e}	Elaboración propia
-------------------------------------	--------------------------------------	--------------------



G.3.7. Industria automotriz

Medida G-35. Eficiencia energética en el sector automotriz

Descripción de la medida

La industria automotriz es un subsector que demanda mucha energía para sus actividades productivas; alrededor de 44% del consumo de energía en esta industria se usa en las etapas de pintura y ensamblaje de chasis y carrocería (Molina, 2022).

A pesar de los cambios en la movilidad, la manufactura de vehículos continuará creciendo, y se espera que la tasa de crecimiento disminuya a 2% a nivel mundial para 2030, debido a factores macroeconómicos (McKinsey&Company, 2016).

Las medidas de eficiencia térmica se estimaron de acuerdo con un ejemplo de una planta de capacidad de 281,000 unidades anuales; tras la implementación de medidas de eficiencia térmica tuvo un ahorro anual de 70,000 MMBtu en el consumo de energía.

Condiciones habilitadoras

- Instrumentación de financiamiento orientado a la adquisición de equipos eficientes o a la mejora de procesos productivos de la industria.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Las medidas de eficiencia eléctrica tienen un potencial de ahorro de 0.1915 GJ/vehículo.	(CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018)
S.2	Para una planta con capacidad de 281000, las medidas de eficiencia térmica tienen un potencial de reducción de 70000 MMBTU.	(CONUEE, GIZ and euei pdf, 2018)

Resultados

Esta medida tiene un potencial de abatimiento de aproximadamente 0.2 MtCO₂e anuales que se alcanzará en 2060, y un abatimiento acumulado de 4 MtCO₂e.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	No hay información de costos.	



G.3.8. Otros subsectores industriales

El 15% de las emisiones de la industria provienen del uso de productos sustitutos de las sustancias que agotan la capa de ozono en los sistemas de refrigeración y aire acondicionado, por lo que se determinó la implementación de una medida para mitigar estas emisiones.

Medida G-36. Solar en el sector PyMES

Descripción de la medida

La radiación solar es una fuente de energía renovable e inagotable que puede aprovecharse mediante celdas fotovoltaicas para generar energía eléctrica limpia. Según la International Renewable Energy Agency, México se encuentra en una región considerada la más favorecida en recursos solares, donde se recibe diariamente en promedio 5.5kWh/m². En la tecnología fotovoltaica, cuando la luz del sol incide en las células fotovoltaicas, se crea un campo de electricidad entre las capas y se genera un circuito que transforma la energía solar en electricidad en forma de corriente continua, que posteriormente con un inversor se transforma a corriente alterna para poder alimentarse en los equipos o a la red eléctrica.

El aprovechamiento de la energía solar para generar electricidad a través de la tecnología fotovoltaica puede dividirse en dos grandes rubros: proyectos de generación a gran escala y sistemas fotovoltaicos de pequeña y mediana escala. En el caso de aplicaciones en menor escala —como PyMES—, normalmente es en forma de generación distribuida, destinada a abastecer las necesidades de energía en sitio (Secretaría de Economía et al., 2017) y con posibilidad de vender la energía a la red bajo las regulaciones del mercado.

En el sector industrial, la tecnología solar ha mostrado gran dinamismo y despierta cada vez mayor interés como fuente de calor a precios estables, y como una alternativa para reducir el consumo de combustibles fósiles y la emisión de GEI.

No existen datos para establecer con detalle la matriz energética de las PyMES manufactureras, por lo que la CONUEE, con apoyo de la Cooperación Alemana al Desarrollo, con base en datos de 2015, analizaron la distribución de los usos finales de la energía eléctrica en el subsector, y determinaron que cerca de 45% de la energía eléctrica se utiliza para los procesos productivos, 15% en aire comprimido, 11% en iluminación y 9% en sistemas de refrigeración (CONUEE, SENER and GIZ, 2018).

Esta medida consiste en el uso de pequeños sistemas de paneles fotovoltaicos para la generación en sitio de energía eléctrica. Se determinó una trayectoria lineal del crecimiento anual en la implementación de la medida, hasta alcanzar una capacidad instalada de 3.8 GW acumulados (ICM, 2022a) en 2035, y mantener esta capacidad hasta finales del periodo. La reducción de emisiones de la medida se determinó mediante el valor de energía eléctrica de la red sustituida por la energía generada por los paneles fotovoltaicos multiplicados por el factor de emisión de la energía eléctrica proveniente del SEN para el periodo 2027-2060.

Condiciones habilitadoras

- Creación de un marco estratégico que facilite el aprovechamiento de la energía fotovoltaica en PyMES.
- Levantamiento y publicación de información actualizada periódicamente sobre los sistemas solares fotovoltaicos instalados en las PyMES; con un sistema de información desagregada por estados y municipios podrán formularse medidas y potenciales a dichas escalas.



Medida G-36. Solar en el sector PyMES

- Establecer reglas de compra para productos y servicios que den prioridad a la energía limpia renovable.
- Adoptar el modelo de redes eléctricas inteligentes, para una mejor gestión, integración y monitoreo de la energía eléctrica proveniente de fuentes renovables.
- Se requiere de capacitación del personal involucrado, ya que los sistemas fotovoltaicos requieren de nuevas prácticas de operación y mantenimiento, además de una operación adecuada y un uso apropiado de los sistemas a instalar.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	La medida tiene un potencial de capacidad instalada solar fotovoltaica de 3,8 GW.	(ICM, 2022a)
S.2	Factor de planta de los sistemas solares se consideró de 19%.	(ICM, 2022a)
S.3	El factor de emisión de la energía eléctrica proveniente del SEN para 2060 alcanza el valor de 0.08 tonCO ₂ e/MWh.	ICM
S.4	El inicio de implementación de la medida es en 2027, y aumenta paulatinamente la capacidad solar instalada hasta alcanzar el potencial en 2035.	ICM

Resultados

El potencial de mitigación que la medida logra abatir para 2060 es de 2.6 MtCO₂e anuales, con un acumulado de 77.1 MtCO₂e. En términos de energía se alcanza un ahorro de 6,268 GWh de la demanda anual.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costo de inversión de 563 USD/kW.	(INECC and SEMARNAT, 2018)
S.2	El tiempo de vida útil de los paneles fotovoltaicos se consideró de 20 años.	(SALARAMA, 2019), (CFE, 2022)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	-292.20 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	-------------------------------------	--------------------



Medida G-37. Sustitución de equipos con refrigerantes de bajo GWP en refrigeración comercial

Descripción de la medida

La medida de mitigación se refiere a la sustitución de equipos con un gas refrigerante con alto potencial de calentamiento global (GWP, siglas en inglés), por equipos que usan un refrigerante de menor GWP. Específicamente, se propone la sustitución del refrigerante R404-A, de amplio uso en equipos de refrigeración comercial, por el refrigerante R-744 (CO₂).

Se asume que la sustitución se dé en equipos de refrigeración comercial centralizados. La ruta de mitigación supone la entrada de equipos de refrigeración comercial con R-744 a partir de 2027, y que la sustitución completa de los nuevos equipos que entran en servicio se lograría en un tiempo de 10 años, de acuerdo con lo observado en la sustitución del refrigerante R-22 en el subsector de aire acondicionado y refrigeración comercial (GIZ, 2014). La reducción de emisiones se estima de acuerdo con la diferencia entre los valores de GWP de ambos refrigerantes y a la diferencia en la magnitud en las emisiones de cada refrigerante en términos de masa entre equipos con R-404A y R-744.

Subsectores y GEI cubiertos: sector comercial, gases F, refrigeración y aire acondicionado. Emisiones directas mitigadas provenientes de la diferencia entre los potenciales de calentamiento global de los refrigerantes R-404A y R-744.

Metodología

Para la evaluación de la medida fue necesario determinar en primer lugar la cantidad de equipos comerciales centralizados para supermercados en el país. Esto se llevó a cabo con información de (GIZ, 2014), basada en su proyección de este tipo de equipos en 2020. Por un proceso análogo, se estimó la cantidad de nuevas unidades adicionadas en ese año. Se realizó la proyección de las unidades nuevas a 2060, utilizando la tasa media de crecimiento del sector industrial entre 2022-2030 y entre 2031-2050, reportada en (ICM, 2022a). Con esta información, se determinó la proyección de las unidades netas en funcionamiento por cada año, y se consideró igualmente una tasa de retiro anual típica, la cual por otro lado permite estimar la cantidad de unidades que salen de servicio por llegar al final de su vida útil.

Posteriormente se estimó el banco de refrigerante —cantidad de refrigerante en los equipos por año—, y se calculan las emisiones correspondientes a los equipos. Se consideraron dos tipos de emisiones, una durante la vida útil y otra por la disposición final de equipos que salen de servicio. Se asume que la mayor parte de los sistemas centralizados son importados, y que los fabricantes llevan a cabo la carga inicial de refrigerante en los países de origen (GIZ, 2014), por lo que no se contabilizan las emisiones por carga inicial, lo cual está en línea con lo reportado en (Gobierno de México. SEMARNAT-INECC, 2022).

Condiciones habilitadoras

- Facilitar la transferencia tecnológica y el intercambio de experiencias.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	El refrigerante más consumido en el sector de la refrigeración comercial fue el R-404A, con 80% de uso en 2017. A partir de 2010, todos los nuevos sistemas de refrigeración centralizados para supermercados vienen de fábrica con este refrigerante. Por tanto, se asume que 100% de los equipos en servicio para 2023 funcionan con R-404A.	(GIZ, 2014), (SEMARNAT, 2019)



Medida G-37. Sustitución de equipos con refrigerantes de bajo GWP en refrigeración comercial

S.2	Carga inicial de refrigerante en sistemas centralizados de refrigeración para supermercados con R-404A, 1,500 kg/unidad.	(GIZ, 2014)
S.3	Carga inicial de refrigerante en sistemas centralizados de refrigeración para supermercados con R-744, 540 kg.	(Sacapas-Suárez, 2023)
S.4	Factor de emisión de refrigerante durante la vida útil de los equipos, porcentaje de fugas sobre la carga inicial cada año, 35%.	(Gobierno de México. SEMARNAT-INECC, 2022)
S.5	Porcentaje de refrigerante emitido al final de la vida útil de los equipos, respecto a carga inicial, 90%.	(Gobierno de México. SEMARNAT-INECC, 2022)
S.6	Tiempo de vida útil de los equipos de refrigeración comercial centralizados, 25 años.	(GIZ, 2014)
S.7	Porcentaje de unidades que acaban su vida útil y salen de servicio, respecto al total de unidades del año anterior, 4%.	(INECC, 2018b)
S.8	Tasa de crecimiento en las ventas de nuevos equipos centralizados de refrigeración comercial, considerado de acuerdo con el PIB industrial de 2.12% en el periodo 2022-2030, y de 1.33% entre 2031-2050.	(INECC, 2018a), (ICM, 2022b)
S.9	Valores de potencial de calentamiento global para los refrigerantes; R-404A de 3,943, R-744 de 1.	(California Air Resources Board, 2023)

Resultados

La mitigación a 2060 es de 22.2 millones de toneladas de CO₂e (MtCO₂e). La reducción de emisiones corresponde a la diferencia en los valores de GWP entre el refrigerante R-404A y R-744, y a la diferencia en términos de masa en las emisiones de ambos refrigerantes.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costo de sistema de refrigeración centralizado convencional de expansión directa con R-404A, \$334,045 USD ₂₀₂₂ .	(Sacapas-Suárez, 2023)
S.2	Costo de sistema de refrigeración centralizado transcrito propuesto con R-744, \$386,418 USD ₂₀₂₂ (cuyo punto de trabajo se encuentra por encima del punto crítico del refrigerante).	(Sacapas-Suárez, 2023)
S.3	Vida útil de ambos sistemas de refrigeración comercial, 25 años.	(GIZ, 2014)
S.4	Costos de operación y mantenimiento para sistema de refrigeración centralizado convencional de expansión directa con R-404A, \$9,799 USD ₂₀₂₂ al año.	(Sacapas-Suárez, 2023)
S.5	Costos de operación y mantenimiento para sistema de refrigeración centralizado transcrito propuesto con R-744, \$9,914 USD ₂₀₂₂ al año.	(Sacapas-Suárez, 2023)



Medida G-37. Sustitución de equipos con refrigerantes de bajo GWP en refrigeración comercial

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	\$3.87 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	------------------------------------	--------------------

Medida G-38. Hidrógeno para usos térmicos

Descripción de la medida

Actualmente, el hidrógeno (H₂) es generado y utilizado en México en su mayoría en los procesos de refinación. Sin embargo, es un vector energético que tiene la capacidad de jugar un papel muy importante para la descarbonización, ya que puede ser utilizado como combustible en el sector industrial (México Energy, 2023).

Esta medida establece la producción de hidrógeno verde para usos térmicos en la industria, con la finalidad de disminuir el consumo de combustibles, entre ellos gas natural, y disminuir la dependencia del sector respecto de estos energéticos que al quemarse generan emisiones que representan alrededor de 41% del total (INECC, 2021) de acuerdo con el inventario de emisiones.

Se estima que el hidrógeno como fuente de energía para usos térmicos comienza a implementarse a partir de 2027, con pequeños proyectos debido a la madurez de la tecnología, y aumenta de forma lineal hasta 2060.

Se determinó el uso de electrolizadores tipo PEM; esta tecnología —junto con los alcalinos— es de las más utilizadas a nivel mundial (IRENA, 2021). En términos de sostenibilidad e impacto ambiental, la electrólisis del agua PEM se considera de las más prometedoras para la producción de hidrógeno de alta pureza y eficiencia a partir de fuentes renovables (Kumar y Himabidu, 2019).

La reducción de emisiones se estimó por la diferencia entre las emisiones por quema de los combustibles fósiles en la línea base y el escenario de mitigación. Los gases mitigados por la reducción en la quema de combustibles fósiles son CO₂, CH₄, N₂O, NO_x, SO_x (INECC, 2018d).

Condiciones habilitadoras

- El desarrollo de regulaciones, políticas y normas en materia del hidrógeno para establecer límites como concentraciones y otras variables para asegurar confiabilidad y continuidad en su cadena de valor y así lograr un escenario competitivo del hidrógeno en el mercado frente a otros energéticos.
- Se requiere una infraestructura viable para el uso y suministro de hidrógeno.
- Colaboración de múltiples actores, incluyendo al gobierno, la industria privada y la sociedad civil.
- Establecer una estrategia para la capacitación colaboraciones academia e industria y la cooperación internacional para la investigación, desarrollo de proyectos piloto de generación y uso del hidrógeno verde.



Medida G-38. Hidrógeno para usos térmicos

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se supuso la generación de hidrógeno verde a través de tecnología PEM.	ICM
S.2	Horas anuales de funcionamiento de 8,760.	(IEA, 2022)
S.3	60% en eficiencia en los electrolizadores.	(IEA, 2022)
S.4	Esta medida no se aplicó en los sectores de cemento, siderurgia, amoniaco y metanol.	(IEA, 2022)
S.5	Se consideró un factor de 19% para los sistemas solares.	(SENER, 2022)

Resultados

Esta medida tiene un potencial de mitigación para 2060 de 36.3 MtCO₂e anuales y logra una reducción en el consumo de 667 PJ de combustibles fósiles.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costo de inversión de los sistemas fotovoltaicos de 882.1 USD ₂₀₂₁ /kW.	SENER, 2018), (IEA, 2022)
S.2	Costo de operación y mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos de 20.2 USD ₂₀₂₁ /kW.	(NREL, 2022)
S.3	Tiempo de vida útil de los sistemas fotovoltaicos de 25 años.	(Cambio Energético, 2021)
S.4	Costo de inversión de los electrolizadores de 1,505 USD ₂₀₂₁ /kW.	(Fraunhofer ISE, 2021), (Bloomberg NEF, 2020), (IEA, 2022)
S.5	Costos de operación y mantenimiento de electrolizadores tipo PEM de 22.6 USD ₂₀₂₁ /kW.	(Fraunhofer ISE, 2021), (Bloomberg NEF, 2020), (IEA, 2022)
S.6	Tiempo de vida útil de los electrolizadores de 20 años.	(Diaz, 2021)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	-\$66.63 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	--------------------------------------	--------------------



Medida G-39. Sustitución de combustibles por gas natural

Descripción de la medida

El gas natural ha tomado un papel importante en la matriz energética industrial ya que es una de las fuentes de energía por combustión con menor impacto ambiental. De acuerdo con la información publicada por la SENER, el gas natural entregó más de la mitad de los requerimientos de energía de combustibles en el sector industrial en 2021 (SENER, 2022).

Esta medida involucra la sustitución de 418 PJ de combustibles fósiles —como combustóleo, diésel y carbón— por gas natural para 2060. Se estimó que la implementación de la medida inicia a partir de 2042. El objetivo de esta medida es reemplazar los combustibles fósiles más contaminantes.

Al final del periodo prospectivo, el gas natural ayuda a descarbonizar la industria sin comprometer la seguridad energética, ya que logra disminuir su participación hasta alcanzar un 16% de la demanda de combustibles.

La reducción de emisiones se estimó por la diferencia entre las emisiones por quema de los combustibles fósiles en la línea base y el escenario de mitigación. Los gases mitigados por la reducción en la quema de combustibles fósiles son CO₂, CH₄, N₂O, NO_x, SO_x (INECC, 2018d),

Condiciones habilitadoras

- Desarrollo de la infraestructura necesaria para garantizar la distribución y la entrega de gas natural a los usuarios finales.
- Promover el uso de técnicas de eficiencia energética.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Esta medida sólo conlleva un cambio en el uso de combustibles para todo el sector industrial.	ICM
S.2	Se supuso que para 2060 la demanda de combustibles fósiles con alto factor de emisión fuera cero y se sustituya por gas natural.	ICM
S.3	El gas natural logra una participación de 16% en el consumo de combustibles para 2060.	ICM

Resultados

Esta medida logra un potencial de mitigación para 2060 de 12.76 MtCO₂e, y un acumulado de 124 MtCO₂e. Reduce el consumo de 418 PJ de combustibles fósiles.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	La medida no involucra una inversión ya que se supuso sólo el cambio de combustibles.	ICM

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	-\$34.15 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	--------------------------------------	--------------------



G.4. Ruta para el escenario de emisiones netas cero

En la construcción del escenario emisiones netas cero, se consideró la información histórica proporcionada por el Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero (INEGyCEI) en el que para 2019 la industria generó alrededor de 125 MtCO_{2e}, 23.4% de las emisiones nacionales, consideradas las emisiones por consumo de combustibles fósiles con usos energéticos y las emisiones de procesos industriales. La industria de los minerales y los metales —que incluye a las industrias cementeras y siderúrgicas— generó cerca de 44% de las emisiones del sector industrial, las cuales se consideran como primordiales y de vital importancia para la mitigación de emisiones del sector.

Las medidas abarcan acciones de mejora en el uso de energía, adopción de energías limpias, cambios en el uso de materias primas y aumento de eficiencia de procesos para ser implementadas en los subsectores siguientes:

- Minería
- Hierro y Acero
- Cemento y cal
- Vidrio
- Químico
- Azucarero
- Papel
- Automotriz
- PyMES manufacturero

Las medidas que integran el EN0 en el sector industrial tienen el objetivo de reducir las emisiones ya sean provenientes de la quema de combustibles fósiles o bien generadas en los procesos de transformación o del uso de productos, según la clasificación de fuentes del (IPCC, 2006).

El periodo de tiempo en el que se desarrolla el escenario es 2021-2060, y el inicio de la implementación de las medidas de mitigación propuestas se consideró a partir de 2027 de forma lineal hasta alcanzar su pleno potencial, ya que se asume que requieren la preexistencia de condiciones habilitadoras o madurez de las tecnologías involucradas.

Para las medidas relacionadas con el ahorro y uso eficiente de la energía, se estableció su implementación desde el inicio del periodo proyectado, con el fin de garantizar una condición adecuada de operación, funcionamiento y requerimiento de energía al momento de hacer cambios de tecnologías, procesos o desarrollo de proyectos con altos costos de inversión, y así evitar sobredimensionamiento o una capacidad mayor a la requerida.



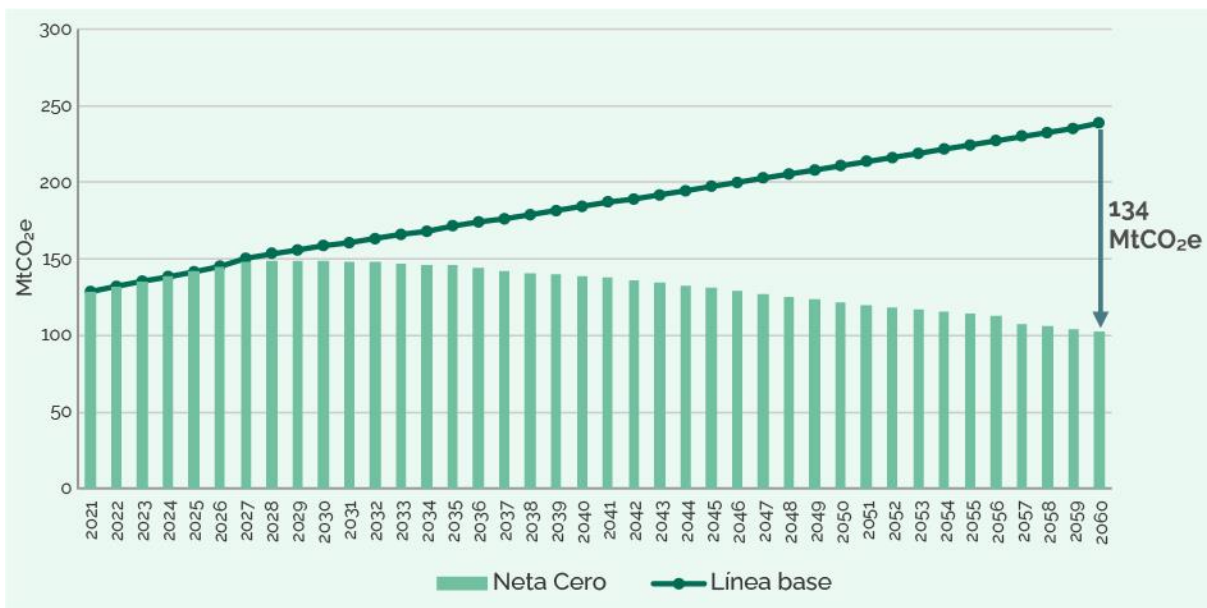
Para determinar de forma cuantitativa la reducción de emisiones, se estimó el cambio en la demanda de combustibles fósiles, electricidad y materia prima entre el escenario de la línea base y el escenario de emisiones netas cero, con base en la metodología del IPCC y los factores de emisión de los combustibles utilizados en México publicados para el INEGYCEI (INECC, 2021).

G.5. Análisis de resultados

La trayectoria del ENO del sector industrial representa la mitigación agrupada de 39 medidas descritas anteriormente, que en conjunto logran una reducción de 56% de las emisiones para 2060, con respecto a la línea base del sector.

La siguiente figura muestra la diferencia de emisiones anuales entre la línea base y el ENO al final del escenario prospectivo en 2060, cuando se logra alcanzar un valor de las emisiones de 102 MtCO₂e, tras haber logrado una mitigación de alrededor de 134 MtCO₂e.

Figura 60. Ruta de descarbonización para el sector industrial.



Fuente: Elaboración propia.

De las emisiones mitigadas en el escenario ENO, las medidas que más aportan a la reducción de emisiones del sector industrial son las siguientes:

- - Uso de sustitutos de las sustancias que agotan la capa de ozono, específicamente el cambio en los sistemas de refrigeración, que aporta cerca de 17% de la mitigación para 2060.
- - La disminución del factor de clínker en la industria del cemento contribuye con 8% de la mitigación.



- El uso de hidrógeno verde para usos térmicos, que disminuye 16% de las emisiones.
- La disminución de la quema de combustibles fósiles mediante la adopción de gas natural contribuye con el 28%.

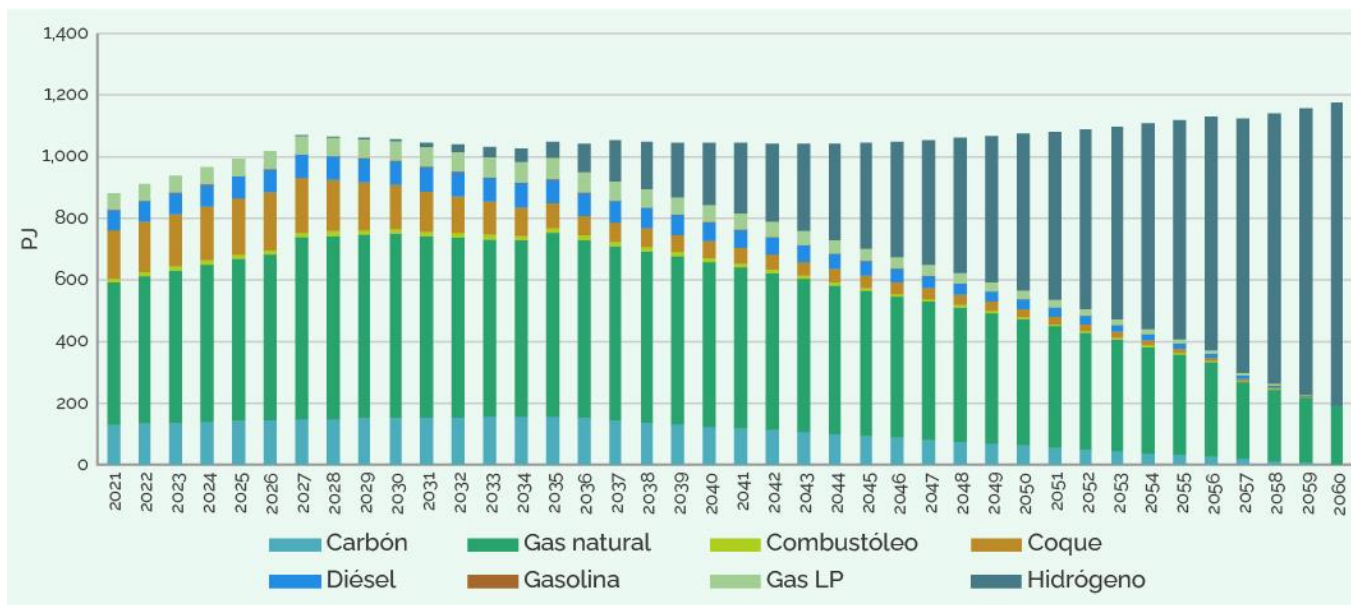
Si agrupamos las medidas del sector por tipo de acción, se observa que las que se enfocan en la sustitución de combustibles fósiles por otros con menos emisiones o más limpios contribuyen con 56% del abatimiento del escenario EN0, las medidas relacionadas a un cambio tecnológico aportan 14% de la mitigación, y las medidas de eficiencia energética suman 5% de la reducción de emisiones.

En términos de consumo de energía, se obtuvo una demanda para 2060 de 3,372.2 PJ de combustibles, cubierto principalmente por hidrógeno (88.3%), gas natural (11.7%) y un consumo marginal de diésel (0.02%) para cubrir la mayor parte de la demanda restante de energía en la industria, tanto para usos térmicos como insumo en los procesos (ver Figura 61).

La demanda total de combustibles fósiles disminuye en 30%, al reducir el consumo de coque, carbón y diésel a prácticamente a cero; por el contrario, el consumo de gas natural aumenta de 462 PJ en 2021 a 670 PJ en 2060.

El hidrógeno juega un papel esencial en la descarbonización del sector, aunque esto dependerá de la adecuación de los sistemas y será necesaria la integración y colaboración del sector industrial, el sector público y la academia, así como potenciales agentes de financiamiento.

Figura 61. Demanda de energía de combustibles fósiles en la ruta de descarbonización.



Fuente: Elaboración propia con resultados de la modelación del sector con OSeMOSYS/Clews.



La sustitución de combustibles fósiles y la reutilización de calor residual de alta temperatura en sistemas de cogeneración se cuentan entre las medidas con resultados más prometedores para reducir las emisiones en los sectores más intensivos de energía como los subsectores de cemento y cal, y hierro y acero. Por otro lado, a largo plazo el desarrollo de nuevos materiales, el uso de hidrógeno verde y la electrificación de procesos son opciones prometedoras para poder alcanzar un escenario EN0.

En el caso de la energía eléctrica, en la línea base se establece un consumo anual del sector de 326.033 GWh y para el escenario EN0 de 313.653 GWh, lo que representa una reducción de 4%. A pesar de que se electrifican algunos procesos a través del cambio de tecnología —como los hornos eléctricos en la producción de vidrio y acero—, las medidas de eficiencia eléctrica logran un abatimiento considerable que se traduce en reducciones de emisiones indirectas y demanda de energía eléctrica en el EN0, por parte del sector industrial.

Las condiciones habilitadoras que deben ser consideradas para implementar las medidas de reducción de emisiones para facilitar y garantizar la descarbonización del sector industrial son de distinta índole que son complementarios y no excluyentes entre sí: creación de incentivos económicos y esquemas de financiamiento, investigación y desarrollo tecnológico, formulación y revisión de regulaciones, formación de recursos humanos y fortalecimiento institucional, entre otras, las cuales se han identificado para cada una de las medidas propuestas.

Las medidas de ahorro y eficiencia energética ya tienen un camino recorrido en su implementación en el sector industrial, impulsadas principalmente por la necesidad de reducción de costos energéticos y para la mejora de la competitividad. Varias de las soluciones más rentables ya se han implementado en muchos subsectores, por lo que se necesitan incentivos y programas de financiamiento continuar el impulso en la mejora del desempeño energético y el uso sustentable y eficiente de la energía, con el fin de mantener la tendencia a la baja de la demanda eléctrica del sector.

Por su parte, las medidas que contemplan la sustitución de combustibles fósiles por gas natural requieren del desarrollo de la red de distribución de gas natural para garantizar y cubrir la demanda, e incluso abastecer nuevas regiones.

Las autoridades deberán garantizar la puesta en marcha de las medidas cuyo objetivo se centró en la electrificación de procesos —como la adopción de hornos de arco eléctrico en la industria acerera o eficiencia en el uso de energía eléctrica—, que tienen un impacto en la reducción de las emisiones indirectas del sector, al cambiar el consumo de combustibles fósiles a energía eléctrica. Esto es significativo, ya que, como se observó en la propuesta del sector eléctrico, la descarbonización del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) conlleva la disminución del factor de emisión de la energía eléctrica, pero es necesario reforzar las redes de distribución de energía eléctrica para soportar la demanda creciente del sector industrial.



En el caso de las PyMES, se requiere de un diagnóstico con información actualizada para determinar con más precisión el potencial de ahorro en la implementación de sistemas fotovoltaicos de generación eléctrica, ya que las PyMES manufactureras están desagregadas y producen diferentes productos, con distintos procesos y diversos requerimientos energéticos.

Las medidas de uso de hidrógeno verde o sistemas CCS tienen la desventaja de que plantean la adopción de tecnologías con poco grado de madurez y altos costos; a pesar de ello, se plantea su implementación en años posteriores a 2030, ya que según fuentes documentales la investigación continua y pronto podría producir sistemas más optimizados con menores costos de inversión.

Para la industria en general, es necesario el desarrollo de capital humano especializado que permitirá incrementar la competitividad, reforzar conexiones entre instituciones de investigación y las empresas para fomentar la cooperación en materia de investigación y desarrollo, además de acuerdos intersectoriales entre empresas para el desarrollo de proyectos piloto e iniciativas que permitan el despliegue de nuevas tecnologías.

G.6. Costos de abatimiento

En el presente apartado se muestra el análisis obtenido del cálculo de costo marginal de abatimiento (CMA) realizado a las acciones de mitigación consideradas para el cumplimiento de la ruta propuesta de emisiones neta cero para el sector Industria. Este análisis hace referencia a la estimación de costos y beneficios económicos totales que representaría la implementación de las medidas de mitigación propuestas para el cumplimiento de la ruta de Emisiones Netas Cero (ENO). Los resultados del CMA de cada medida se representan en USD/tCO₂e y se muestran en las fichas del apartado G.3. Se definen como costo efectivas las medidas que, además de mitigar emisiones, generan un ahorro económico, y como efectivas las medidas que mitigan emisiones pero su implementación genera un costo económico.

Para el sector industrial, se estimaron un total de **33 medidas de mitigación**, de las cuales 7 son medidas consideradas efectivas y 26 costo efectivas, y abarcan los subsectores de industria química, manufactura, papel, vidrio, cemento y cal, hierro y acero, así como la sustitución de combustibles fósiles por gas natural, el uso del amoníaco verde e hidrógeno.

Para la implementación de las medidas antes mencionadas se necesita una inversión total de 1,033.8 miles de millones de dólares, con un beneficio neto de 14,37 USD por tonelada de CO₂e mitigada

Las medidas de mitigación de emisiones asociadas al sector industrial, así como sus respectivos costos de abatimiento, se representan mediante la curva de costo marginal de abatimiento (MACC), la cual muestra la relación entre los costos o beneficios netos con el de mitigación de cada medida. De manera gráfica, el eje de

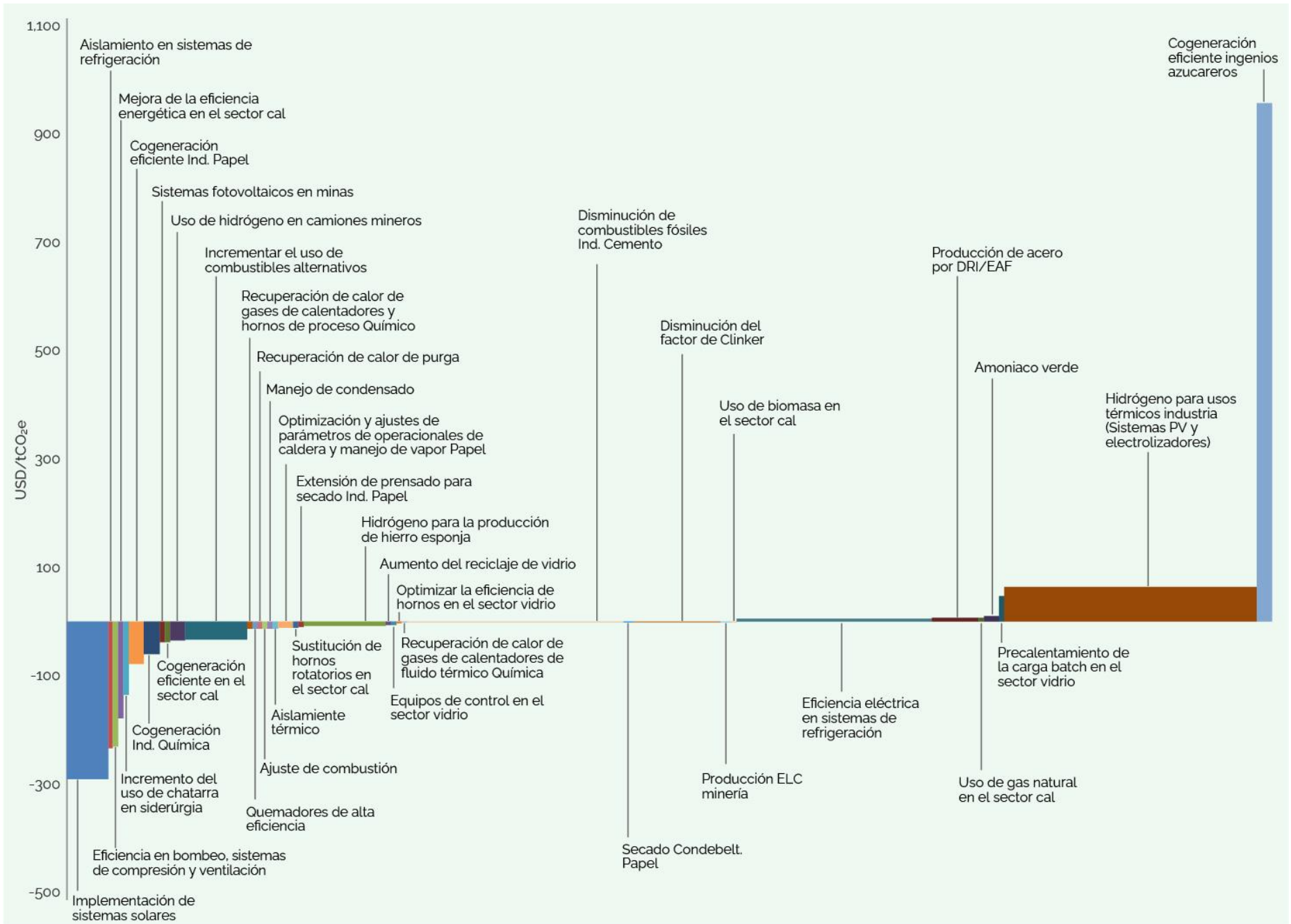


las ordenadas (Y) muestra el costo de abatimiento de las medidas propuestas (USD/CO₂) y en el eje de las abscisas (X) se representa el potencial de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero de cada medida. En otras palabras, el ancho de cada barra se asocia al potencial de reducción de emisiones y el alto refleja el costo promedio de evitar una tonelada de dióxido de carbono equivalente.

La Figura 62 representa la curva MACC del sector Industria para el Escenario de Emisiones Neta Cero en el periodo 2021-2060. Mostrando que la medida de **Sistemas fotovoltaicos** de la industria manufacturera, es la medida que genera un mayor beneficio económico, mientras que las medidas **Disminución de combustibles fósiles** de la industria del cemento y la medida **Hidrógeno para usos térmicos** en la industria son las medidas que mayor cantidad de emisiones evitan, aunque generan un costo para el sector.



Figura 62. Curva de costo marginal de abatimiento para el sector Industria del escenario de Emisiones Neta Cero.



H. Contribución del sector residencial, agropecuario, público, comercial y servicios (emisiones directas e indirectas)



H.1. Contexto nacional

La Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), en su escenario de emisiones netas cero para 2050, proyecta un decrecimiento progresivo del consumo energético a nivel global. De hecho, existen diversas iniciativas y tratados internacionales que se han unido a los esfuerzos de reducción y mitigación de emisiones en los diferentes sectores de generación y consumo energético. Como ejemplo de estas iniciativas, destacan el cumplimiento de la Agenda 2030 derivada del Acuerdo de París; el programa U4E (United for Efficiency), derivado del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA); y Science Based Targets (SBT), del sector privado, que ofrece a las empresas e instituciones financieras una vía para reducir las emisiones de GEI.

En México, la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios establece la meta de alcanzar una tasa anual promedio de 2.2% de reducción de la intensidad de consumo final de la energía entre 2020 y 2035, y de 2.5% anual promedio entre 2035 y 2050; para ello, establece medidas y líneas de acción clasificadas por sectores.

Además, el consumo de energía en México durante la década reciente ha mostrado un crecimiento sostenido. Un análisis detallado muestra que el incremento del consumo energético es más pronunciado en unos sectores que en otros¹², y se presenta también de manera diferente para algunos energéticos. A continuación, se presentan las características específicas que forman parte de las medidas de eficiencia energética para los sectores agropecuario, comercial y servicios, residencial y público.

H.1.1. Sector agropecuario

El sector agropecuario considera las actividades económicas primarias y representa el tercer sector productivo más importante del país, debajo de las actividades secundarias y terciarias, con una aportación al Producto Interno Bruto (PIB) de 4.4% (INEGI, 2021 a).

Es un sector especialmente importante ya que provee insumos y seguridad alimentaria al país, y tiene una participación relevante en las exportaciones y el intercambio con socios comerciales a nivel internacional, de forma particular con Estados Unidos. En la actualidad, se estiman a nivel nacional 4.65 millones de unidades de producción agropecuaria (UPA), en las que 57% de mano de obra empleada es remunerada, 25.4% no percibe remuneración, 12.4% son personas productoras independientes y 5.1% es dependiente de otra razón social (INEGI, 2019).

¹² Para los fines de este análisis se excluyen los sectores industrial y transporte, los cuales tienen secciones exclusivas dedicadas en el presente documento.



La evolución del consumo energético del sector agropecuario muestra que el energético más utilizado es el diésel, cuyo consumo se ha incrementado de manera notable en la década reciente, al pasar de 108.4 PJ en 2010 a 139.7 PJ en 2021, con un consumo máximo de 141.1 PJ en 2019. El segundo energético más consumido en el sector agropecuario es la electricidad, que también presenta incremento a lo largo de la última década de manera progresiva, desde 30.9 PJ en 2010 hasta 48.6 PJ en 2021, y con un consumo máximo de 51.3 PJ en 2020. Por último, el gas LP es el único energético cuyo consumo se ha visto reducido en el sector agropecuario, al decrecer progresivamente desde 6.9 PJ en 2010 hasta 4.86 PJ en 2021.

El análisis del sector agropecuario como consumidor de energía muestra que los dos principales usos finales de la electricidad son la irrigación y el bombeo de agua en actividades agrícolas. Si se consideran las tarifas eléctricas correspondientes, se puede estimar que la distribución de consumo de energía eléctrica se da 6.55% en riego agrícola y 93.45% en bombeo de agua (CFE, 2018 y 2022). Por su parte, el consumo de combustibles se debe a su uso en transporte, maquinaria y equipo agrícola, y en la producción de insumos como fertilizantes, productos químicos, entre otros (SENER, 2016).

Para el caso de las actividades pecuarias, no se han caracterizado los diferentes usos de energía y su distribución de consumo por tipo de actividad. Sin embargo, con base en información recopilada por diferentes publicaciones internacionales y nacionales, pueden identificarse algunos de los usos energéticos más importantes, entre los que se cuentan los siguientes (ACEEE, 2005, Bartolomé et al., 2013, SENER, 2016):

- Iluminación
- Climatización y ventilación
- Bombeo de agua sanitaria
- Motores eléctricos
- Tanques de enfriamiento
- Equipos de producción (operación de ordeñadoras y equipos de preparación de alimentos)
- Equipos agrícolas y transporte

H.1.2. Sector Comercial y Servicios

El sector comercial y servicios comprende diversas actividades de la economía terciaria, la cual en conjunto representa la parte mayoritaria del Producto Interno Bruto (PIB) nacional con una participación cercana a 50% del valor total de la economía (INEGI 2021 a).

El sector comercial y servicios en México es también el que tiene mayor cantidad de unidades económicas a nivel nacional, con más de 4 millones registradas en el Directorio Estadístico Nacional de Unidades Económicas (INEGI, 2023). El sector está



conformado por una gran diversidad de empresas y establecimientos con una amplia gama de actividades.

El aumento del costo de los combustibles fósiles supone un incremento de los costos de producción y distribución para las empresas, lo que conlleva problemas para su competitividad y rentabilidad a largo plazo. En este sentido, las PYMEs del sector comercial y servicios son especialmente vulnerables debido a sus limitados recursos, a lo que se asocian otros problemas relacionados con deficiente acceso a conocimiento, financiamiento o recurso humano especializado (IFC, s.f.).

En términos energéticos, el sector comercial y servicios tiene un crecimiento menos acelerado de consumo, comparado con otros sectores. La mayor parte del incremento del consumo ha repercutido en la electricidad. En 2010, el consumo de gas LP superó al consumo de electricidad y alcanzó 63.0 PJ anuales; en 2021, el consumo de este energético había variado poco, y fue de 63.9 PJ. En cambio, el consumo de electricidad creció desde 55.1 PJ en 2010, hasta 72.0 PJ en 2021, y desde 2015 superó el consumo de gas LP. Por su parte, el consumo de gas seco fue de 9.8 PJ en 2010, y creció hasta alcanzar su máximo de la década con 14.4 PJ en 2016, para posteriormente descender hasta 10.8 PJ en 2021.

El tema de los principales usos finales de energía dentro del sector comercial y servicios es complejo debido a la diversidad de actividades realizadas; sin embargo, con base en la investigación del Instituto de Ingeniería de la UNAM sobre retos y oportunidades para la sustentabilidad para los edificios en México, es posible conocer algunos de los principales usos finales de consumo energético dentro del sector (IINGEN, 2015). En este sentido, puede apreciarse que los principales usos finales de la energía en estas actividades son acondicionamiento de espacios (aire acondicionado y calefacción), iluminación, refrigeración y el uso de motores para diversas operaciones.

H.1.3. Sector residencial

El sector residencial está compuesto por el total de viviendas particulares habitadas en el país. Según el Censo Poblacional 2020 del Instituto Nacional de Estadística y Geografía, actualmente hay 35.22 millones de viviendas, en las que habitan 126 millones de personas; el promedio de ocupantes en viviendas particulares habitadas es de 3.6 (INEGI, 2020).

El crecimiento del consumo energético total ha sido muy reducido, de apenas 2.6% entre 2010 y 2021. No obstante, mientras el consumo de la mayor parte de energéticos se ha reducido o se ha mantenido constante a lo largo de la década, el consumo de electricidad ha crecido notablemente. El gas LP era el energético más consumido a nivel residencial en 2010, con 292.5 PJ; luego su consumo se redujo gradualmente hasta 245.3 PJ en 2021. El segundo energético más consumido en 2010 era la leña, con un total de 259.2 PJ, y su consumo se ha visto reducido de manera paulatina y constante a lo largo de la década hasta alcanzar 245.4 PJ en 2021. En cambio, el



consumo de energía eléctrica se ha incrementado de manera significativa a lo largo de la década, al pasar desde 175.3 PJ en 2010 hasta 250.0 PJ en 2021, y posicionarse desde 2020 como el energético más consumido en el sector residencial. Por último, el gas seco es el cuarto energético más consumido en el sector, y su consumo se incrementó durante la primera mitad de la década, desde 31.6 PJ en 2010, hasta alcanzar su máximo en 2014 con 39.9 PJ, y luego su consumo disminuyó hasta 30.1 PJ en 2021.

En términos energéticos, los usos finales en el sector residencial pueden dividirse en dos grandes grupos: usos correspondientes a energía térmica y usos correspondientes a energía eléctrica. Como puede observarse en la Figura 9, la energía térmica es la mayormente utilizada dentro de este sector, a su vez, estos dos grupos se dividen en otros usos más particulares (CEPAL, 2018).

Los usos finales relacionados con energía térmica se distribuyen en dos: calentamiento de agua sanitaria (27.2%) y cocción de alimentos (72.8%). El mayor uso final de la energía térmica es la cocción de alimentos; se estima que 85% de las viviendas cuentan con una estufa para satisfacer esta necesidad; esto implica que existen alrededor de 4.9 millones de viviendas sin este equipo.

Por otra parte, la energía eléctrica tiene una mayor gama de usos, gracias a los diferentes aparatos electrodomésticos utilizados en la vivienda. El enfriamiento de espacios (aires acondicionados) y la conservación de alimentos (refrigeradores) son los usos finales de energía eléctrica con mayor participación. Se estima que 87.92% de las viviendas cuentan con un refrigerador, en su mayoría con una capacidad de 6 a 15 pies, y se calcula que más de 70% del total cuentan con etiquetado de eficiencia energética (INEGI, 2018).

Adicionalmente, 70.89% de las viviendas cuentan con lavadora, y de este total se estima que solamente 65% cuentan con etiquetado amarillo. Los televisores están presentes en 91% del total de viviendas, por lo que son uno de los electrodomésticos que más se utiliza en el país (INEGI, 2018).

Por último, en cuanto al uso en iluminación, existen alrededor de 226 millones de lámparas en las viviendas del país, entre las cuales predominan las lámparas eficientes de tipo fluorescente con 72% de participación, mientras que las lámparas LED representan 12%, y las lámparas incandescentes 16%. Si bien, en su mayoría son lámparas de tipo ahorrador es importante migrar a lámparas más eficientes (LED) (INEGI, 2018).

H.1.4. Sector público

En términos energéticos, el sector público puede ser analizado según los dos servicios públicos principales de los que se derivan los usos finales de energía: alumbrado público y bombeo de agua potable. Al realizar el análisis de datos de 2010



a 2017, con base en el esquema tarifario anterior¹³, el bombeo de agua representa 37.66% del consumo final de energía, mientras que el alumbrado público cuenta con una participación de 62.34% (CFE, 2018 y 2022).

Respecto del alumbrado público, para 2021, su consumo energético fue de 5,648 GWh, con una participación de 1.9% del total del consumo eléctrico nacional (CFE, 2018 y 2022). Actualmente se estima la existencia de 10 millones de luminarias con tecnologías de vapor de sodio de alta presión, aditivos metálicos cerámicos, aditivos metálicos de cuarzo, fluorescentes, LED, entre otras (CONUEE, 2019).

En el sector público se analiza exclusivamente el consumo de electricidad, por tratarse del único energético consumido. Al igual que en el resto de los sectores, el consumo de electricidad en el sector público se ha visto incrementado a lo largo de la década, al pasar de 27.7 PJ en 2010 hasta 32.6 PJ en 2021, con un consumo máximo de 34.5 PJ en 2017.

H.1.5. Normatividad nacional

En México, la normativa aplicable, en términos de eficiencia energética, es regulada a través de las Normas Oficiales Mexicanas de Eficiencia Energética (NOM-ENER), las cuales son especificaciones técnicas de aplicación obligatoria, que integran nuevas tecnologías para asegurar que los diversos aparatos, equipos y sistemas que se fabriquen y comercialicen en el país, usen de forma más eficiente la energía, para incidir positivamente en la reducción en el consumo energético. Con la aplicación de las NOM-ENER se contribuye a la preservación de los recursos energéticos no renovables, a la mejora de la economía de familias y empresas, y a la reducción en la emisión de contaminantes al medio ambiente.

De acuerdo con la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) (CONUEE, 2021 x), hasta 2021, la aplicación de las NOM-ENER eléctricas resultó en un ahorro estimado de 8,900 GWh anuales, lo cual evitó la necesidad de una capacidad adicional de generación de electricidad equivalente a 2,970 MW. Adicionalmente, derivado de la aplicación de las NOM-ENER térmicas, se tuvieron ahorros estimados en el uso de combustibles por 26,200 GWh. Por lo que, en conjunto, se estima un ahorro de energía por las normas eléctricas y térmicas del orden de 35,100 GWh. Esto ha contribuido de manera significativa a la preservación de recursos energéticos no renovables y a la lucha global contra el cambio climático.

Actualmente, la normativa nacional vigente en temas de eficiencia energética se compone de 34 normas, 29 asociadas al uso de energía eléctrica y 5 asociadas al uso de combustibles.

¹³ El esquema tarifario anterior permite identificar las tarifas eléctricas correspondientes a bombeo de agua. A partir del año 2018 quedaron integradas dentro de tarifas vinculadas con sector comercial e industrial.



Finalmente, se concluye que en todos los sectores analizados existe una tendencia hacia la electrificación del consumo energético, lo que se refleja como aumento del consumo de electricidad y decrecimiento del consumo de otros energéticos. Por consiguiente, resulta importante considerar las proyecciones del crecimiento de la demanda eléctrica del país e incidir especialmente en las medidas de eficiencia energética enfocadas al sector eléctrico, aunque sin dejar de lado las medidas de eficiencia térmica.

H.2. Línea base

A fin de presentar el desarrollo del escenario que es la línea base, se identificó la información disponible y su nivel de desagregación de cada uno de los sectores agropecuario, comercial y servicios, residencial y público.

Para este estudio se consideró un análisis de arriba hacia abajo (top-down), ya que se partió de la investigación general de los consumos energéticos de hidrocarburos y eléctricos que tiene cada sector, y a partir de dicha información se obtuvieron datos desagregados por usos finales, y se aplicaron supuestos generales y sectoriales, para así poder estimar el efecto de las medidas que se propone implementar en este análisis.

Para todos los sectores, para la proyección de la línea base, se consideraron como supuestos generales que el año base es 2021, y que los consumos se obtuvieron a partir de tendencias desarrolladas históricamente, a partir de lo cual se generaron proyecciones tendenciales con base en la disponibilidad de información oficial de cada sector. Con esta información, se obtuvo la participación de cada uso final y la caracterización de las tecnologías que ayudan a alcanzar esas actividades de uso final, y para ello se hizo investigación de tiempo de vida útil, eficiencia, y cálculo de costos; estos últimos se obtuvieron según la metodología de punto de referencia que se explica más adelante.

El método de estimación permitió que el escenario de línea base se formará utilizando dos modelos de integración, OSeMOSYS donde se obtiene un escenario de línea base general por sector, y el modelo TIMES donde se realizó una desagregación más específica de los subsectores hasta un nivel por uso final. Posteriormente, con base en el resultado entregado por los modelos, se sistematizó información de cada una de las medidas de mitigación aplicadas, como la reducción en el consumo o la cantidad de equipos sustituidos. El horizonte de tiempo analizado fue hasta 2060.

En esta sección, para cada uno de los sectores agropecuario, comercial y servicios, residencial y público se presentan las emisiones GEI de línea base, distinguiendo las emisiones directas derivadas de los procesos que consumen combustibles fósiles, y las emisiones indirectas generadas por el consumo de energía eléctrica y que se generan en otro punto diferente al de consumo.



H.2.1. Sector agropecuario

El sector agropecuario abarca actividades agrícolas y ganaderas, representa 19.49% de las emisiones GEI de los sectores analizados en esta sección. Para realizar su análisis, se considera la información disponible de consumo de energía, y para proponer medidas de mitigación se desagrega primero según la fuente energética ya sea electricidad o combustibles fósiles, y luego según los usos finales de riego agrícola, bombeo agrícola de pozo profundo y aplicaciones de combustibles fósiles.

H.2.2. Sector comercial y servicios

El sector comercial y servicios comprende actividades relacionadas con servicios no productores o transformadores de bienes materiales, y aporta 24.28% de las emisiones GEI de los sectores analizados. La información del consumo también se desagrega primero según la fuente energética, ya sea electricidad o combustibles fósiles, y luego según los usos finales, entre los que destacan: refrigeración, climatización, iluminación, usos solares, calentamiento de agua y cocción de alimentos.

H.2.3. Sector residencial

El sector residencial es el que tiene una mayor contribución de GEI 54.21% entre los analizados en esta sección. Es también el sector que presenta mayor número de medidas de mitigación, ya que incluye todas las actividades que se realizan en los hogares. Igualmente, el análisis se hace a partir del consumo que se desagrega según la fuente energética ya sea electricidad o combustibles fósiles, y luego según los usos finales como iluminación, climatización, televisores, estufas y calentadores, por mencionar algunos.

H.2.4. Sector público

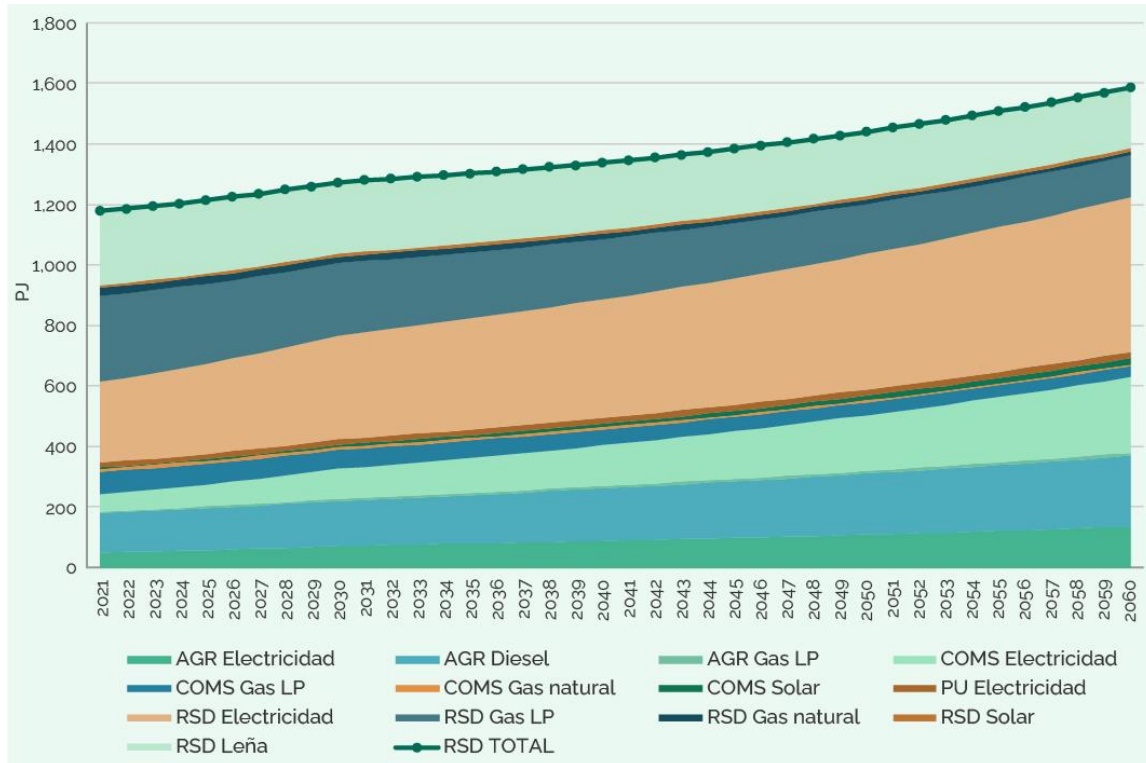
El sector público se encarga de dar calidad de vida para toda la población. En este sector se tomó en cuenta para la mitigación de emisiones de GEI el mejoramiento de eficiencia energética de los sistemas utilizados para actividades eléctricas que desagregados corresponden alumbrado público y el bombeo de agua. Por lo que en este sector solo se entregan como resultado emisiones indirectas generadas por la energía eléctrica.

Considerada la metodología y la información disponible para cada sector, se estima que el consumo de energía en el periodo presentará un comportamiento como se explica en seguida (ver Figura 63). De acuerdo con esta proyección, el sector residencial seguirá consumiendo mayor cantidad de energía, pero sí tendrá un decremento en el consumo de combustibles fósiles. La proyección para el sector agropecuario es que los combustibles fósiles tendrán un incremento de 55% desde el año base hasta 2060. En el sector comercial y servicios, se espera que aumente su



electrificación y se reduzca el uso de combustibles fósiles. Para el sector público, dado que sólo se consideran en este estudio los usos finales eléctricos, si se espera que la demanda de electrificar el sector aumente el consumo para atender las necesidades asociadas al crecimiento de la población. Del conjunto, el sector residencial es el que presenta la proyección de máximo consumo con 511 PJ de usos eléctricos y 362 PJ de combustibles fósiles para 2060, por lo que se concluye que será el sector con mayores emisiones.

Figura 63. Línea base de consumo de los sectores agrícola, público, comercial y servicios y residencial.

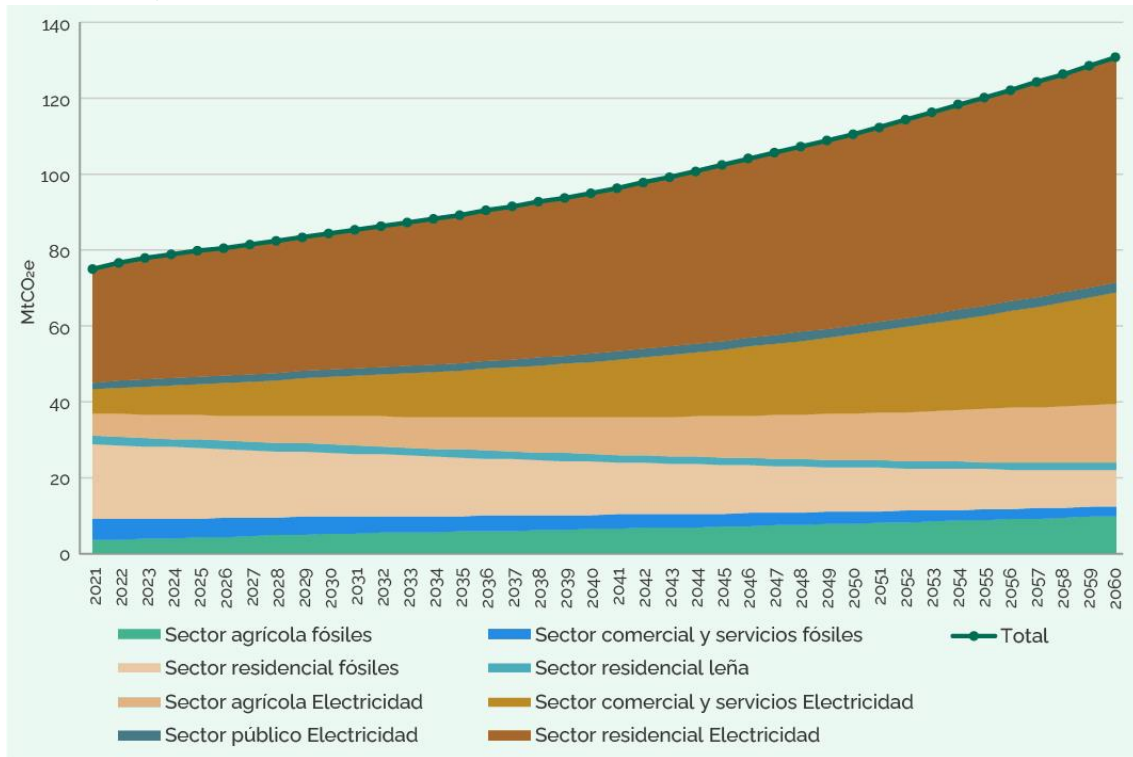


Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se muestra la línea base de emisiones (ver Figura 64) del conjunto de sectores analizados en este capítulo, para el periodo de 2021 a 2060. Se presentan las emisiones tanto directas como indirectas. Como supuesto para las directas, se utilizaron factores de emisión proporcionados por el inventario de emisiones (Gobierno de México. SEMARNAT-INECC, 2022), mientras que las indirectas son calculadas para cada escenario. Los modelos utilizan los factores de emisión como dato de entrada y arrojan un valor de emisiones finales según el comportamiento y el consumo proyectados para cada sector durante todo el periodo.



Figura 64. Línea base de emisiones de GEI de los sectores agrícola, público comercial y servicios y residencial.

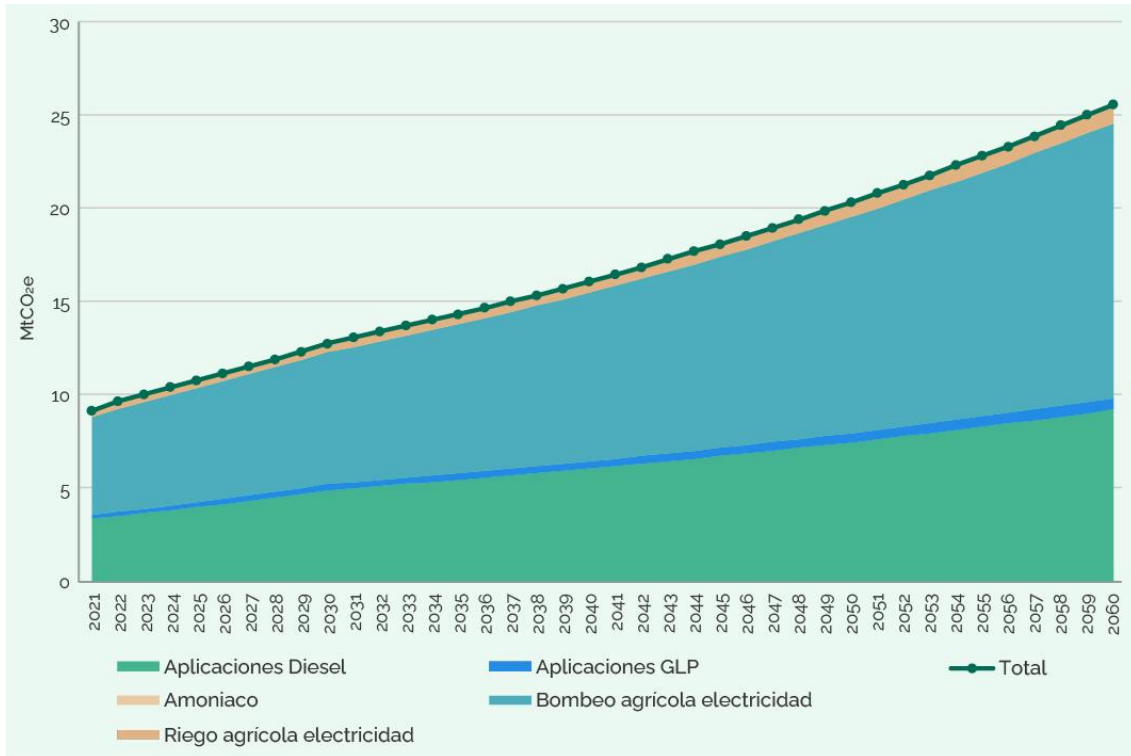


Fuente: Elaboración propia.

En el siguiente nivel de análisis, se realizó una desagregación en donde se identificaron los usos finales principales en cada uno de los sectores; los resultados obtenidos se presentan en las figuras siguientes (Figura 65, Figura 66, Figura 67 y Figura 68).

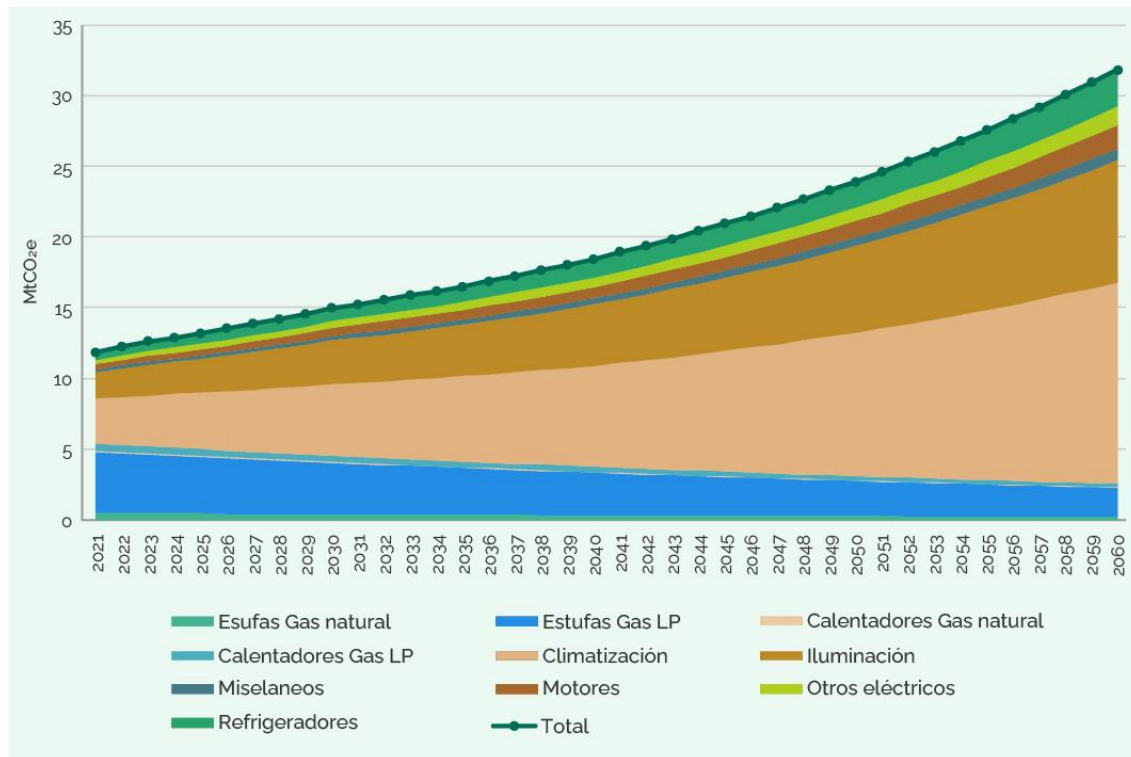


Figura 65. Línea base de emisiones de GEI desagregado sector agrícola.



Fuente: Elaboración propia.

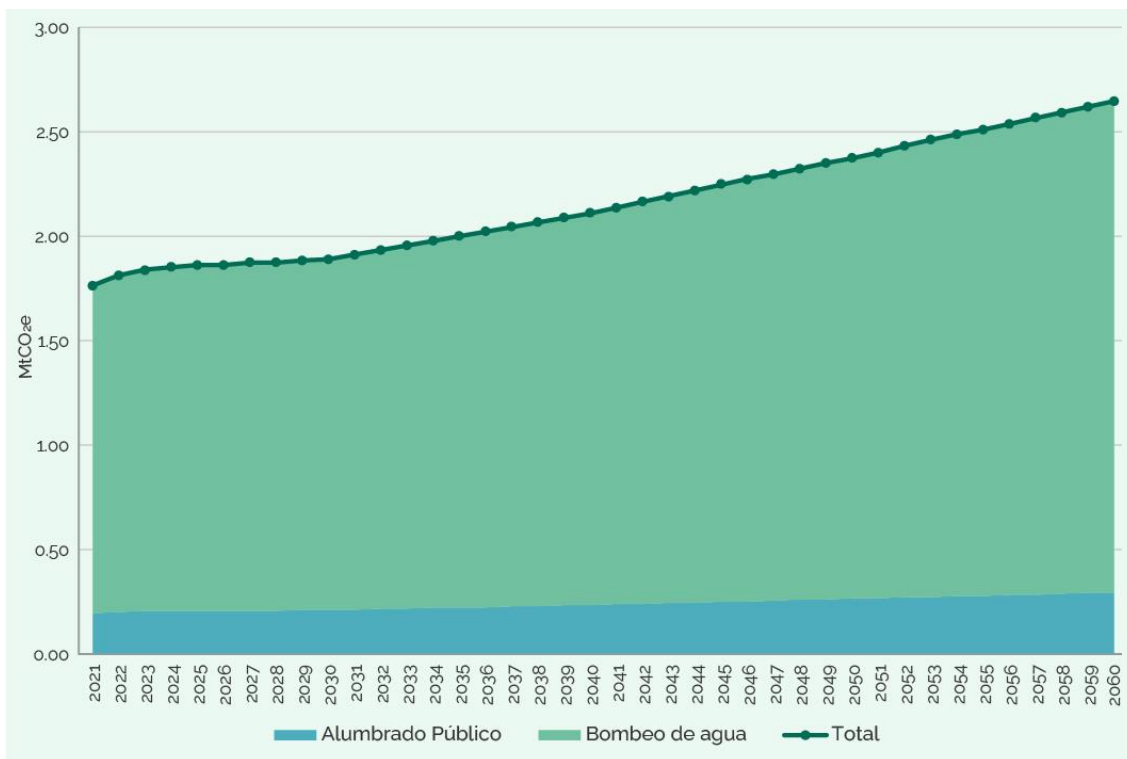
Figura 66. Línea base de emisiones de GEI desagregado sector comercial y servicios.



Fuente: Elaboración propia.

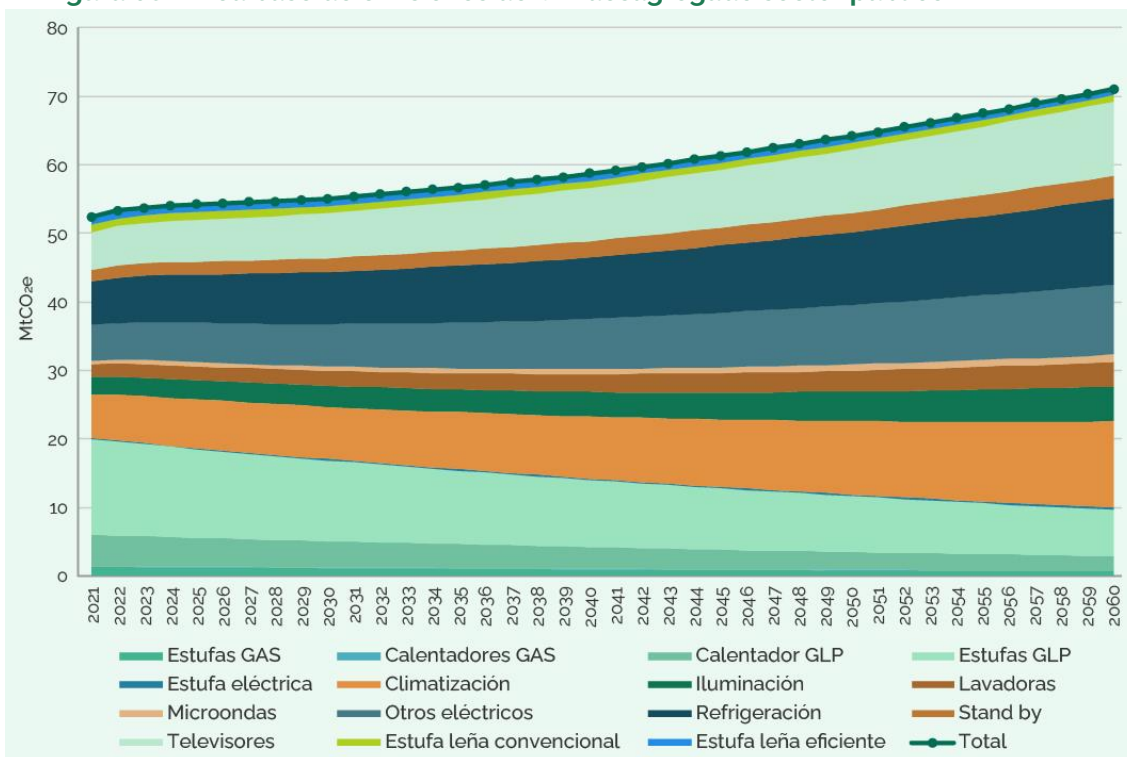


Figura 67. Línea base de emisiones de GEI desagregado sector residencial.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 68. Línea base de emisiones de GEI desagregado sector público.



Fuente: Elaboración propia.



H.3. Medidas de mitigación

A continuación, se presentan las medidas de mitigación propuestas para los sectores agropecuario, comercial y servicios, residencial y público. De cada medida, se describe en qué consiste, se mencionan cuáles son los supuestos considerados para el cálculo del potencial de mitigación, y se presenta información particular para el cálculo Costo Marginal de Abatimiento (CMA). Asimismo, se identifican las medidas que afectan las emisiones directas e indirectas.



- [Medida H-1. Mejorar sistemas de bombeo agrícola](#)
- [Medida H-2. Mejorar sistemas de riego agrícola](#)
- [Medida H-3. Sustitución de diésel por amoníaco en maquinaria del sector agrícola](#)
- [Medida H-4. Incorporación de sistemas de iluminación eficiente en el sector comercial y servicios](#)
- [Medida H-5. Sustitución de equipos de acondicionamiento de espacios por equipos eficientes, sistemas pasivos de climatización y tecnologías de aislamiento térmico en sector comercial y servicios](#)
- [Medida H-6. Sustitución de motores de baja eficiencia por motores de alta eficiencia](#)
- [Medida H-7. Sustitución de equipos de refrigeración comercial y servicios](#)
- [Medida H-8. Inclusión de medidas de eficiencia energética en otro tipo de tecnologías de uso comercial \(misceláneos y otras tecnologías de uso eléctrico\)](#)
- [Medida H-9. Incorporación de calentadores solares de agua \(CSA\) en comercios y servicios](#)
- [Medida H-10. Incorporación de sistemas de iluminación eficiente \(LED\) en las viviendas](#)
- [Medida H-11. Sustitución de refrigeradores mayores a 10 años de vida útil](#)
- [Medida H-12. Incorporación de equipos eficientes de lavado de ropa](#)
- [Medida H-13. Incorporación de sistemas eficientes de aire acondicionado, sistemas pasivos de climatización y tecnologías de aislamiento térmico en las viviendas del país](#)
- [Medida H-14. Incorporación de estufas de inducción eléctrica](#)
- [Medida H-15. Incorporación de calentadores solares de agua \(CSA\) de última tecnología en viviendas](#)
- [Medida H-16. Sustitución de equipos de televisión ineficientes](#)
- [Medida H-17. Sustitución de tecnologías de hornos de microondas](#)
- [Medida H-18. Incorporación de estufas eficientes de leña](#)
- [Medida H-19. Incorporación de normatividad más restrictiva para incentivar tecnologías más eficientes en stand-by y otros usos eléctricos dentro de las viviendas](#)
- [Medida H-20. Incorporar sistemas de iluminación eficiente en el alumbrado público](#)
- [Medida H-21. Mejorar eficiencia de tecnologías de sistemas de bombeo de agua potable](#)



H.3.1. Sector agropecuario

Medida H-1. Mejorar sistemas de bombeo agrícola

Descripción de la medida

Esta medida tiene como objetivo sustituir, en sistemas de producción agrícola, tecnologías de bombeo de agua de pozo profundo o sumergibles que no cumplan la certificación NOM-006-ENER-2015 (eficiencia electromecánica de bombas de pozo profundo) y la NOM-010-ENER-2004 (eficiencia mínima de bombas sumergibles), así como aquellas con más de 15 años en operación. La finalidad es instalar sistemas de bombeo de alta eficiencia.

Condiciones habilitadoras

- Construcción de un inventario nacional de tecnologías de bombeo y usuarios en el sector agrícola. Los datos pueden ser recopilados a través de dependencias del gobierno —como INEGI o CONUEE— y puestos a disposición pública en un sitio de datos abiertos.
- Actualización de las normas oficiales referentes a sistemas de riego agrícola (instalaciones eléctricas, eficiencia energética y de límites de máximos permisibles de contaminantes en aguas residuales que tengan más de 5 años sin revisión. Esto puede ayudar a elevar la eficiencia energética de los sistemas.
- Suficientes capacidades por parte de la CONUEE para vigilar el cumplimiento de las normas y determinar si es necesario sancionar incumplimientos.
- Como parte de una política nacional en beneficio del campo mexicano que considere la tecnificación de las actividades agrícolas, es preciso dar seguimiento a la implementación de acciones de la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, el PRONASE y el Programa Sectorial de Energía. Esto requiere el establecimiento de metas de reemplazo tecnológico para bombeo de agua en el sector agrícola. Dicha política también deberá contemplar el acceso a financiamiento para los productores a fin de que instalen, renueven o mejoren sus sistemas de riego y bombeo de agua. Esto implica el trabajo conjunto entre los tres órdenes de gobierno, instituciones financieras bancarias y no bancarias, banca de desarrollo y agencias de cooperación. Asimismo, es necesario desarrollar esquemas de difusión de información y fortalecimiento de capacidades que permitan divulgar información sobre nuevas técnicas y mejores prácticas de uso de tecnologías, así como para hacer diagnósticos de fallas.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Para 2019, de acuerdo con la Encuesta Nacional Agropecuaria, se calcula una existencia de un total de 820,441 unidades de producción agropecuaria (UPA) que utilizan sistemas de riego.	Encuesta Nacional Agropecuaria 2019 (INEGI, 2019)
S.2	Para 2019, de acuerdo con la Encuesta Nacional Agropecuaria, 32.92% de UPA tienen sistemas de pozo profundo como origen del agua para riego.	Encuesta Nacional Agropecuaria 2019 (INEGI, 2019)



Medida H-1. Mejorar sistemas de bombeo agrícola		
S 3	Se estima que la sustitución de una bomba de agua convencional (o con más de 10 años de operación) por una de alta eficiencia energética permite un ahorro de hasta 30% en el consumo de este uso final de energía.	(CONUEE, GIZ & WATERGY, 2010)
Resultados		
Emisiones evitadas indirectas (electricidad): 12.95 MtCO ₂ e		
Supuestos y fuentes de información para análisis de costos		
La información analizada para la sustitución de tecnologías se obtuvo mediante una recopilación de datos obtenidos de diferentes distribuidores y comercializadores de equipamiento, por lo que las fuentes de información referidas provienen de múltiples empresas.		
Resultado costos		
Costo Marginal de Abatimiento	-\$6.23 USD/tCO₂e	Elaboración propia



Medida H-2. Mejorar sistemas de riego agrícola

Descripción de la medida

El objetivo de esta medida es el perfeccionamiento de los sistemas de riego agrícola convencionales, como los sistemas de inundación, sistemas fijos y sistemas semifijos, mediante la adopción de mejores prácticas y tecnologías de automatización para cultivos tecnificados, y con la utilización y soporte de tecnologías de la información y comunicación (TIC).

Condiciones habilitadoras

- Los gobiernos federales, estatales y municipales, así como la sociedad civil, deben desarrollar esquemas y medios de difusión de información sobre nuevas tecnologías y mejores prácticas, dirigidos a personas tomadoras de decisiones en las UPA.
- Desarrollar y fortalecer capacidades a nivel local para hacer diagnósticos de las principales fallas en sistemas de bombeo y de riego agropecuario.
- Establecer políticas de monitoreo, verificación, cumplimiento y seguimiento a programas de apoyo para la actualización y la sustitución de tecnologías de bombeo de agua, a través de las dependencias correspondientes del gobierno en colaboración con CONAGUA, CONUEE y SENER.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se toma como referencia que al colocar un sistema de riego automático se puede alcanzar hasta 30% de ahorro energético en comparación con sistemas de riego convencionales.	(IRRIMAN, 2016)
S 2	Por las características de los sistemas de riego convencionales, se estima que solamente 37% de la energía recibida para todo el sistema de riego es aprovechada.	(CONUEE, 2011)
S 3	De acuerdo con la Encuesta Nacional Agropecuaria del año 2019, existen un total de 820,441 UPA que utilizan sistemas de riego.	(INEGI, 2019)

Resultados

Emissiones evitadas indirectas (electricidad): 0.86 MtCO₂e

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

La información analizada para la sustitución de tecnologías se obtuvo mediante una recopilación de datos obtenidos de diferentes distribuidores y comercializadores de equipamiento, por lo que las fuentes de información referidas provienen de múltiples empresas.

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento **-\$6.51 USD/tCO₂e** Elaboración propia



Medida H-3. Sustitución de diésel por amoniaco en maquinaria del sector agrícola

Descripción de la medida

El objetivo de esta medida es la sustitución de diésel como combustible de arranque por amoniaco verde, o bien en usos híbridos. Este tipo de sistemas para maquinaria del sector agropecuario es específicamente para su utilización en tractores, lo que resulta en maquinaria pesada libre de emisiones.

Actualmente se han generado algunos proyectos demostrativos en tractores de mediana talla, sin embargo, es un combustible aún en etapa experimental. Cabe mencionar que, de acuerdo con la Encuesta Nacional Agropecuaria de 2019, se estima que los tractores más utilizados en el país tienen una potencia de entre 40 HP y 120 HP, y representan 70% del total, lo cual permitiría focalizar la medida.

Condiciones habilitadoras

- A través de los gobiernos y dependencias subnacionales y federales, se debe impulsar la creación de políticas e instrumentos que tengan como objetivo el desarrollo de hoja de ruta de amoniaco y su impulso en la maquinaria agrícola con motores de combustión a diésel.
- Se requiere que, en conjunto con instituciones financieras bancarias y no bancarias, banca de desarrollo, agencias de cooperación, así como con organismos y dependencias municipales, estatales y nacionales, se promuevan incentivos financieros y crediticios para el desarrollo de proyectos piloto.
- Se requiere del desarrollo de fondos económicos para la sustitución y la actualización de tecnologías que actúen como impulsores de la eficiencia en las UPA.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	De acuerdo con la Encuesta Nacional Agropecuaria de 2019, se estima que 51.8% de un total de 4.65 millones de UPA a nivel nacional utilizan tractores impulsados por diésel.	ENA 2019

Resultados

Emisiones evitadas directas (fósiles): 2.23 MtCO₂e

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

La información analizada para la sustitución de tecnologías se obtuvo mediante una recopilación de datos obtenidos de diferentes distribuidores y comercializadores de equipamiento, por lo que las fuentes de información referidas provienen de múltiples empresas. Se considera que el costo de producción del amoniaco verde para el año 2050 alcanzará valores de 310 a 610 USD por tonelada (IRENA, 2022).



Medida H-3. Sustitución de diésel por amoniaco en maquinaria del sector agrícola

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento	-\$89.04 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------	--------------------------------------	--------------------

H.3.2. Sector comercial y servicios

Medida H-4. Incorporación de sistemas de iluminación eficiente en el sector comercial y servicios

Descripción de la medida

Esta medida tiene como objetivo sustituir las luminarias de tecnología fluorescente compacta e incandescentes por luminarias con tecnología LED que cumplan con la normativa vigente NOM-030-ENER-2016 (eficacia en luminarias LED) así como la NOM-025-STPS-2008 (niveles de iluminación mínimos requeridos en espacios de trabajo), en todas las unidades económicas.

Condiciones habilitadoras

- Desarrollar incentivos técnicos y fiscales en conjunto con organizaciones y asociaciones de energía, o bien a través de instituciones técnicas y educativas, para la eficiencia energética en el sector comercial, que incluyan entre sus acciones: la evaluación de la eficiencia lumínica y el cumplimiento de las normas de eficiencia energética. Algunos ejemplos son programas de recompensa mediante sellos, certificaciones, descuentos en impuestos o facilidades de financiamiento.
- Los gobiernos federal, estatales, municipales, en vinculación con empresas productoras, distribuidoras y empresas usuarias, deben impulsar la promoción de las buenas prácticas de encendido y apagado de lámparas en las empresas; el fomento de equipos de control integrado, incluidas lámparas que incluyan esta tecnología, puede ser un impulsor más.
- Impulsar la cadena de valor de tecnologías más eficientes y en cumplimiento de la normativa vigente, así como auditorías y sistemas de monitoreo y seguimiento correspondiente.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Las luminarias eficientes en el sector comercial y servicios pueden ofrecer un ahorro energético desde 35% (para lámparas fluorescentes y de halógeno) y hasta 80% (respecto a lámparas incandescentes) ¹⁴	(BID, 2019) (CONUEE, 2020 a) (Philips, 2022)

¹⁴ Cabe mencionar que debido a la gran diferencia existente en la oferta de servicios y comercios, la potencia y los lúmenes de la tecnología utilizada dependen de su caracterización, por lo que son requerimientos específicos.



Medida H-4. Incorporación de sistemas de iluminación eficiente en el sector comercial y servicios

- | | |
|-----|--|
| S 2 | Se estima que, en sus usos finales de energía, 29% del consumo de energía eléctrica del sector comercial y servicios corresponde a la iluminación. (Morillón et. al., 2015) |
| S 3 | De acuerdo con el Directorio Nacional de Unidades Económicas 2023, se estima la existencia de 4.77 millones de unidades económicas en el sector comercial y servicios. (INEGI, 2023) |

Resultados

Emisiones evitadas indirectas (electricidad): 7.08 MtCO₂e

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

La información analizada para la sustitución de tecnologías se obtuvo mediante una recopilación de datos obtenidos de diferentes distribuidores y comercializadores de equipamiento, por lo que las fuentes de información referidas provienen de múltiples empresas.

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento	-\$0.89 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------	-------------------------------------	--------------------



Medida H-5. Sustitución de equipos de acondicionamiento de espacios por equipos eficientes, sistemas pasivos de climatización y tecnologías de aislamiento térmico en sector comercial y servicios

Descripción de la medida

Esta medida tiene como objetivo realizar la sustitución de equipos de aire acondicionado de 15 años o más en operación, y también de aquellos que no cumplan certificaciones internacionales de energía o la normativa nacional vigente NOM-011-ENER-2006 (acondicionadores de aire tipo central, paquete o dividido), NOM-021-ENER/SCFI-2017 (acondicionadores de aire tipo cuarto), NOM-026-ENER-2015 (acondicionadores de aire tipo dividido (inverter), NOM-023-ENER-2018 (acondicionadores de aire tipo dividido), en el sector comercial y servicios. Además, tiene como objetivo la incorporación de sistemas pasivos de climatización en el sector comercial y servicios, así como impulsar la utilización de envolvente térmica en la región cálida extrema (norte) y tropical (sur-sureste) de México, así como promover el uso de ventanas aislantes.

Condiciones habilitadoras

- Se debe generar un inventario estimado del número y tipo de tecnologías de aire acondicionado utilizados dentro del sector comercial y servicios, que permita identificar cuántos equipos cumplen con características de eficiencia y antigüedad.
- Impulsar mayor compromiso en la promoción de tecnologías más eficientes de parte de todas las empresas proveedoras, fabricantes y distribuidoras de aire acondicionado.
- A través de dependencias del sector energético, se debe impulsar la incorporación de Normas Oficiales en materia de eficiencia energética que permitan fijar los parámetros de eficiencia mínimos en los equipos más utilizados dentro del sector comercial y servicios.
- En conjunto con organismos y dependencias del gobierno, instituciones financieras bancarias y no bancarias, se debe establecer sinergias que permitan generar programas de sustitución de equipos; por ejemplo, mediante incentivos, campañas de información, financiamientos, créditos, entre otros.
- Es necesario que las dependencias del sector energético, energía y de desarrollo económico de los gobiernos estatales y federales, en colaboración con instituciones de financiamiento, bancarias y no bancarias, fomenten el uso de equipos de aire acondicionado eficientes a través de la implementación y generación de estrategias y programas en materia de eficiencia energética.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se considera que en el sector comercial y servicios los equipos de aire acondicionado más utilizados son: multisplit, equipos divididos, equipo central y chillers; en espacios comerciales pequeños suelen utilizarse minisplits.	CONUEE, s.f.
S.2	La sustitución de un equipo ineficiente de acondicionamiento de espacios por un equipo con tecnología inverter o de alta eficiencia puede incrementar su ahorro energético entre 20% y 35% (27.5% promedio) en este uso final de energía.	(MGM International, 2018 b)



Medida H-5. Sustitución de equipos de acondicionamiento de espacios por equipos eficientes, sistemas pasivos de climatización y tecnologías de aislamiento térmico en sector comercial y servicios

S 3 La incorporación de otros elementos, como sistemas de aislamiento térmico exterior o ventanas aislantes, puede incrementar el ahorro energético hasta 30% frente al uso final en climatización de las edificaciones. MINEM sf. y FENERCOM 2017

Resultados

Emisiones evitadas indirectas (electricidad): 11.67 MtCO₂e

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

La información analizada para la sustitución de tecnologías se obtuvo mediante una recopilación de datos obtenidos de diferentes distribuidores y comercializadores de equipamiento, por lo que las fuentes de información referidas provienen de múltiples empresas.

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento	\$0.31 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------	------------------------------------	--------------------



Medida H-6. Sustitución de motores de baja eficiencia por motores de alta eficiencia

Descripción de la medida

Esta medida tiene como objetivo la penetración de motores eléctricos eficientes para transformar energía eléctrica en energía mecánica que pueda ser utilizada para la activación de otras tecnologías, procesos o herramientas, así como para actividades de sistemas de bombeo o compresión de aire. Se busca la sustitución de motores eléctricos de baja eficiencia, o aquellos con 15 años o más en operación, por equipos de alta eficiencia que cumplan la normativa vigente NOM- 033- ENER-2019.

Condiciones habilitadoras

- Se debe impulsar la generación de un inventario estimado del número y tipos de motores existentes en el sector, y sus usos y tipología de acuerdo con la actividad económica correspondiente.
- Por medio de los diferentes niveles de gobierno y dependencias asociadas a la eficiencia energética y desarrollo económico, generar campañas focalizadas para desarrollar y fortalecer capacidades sobre el correcto dimensionamiento de motores eléctricos de alta eficiencia.
- Con base en las mejores prácticas desarrolladas a nivel internacional en materia de eficiencia energética de motores, se debe desarrollar regulación que incluya los diferentes tipos y potencias de motores eléctricos y variadores de velocidad aplicables para este sector en el país, así como sistemas de monitoreo y actualización constante.
- En conjunto con organismos y dependencias del gobierno, instituciones financieras bancarias y no bancarias, se debe establecer sinergias que permitan generar programas de sustitución de equipos; por ejemplo, incentivos, campañas de información, financiamientos, créditos, entre otros

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se considera que los motores eléctricos de alta eficiencia permiten un ahorro de entre 10% (cuando se trata de un motor nuevo sin certificación) y hasta 30% (motores de baja eficiencia o con más de 10 años en operación) del consumo de energía respecto a motores de línea base del mercado.	(MGM International, 2018)
S.2	Se estima que los motores eléctricos representan 5.6% de los usos finales de energía en diversos servicios y comercios.	(Morillón et. al., 2016)

Resultados

Emissiones evitadas indirectas (electricidad): 1.34 MtCO₂e

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

La información analizada para la sustitución de tecnologías se obtuvo mediante una recopilación de datos obtenidos de diferentes distribuidores y comercializadores de equipamiento, por lo que las fuentes de información referidas provienen de múltiples empresas.



Medida H-6. Sustitución de motores de baja eficiencia por motores de alta eficiencia

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento	\$0.33 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------	------------------------------------	--------------------

Medida H-7. Sustitución de equipos de refrigeración comercial y servicios

Descripción de la medida

Esta medida tiene como objetivo incorporar equipos eficientes de refrigeración y vitrinas refrigerantes con certificación energética internacional o etiquetado amarillo en el sector comercial y servicios, en sustitución de tecnologías con más de 10 años de operación, o que no cumplan con la normativa vigente (NOM-022-ENER/SCFI-2014). Esta medida puede aplicarse a comercios al por menor, autoservicios, preparación de alimentos y bebidas, así como en hospitales.

Condiciones habilitadoras

- Se debe generar un inventario estimado del número y tipo de tecnologías de equipos de refrigeración utilizados en el sector comercial y servicios, que permita identificar los equipos que cumplen con características de eficiencia y antigüedad.
- Impulsar un mayor compromiso hacia la promoción de tecnologías más eficientes de todas las empresas proveedoras, fabricantes y distribuidoras de equipos refrigerantes.
- A través de dependencias del sector energético, se debe impulsar la incorporación de Normas Oficiales más ambiciosas en materia de eficiencia energética, que permitan fijar los parámetros de eficiencia mínimos en los equipos más utilizados dentro del sector comercial y servicios.
- En conjunto con organismos y dependencias del gobierno, instituciones financieras bancarias y no bancarias, se debe establecer sinergias que permitan generar programas de sustitución de equipos; por ejemplo, incentivos, campañas de información, financiamientos, créditos, entre otros.
- Dar seguimiento al cumplimiento de objetivos y metas desarrolladas a nivel nacional e internacional, en términos de sustitución de gases refrigerantes, así como de tecnologías más eficientes.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se estima un potencial de ahorro energético de al menos 20% por el cambio de un sistema de refrigeración comercial convencional, obsoleto o sin cumplimiento de normativa vigente, por uno eficiente.	(MGM International, 2018 c)



Medida H-7. Sustitución de equipos de refrigeración comercial y servicios		
S 2	De acuerdo con el Plan de Acción en Enfriamiento México, en 2018 se toma como referencia la existencia de 4.6 millones de refrigeradores y 4.2 millones de aires acondicionados.	SEMARNAT, 2022
S 3	Se considera la existencia de 1.066 millones de unidades económicas correspondientes al comercio al por menor de abarrotes, alimentos, bebidas, hielo y tabaco.	DENUE (INEGI, 2022)
S 4	Se considera la existencia de 64 mil comercios de autoservicio o tiendas departamentales.	DENUE (INEGI, 2022),
S5	Se considera la existencia de 5,719 hospitales a nivel nacional.	DENUE (INEGI, 2022),
Resultados		
Emisiones evitadas indirectas (electricidad): 2.13 MtCO ₂ e		
Supuestos y fuentes de información para análisis de costos		
La información analizada para la sustitución de tecnologías se obtuvo mediante una recopilación de datos obtenidos de diferentes distribuidores y comercializadores de equipamiento, por lo que las fuentes de información referidas provienen de múltiples empresas.		
Resultado costos		
Costo Marginal de Abatimiento	\$1.39 USD/tCO₂e	Elaboración propia



Medida H-8. Inclusión de medidas de eficiencia energética en otro tipo de tecnologías de uso comercial (misceláneos y otras tecnologías de uso eléctrico)

Descripción de la medida

Esta medida tiene como objetivo incorporar equipos eficientes en diferentes tecnologías, lo que incluye sistemas de control, equipos transformadores y tecnologías de aire comprimido, que impactan en el uso final de otras tecnologías de uso eléctrico y consumos energéticos de misceláneos.

Condiciones habilitadoras

- Se debe identificar a los usuarios, la tipología y la calidad de equipamiento de tecnologías aplicables a este rubro, con el fin de impulsar la incorporación de Normas Oficiales más ambiciosas en materia de eficiencia energética, que permitan fijar los parámetros de eficiencia mínimos en los equipos más utilizados en el sector comercial y servicios.
- Fomentar el desarrollo y la implementación de buenas prácticas en términos de eficiencia energética para diferentes tipos de tecnologías, así como hacer énfasis en que contribuyan a la reducción del consumo de energía.
- En conjunto con organismos y dependencias del gobierno, instituciones financieras bancarias y no bancarias, se debe establecer sinergias que permitan generar programas de sustitución de equipos; por ejemplo, incentivos, campañas de información, financiamientos, créditos, entre otros.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S1	La incorporación de sistemas de control para aire comprimido puede proporcionar un ahorro superior a 10% en el consumo de energía, respecto a sistemas que no cuentan con este esquema.	CONUEE, 2009
S2	Se estima que la sustitución de compresores antiguos por sistemas de compresión de alta eficiencia puede proporcionar un ahorro superior a 9%, respecto a compresores de baja y media eficiencia antiguos.	MGM International Aire Comprimido
S3	Se estima que la incorporación de variadores de frecuencia en motores eléctricos puede proporcionar una reducción superior a 20% del consumo energético del motor.	ABB 2022
S4	Se estima que la incorporación de Sistemas de Gestión de Energía puede generar valores de ahorro energético general de aproximadamente 20% en los diversos comercios y servicios.	(CONUEE & GIZ, 2016) (CONUEE, 2018 a) (AChEE, 2017)

Resultados

Emissiones evitadas indirectas (electricidad): 0.6g MtCO₂e



Medida H-8. Inclusión de medidas de eficiencia energética en otro tipo de tecnologías de uso comercial (misceláneos y otras tecnologías de uso eléctrico)

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

La información analizada para la sustitución de tecnologías se obtuvo mediante una recopilación de datos obtenidos de diferentes distribuidores y comercializadores de equipamiento, por lo que las fuentes de información referidas provienen de múltiples empresas. Es complejo establecer un costo promedio para todos los equipos que corresponden a esta medida, por lo que se obtiene un costo marginal referente al ahorro que tendría la medida para evitar un consumo.

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento	-\$2.33 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------	-------------------------------------	--------------------

Medida H-9. Incorporación de calentadores solares de agua (CSA) en comercios y servicios

Descripción de la medida

Esta medida tiene como objetivo la incorporación de calentadores solares de agua (CSA) en micro, pequeñas y medianas empresas, principalmente en aquellas que tienen usos finales de energía térmicos intensivos en cuanto a la utilización de agua, como es el caso de hoteles y servicios de preparación de alimentos y bebidas, así como gimnasios, spas y hospitales.

Condiciones habilitadoras

- Desarrollar planes, estrategias y programas a mediano y largo plazo, con metas específicas de número de CSA instalados en sector comercial.
- Fomentar el uso de tecnologías de calentamiento solar a través de la creación de programas, incentivos, financiamiento o crédito, para que las empresas puedan acceder a esta tecnología.
- Difundir los beneficios y las características específicas de los CSA para el subsector o la actividad económica que lo requiera en mayor medida.
- Impulsar la compra-venta de tecnologías provenientes de la industria local, así como también el desarrollo de conocimiento y tecnificación de personal, a través del desarrollo y fomento de capacidades.
- Impulsar la investigación y el desarrollo tecnológico local a través de líneas de investigación e incentivos a centros de investigación y academia local.
- Impulsar la generación y fortalecimiento de laboratorios de prueba a través de las dependencias gubernamentales correspondientes para atender los estándares de calidad internacionales con mayor impacto en los CSA.



Medida H-9. Incorporación de calentadores solares de agua (CSA) en comercios y servicios

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se considera un ahorro de consumo de energía fósil de hasta el 100% en sistemas autónomos	CONUEE, 2014
S.2	El recurso solar es ilimitado y se tiene en gran cantidad, ya que 85% del país tiene potencial óptimo para proyectos solares.	ASOLMEX, 2021
S.3	México cuenta con una irradiación solar media de 6,36 kWh/m ² por día.	ASOLMEX, 2021

Resultados

Emisiones evitadas directas (gas): 0.42 MtCO₂e

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

La información analizada para la sustitución de tecnologías se obtuvo mediante una recopilación de datos obtenidos de diferentes distribuidores y comercializadores de equipamiento, por lo que las fuentes de información referidas provienen de múltiples empresas.

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento	\$206.51 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------	--------------------------------------	--------------------



H.3.3. Sector residencial

Medida H-10. Incorporación de sistemas de iluminación eficiente (LED) en las viviendas

Descripción de la medida

Esta medida tiene como objetivo la sustitución de lámparas fluorescentes compactas y de lámparas incandescentes por lámparas de tipo LED en todas las viviendas del país, conforme a la normativa vigente, NOM-030-ENER-2016 (parámetros mínimos de eficacia luminosa).

Condiciones habilitadoras

- Actualizar la NOM-030-ENER-2016, que lleva más de cinco años sin revisarse, con el fin de establecer límites de consumo de energía adecuados y cuya directriz sea el cumplimiento de objetivos y acuerdos nacionales e internacionales.
- Determinar metas de reemplazo tecnológico en iluminación residencial e incluirlas en los instrumentos de planeación de los tres niveles de gobierno, por ejemplo, en el PRONASE.
- Reglamentos de construcción de estados y municipios que establezcan la instalación obligatoria de lámparas con la mayor eficiencia energética posible en edificaciones nuevas.
- A través de los diferentes niveles de gobierno se deben de crear programas de apoyo o impulso a la sustitución de tecnología incandescente y lámparas fluorescentes compactas por lámparas con tecnología LED que cumplan con etiquetado eficiente.
- A su vez, deben de incluirse esquemas de chatarrización y retiro del mercado de lámparas que no cumplan con la normatividad vigente o aquellas que sean sustituidas por lámparas LED.
- Generar programas o estrategias especiales para aquellas comunidades que se encuentren en situaciones de marginación.
- Diseñar campañas de comunicación dirigidas a usuarios finales, en colaboración entre organismos como la CONUEE, el FIDE y los gobiernos estatales, municipales y el federal, para facilitar la comprensión de los ahorros económicos y energéticos obtenidos con las lámparas LED.
- Impulsar la difusión de información en los centros de comercialización de tecnologías, mediante la colaboración entre dependencias del gobierno federal, gobiernos estatales o municipales, y el sector privado, para fomentar la preferencia por las lámparas LED.
- Fomentar las sinergias entre el sector público y privado, con el apoyo de los gobiernos federal, estatales y municipales, así como la sociedad civil, para atraer inversiones en eficiencia energética dentro de la cadena de valor del sector iluminación.
- Fortalecer las capacidades de vigilancia y sanción de los organismos estatales y municipales de regulación en materia de construcción, en relación con el cumplimiento de los códigos de construcción y la instalación de lámparas LED.



Medida H-10. Incorporación de sistemas de iluminación eficiente (LED) en las viviendas

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se estima un ahorro en el consumo de energía eléctrica de 90% respecto a lámparas incandescentes y de al menos 20% respecto a lámparas fluorescentes compactas, por el cambio tecnología a LED.	(SENER, 2015 a)
S 2	Las lámparas LED ofrecen una vida útil de hasta 100 veces más que las lámparas incandescentes.	(CIECAS, 2014)
S 3	Se considera la existencia de 226 millones de lámparas distribuidas en las viviendas mexicanas.	(CONUEE, 2021 a)
S 4	Se considera que del total de consumo eléctrico en una vivienda 8.6% corresponde a iluminación.	CEPAL, 2018

Resultados

Emisiones evitadas indirectas (electricidad): 4.30 MtCO₂e

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

La información analizada para la sustitución de tecnologías se obtuvo mediante una recopilación de datos obtenidos de diferentes distribuidores y comercializadores de equipamiento, por lo que las fuentes de información referidas provienen de múltiples empresas.

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento	-\$6.29 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------	-------------------------------------	--------------------



Medida H-11. Sustitución de refrigeradores mayores a 10 años de vida útil

Descripción de la medida

Esta medida tiene como objetivo la sustitución de equipos refrigeradores de baja eficiencia en las viviendas (sin etiquetado amarillo) o con más de 10 años en operación, por equipos con tecnologías nuevas y eficientes que cumplan la normativa NOM-015-ENER-2018 (consumo de energía máximo para refrigeradores) y con etiquetado amarillo.

Condiciones habilitadoras

- Se deben fortalecer las capacidades y aprovechar la experiencia y áreas de oportunidad de instrumentos y programas previos, con el objetivo de enfocar esfuerzos en nuevas estrategias de apoyo.
- Desarrollar e implementar incentivos diferenciados para la adquisición de equipos de alta eficiencia, con énfasis en localidades y viviendas que presenten niveles de marginación elevados.
- Se deben generar esquemas que promuevan una cadena de producción, distribución y comercialización de tecnologías más eficientes en el mercado.
- Deben incluirse esquemas de chatarrización y retiro del mercado de refrigeradores que no cumplan con la normativa vigente y los que sean sustituidas por equipos con tecnologías más eficientes.
- Se requiere una actualización constante sobre la regulación existente en el país, con el fin de establecer límites de consumo de energía adecuados, y cuya directriz sea el cumplimiento de objetivos y acuerdos nacionales e internacionales.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se estima la presencia de al menos un refrigerador en 31 millones de viviendas a nivel nacional (89.1% del total nacional)	ENIGH, 2020
S.2	Se estima que aproximadamente el 20% del total de viviendas con refrigerador supera los 10 años en operación.	ENCEVI, 2018
S.3	Se estima que solamente 29% del total de refrigeradores cuenta con sello de alta eficiencia energética proporcionado por FIDE.	(CONUEE, 2021 b,e).
S.4	Se estima que 21.2% del total de consumo energético eléctrico en una vivienda corresponde al uso de refrigeradores.	CEPAL, 2018

Resultados

Emissiones evitadas indirectas (electricidad): 10.59 MtCO₂e



Medida H-11. Sustitución de refrigeradores mayores a 10 años de vida útil

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

La información analizada para la sustitución de tecnologías se obtuvo mediante una recopilación de datos obtenidos de diferentes distribuidores y comercializadores de equipamiento, por lo que las fuentes de información referidas provienen de múltiples empresas.

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento	-\$6.21 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------	-------------------------------------	--------------------

Medida H-12. Incorporación de equipos eficientes de lavado de ropa

Descripción de la medida

Esta medida tiene como objetivo la sustitución de lavadoras manuales y semiautomáticas y las que tengan más de 10 años de operación, por equipos con tecnología automática e inverter, y que cumplan con la normativa vigente (NOM-005-ENER-2016).

Condiciones habilitadoras

- Desarrollar e implementar incentivos diferenciados para la adquisición de equipos de alta eficiencia, específicamente lavadoras automáticas con tecnología inverter, con énfasis en localidades y viviendas que presenten niveles de marginación elevados.
- Se deben generar esquemas que promuevan una cadena de producción, distribución y comercialización de tecnologías más eficientes en el mercado.
- Deben incluirse esquemas de chatarrización y retiro del mercado de equipos de lavado de ropa que no cumplan con la normativa vigente y las que sean sustituidas por tecnologías más eficientes.
- Se requiere una actualización constante sobre la regulación existente en el país, con el fin de establecer límites de consumo de energía adecuados, y cuya directriz sea el cumplimiento de objetivos y acuerdos nacionales e internacionales.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se estima que el uso de lavadoras de ropa tiene una participación de 6.10% en el consumo de energía eléctrica del sector residencial en México	CEPAL, 2018
S 2	Se estima que 71.2% de las viviendas en México cuentan con al menos una lavadora	ENIGH 2020
S 3	Se estima que las tecnologías más eficientes de lavado proporcionan hasta un 50% de ahorro energético respecto a una lavadora manual o semiautomática	ECODES, 2022; ENDESA, 2018



Medida H-12. Incorporación de equipos eficientes de lavado de ropa

Resultados

Emisiones evitadas indirectas (electricidad): 3.05 MtCO₂e

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

La información analizada para la sustitución de tecnologías se obtuvo mediante una recopilación de datos obtenidos de diferentes distribuidores y comercializadores de equipamiento, por lo que las fuentes de información referidas provienen de múltiples empresas.

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento	-\$5.05 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------	-------------------------------------	--------------------

Medida H-13. Incorporación de sistemas eficientes de aire acondicionado, sistemas pasivos de climatización y tecnologías de aislamiento térmico en las viviendas del país

Descripción de la medida

Esta medida tiene como objetivo la sustitución de equipos de aire acondicionado con más de 10 años de operación y los equipos que no cumplan la normativa vigente o certificaciones energéticas, e impulsar la penetración de tecnologías inverter con etiquetado amarillo y cumplimiento de la NOM-026-ENER-2015.

Por otra parte, se busca impulsar la aplicación de envolvente térmica, así como aislamiento térmico en ventanas y puertas en las viviendas de región norte y sureste. Además, se plantea el uso de sistemas pasivos de climatización así como la inclusión de ventanas doble cristal.

Condiciones habilitadoras

- Actualizar las normas con más de cinco años sin revisión. Asimismo, es necesario que los reglamentos de construcción de estados y municipios establezcan que las nuevas edificaciones cuenten con tecnología de acondicionamiento de aire con la mayor eficiencia energética posible.
- Impulsar, a través de los reglamentos de construcción locales, la utilización de diferentes estrategias de eficiencia energética que mejoren la demanda energética de las viviendas; por ejemplo, envolvente térmica, generación de proyectos con enfoque en el diseño bioclimático, así como inclusión de sistemas pasivos de aislamiento térmico para viviendas nuevas.
- Determinar metas de reemplazo tecnológico en acondicionamiento de aire residencial, e incluirlas en los instrumentos de planeación de los tres órdenes de gobierno; por ejemplo, en el PRONASE.
- Se deben generar programas o estrategias que promuevan la adecuación de viviendas existentes para incluir sistemas pasivos de climatización, envolvente térmica, así como adecuación de características como pintura reflejante.



Medida H-13. Incorporación de sistemas eficientes de aire acondicionado, sistemas pasivos de climatización y tecnologías de aislamiento térmico en las viviendas del país

- Promover buenas prácticas y difundir los beneficios económicos, ambientales y los asociados al confort térmico y la salud, derivados de la implementación de diferentes medidas de climatización.
- Desarrollar e implementar incentivos diferenciados para la adquisición de equipos de alta eficiencia, específicamente aires acondicionados con tecnología inverter, con énfasis en localidades y viviendas que se encuentren en regiones climáticas cálidas extremas y tropicales.
- Se deben generar esquemas que promuevan una cadena de producción, distribución y comercialización de tecnologías más eficientes en el mercado para hacer llegar a los usuarios las tecnologías con mejor eficiencia.
- Deben incluirse esquemas de chatarrización y retiro del mercado de aires acondicionados que no cumplan con la normativa vigente y los que sean sustituidos por equipos con tecnologías más eficientes.
- Se requiere una actualización constante sobre la regulación existente en el país, para establecer límites de consumo de energía adecuados, y cuya directriz sea el cumplimiento de objetivos y acuerdos nacionales e internacionales; por ejemplo, la Enmienda de Kigali.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se estima que el 21.2% del consumo de electricidad en una vivienda se da para el enfriamiento de espacios	CEPAL, 2018
S.2	Se estima que los equipos de aire acondicionado con tecnología inverter pueden lograr un ahorro energético superior a 20%, respecto a equipos sin esta tecnología; en algunos casos, el ahorro energético puede llegar hasta 50%, cuando son equipos que superan 10 años de uso y no cuentan con certificación energética.	(CONUEE, s.f.)
S.3	Se estima que 17.1% de las viviendas a nivel nacional disponen de algún equipo de aire acondicionado.	ENIGH, 2020
S.4	En la región cálida extrema (norte), 85% de viviendas no cuentan con aislamiento térmico. En la región tropical (sur-sureste), 98.5% de viviendas no cuenta con ningún tipo de aislamiento térmico.	ENCEVI

Resultados

Emisiones evitadas indirectas (electricidad): 10.6 MtCO₂e



Medida H-13. Incorporación de sistemas eficientes de aire acondicionado, sistemas pasivos de climatización y tecnologías de aislamiento térmico en las viviendas del país

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

La información analizada para la sustitución de tecnologías se obtuvo mediante una recopilación de datos obtenidos de diferentes distribuidores y comercializadores de equipamiento, por lo que las fuentes de información referidas provienen de múltiples empresas.

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento	-\$5.19 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------	-------------------------------------	--------------------

Medida H-14. Incorporación de estufas de inducción eléctrica

Descripción de la medida

Esta medida tiene como objetivo sustituir las estufas de gas natural y gas LP por estufas de inducción eléctrica de última tecnología, que permitan mitigar el uso de combustibles fósiles para la cocción de alimentos en el país.

Condiciones habilitadoras

- Desarrollar planes, estrategias y programas a mediano y largo plazo con metas específicas de número de estufas de inducción instaladas en sector residencial.
- Fomentar el uso de tecnologías de estufas eléctricas a través de la creación de programas, incentivos, financiamiento o crédito para que las personas puedan acceder a estas tecnologías.
- Difundir los beneficios económicos-ambientales y características específicas de las estufas de inducción eléctrica respecto a las estufas convencionales de gas.
- Generar alianzas con comercializadoras de tecnologías para poder impulsar una mayor adopción por parte de los usuarios promoviendo una mayor asequibilidad de este tipo de tecnologías.
- Impulsar la compra-venta de tecnologías provenientes de la industria local así como también el desarrollo de conocimiento y tecnificación de personal a través del desarrollo y fomento de capacidades.
- Impulsar la investigación y el desarrollo tecnológico local a través de líneas de investigación e incentivos a centros de investigación y academia local.
- Impulsar la generación y fortalecimiento de laboratorios de prueba a través de las dependencias gubernamentales correspondientes para atender los estándares de calidad internacionales con mayor impacto en las estufas de nueva generación.
- Fortalecer el sistema eléctrico nacional con el fin de que la electrificación de las estufas tenga menor impacto en el control operativo del sistema.



Medida H-14. Incorporación de estufas de inducción eléctrica

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se considera que 482 mil viviendas utilizan electricidad para cocinar (1.4% del total nacional)	ENIGH 2020
S.2	Al menos 29 millones de viviendas utilizan gas LP o natural para cocinar (84.4% del total nacional)	ENIGH 2020
S.4	Se considera que 72% del consumo de energía térmica en una vivienda se destina a la cocción de alimentos.	CEPAL 2018
S.3	La estufa de inducción eléctrica tiene un consumo energético de aproximadamente la mitad del consumo energético de una estufa a gas.	https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306919215001475

Resultados

Emisiones evitadas directas (gas) del periodo: 3.06 MtCO₂e

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

La información analizada para la sustitución de tecnologías se obtuvo mediante una recopilación de datos obtenidos de diferentes distribuidores y comercializadores de equipamiento, por lo que las fuentes de información referidas provienen de múltiples empresas.

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento **-\$7.47 USD/tCO₂e** Elaboración propia



Medida H-15. Incorporación de calentadores solares de agua (CSA) de última tecnología en viviendas

Descripción de la medida

Esta medida tiene como objetivo sustituir calentadores que utilizan combustibles fósiles para su funcionamiento, principalmente aquellos de gas, a través de la instalación de Calentadores Solares de Agua (CSA) alrededor del país.

Condiciones habilitadoras

- Desarrollar planes, estrategias y programas a mediano y largo plazo con metas específicas de número de calentadores solares instalados en sector residencial.
- Fomentar el uso de tecnologías de calentamiento solar a través de la creación de programas, incentivos, financiamiento o crédito para usuarios, específicamente aquellas viviendas pertenecientes a grupos y personas marginadas.
- Fomentar la utilización de calentadores solares a través de programas de financiamiento para viviendas nuevas o renovación de viviendas existentes.
- Difundir los beneficios y características específicas de los calentadores solares de agua para el subsector o actividad económica que lo requiera en mayor medida.
- Impulsar la compra-venta de tecnologías provenientes de la industria local así como también el desarrollo de conocimiento y tecnificación de personal a través del desarrollo y fomento de capacidades.
- Impulsar la investigación y el desarrollo tecnológico local a través de líneas de investigación e incentivos a centros de investigación y academia local.
- Impulsar la generación y fortalecimiento de laboratorios de prueba a través de las dependencias gubernamentales correspondientes para atender los estándares de calidad internacionales con mayor impacto en los CSA.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se considera que en México al año 2020, al menos 13.5 millones de viviendas cuentan solamente con calentador a gas (38.6% del total de viviendas nacional).	ENIGH 2020
S 2	Se considera que en el año 2020 el 10.2% de viviendas (3.57 millones) cuentan con calentador solar y de estas 1.2 millones son sistemas híbridos (solar + respaldo de gas).	ENIGH 2020
S 3	Se estima un ahorro de consumo de energía fósil de hasta el 100% en sistemas autónomos.	CONUEE, 2014
S 4	El recurso solar es ilimitado y se tiene en gran cantidad, ya que 85% del país tiene potencial óptimo para proyectos solares.	ASOLMEX, 2021



Medida H-15. Incorporación de calentadores solares de agua (CSA) de última tecnología en viviendas

S 5 Se estima que 27.2% del consumo de energía térmica en una vivienda se destina al calentamiento de agua. CEPAL 2018

Resultados

Emisiones evitadas directas (gas): 1 MtCO₂e

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

La información analizada para la sustitución de tecnologías se obtuvo mediante una recopilación de datos obtenidos de diferentes distribuidores y comercializadores de equipamiento, por lo que las fuentes de información referidas provienen de múltiples empresas.

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento	-\$64.4 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------	-------------------------------------	--------------------

Medida H-16. Sustitución de equipos de televisión ineficientes

Descripción de la medida

Esta medida tiene como objetivo sustituir televisores con más de 10 años de uso y también los que no cuenten con información de eficiencia energética certificada, por equipos con tecnologías más eficientes y que cuenten con la NOM-032-ENER-2013 correspondiente a los límites máximos de potencia eléctrica para equipos y aparatos que demandan energía en espera.

Condiciones habilitadoras

- Desarrollar e implementar incentivos diferenciados para la adquisición de equipos de alta eficiencia, específicamente televisores con tecnología LED, con énfasis en localidades y viviendas que presenten niveles de marginación elevados.
- Se deben generar esquemas que promuevan una cadena de producción, distribución y comercialización de tecnologías de televisores más eficientes en el mercado.
- Deben incluirse esquemas de chatarrización y retiro del mercado de televisores que no cumplan con la normativa vigente y los que sean sustituidos por equipos con tecnologías más eficientes.
- Se requiere una actualización constante sobre la regulación existente en el país, con el fin de establecer límites de consumo de energía adecuados, y cuya directriz sea el cumplimiento de objetivos y acuerdos nacionales e internacionales.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS

DESCRIPCIÓN

FUENTE



Medida H-16. Sustitución de equipos de televisión ineficientes		
S.1	Todos los televisores con pantalla de LED, LCD, PDP y OLED deben tener una potencia eléctrica en modo de espera igual o menor a 1 W	NOM-032-ENER-2013
S.2	La transición a televisores más eficientes puede suponer un ahorro estimado de hasta 60% el consumo energético anual para este uso final, si se considera como máximo la transición de un televisor análogo a un televisor digital (no su adaptabilidad a través de un decodificador).	CONUEE, 2014
Resultados		
Emisiones evitadas indirectas (electricidad): 9.14 MtCO ₂ e		
Supuestos y fuentes de información para análisis de costos		
La información analizada para la sustitución de tecnologías se obtuvo mediante una recopilación de datos obtenidos de diferentes distribuidores y comercializadores de equipamiento, por lo que las fuentes de información referidas provienen de múltiples empresas.		
Resultado costos		
Costo Marginal de Abatimiento	-\$5.49 USD/tCO₂e	Elaboración propia



Medida H-17. Sustitución de tecnologías de hornos de microondas

Descripción de la medida

Esta medida tiene como objetivo sustituir equipos de microondas con más de 10 años de uso y los que no cuenten con información de eficiencia energética certificada, por equipos con tecnologías más eficientes y que cuenten con la NOM-032-ENER-2013 correspondiente a los límites máximos de potencia eléctrica para equipos y aparatos que demandan energía en espera.

Condiciones habilitadoras

- Desarrollar e implementar incentivos diferenciados para la adquisición de equipos de alta eficiencia, específicamente hornos de microondas con tecnología inverter.
- Se deben generar esquemas que promuevan una cadena de producción, distribución y comercialización de tecnologías de hornos de microondas más eficientes en el mercado.
- Deben incluirse esquemas de chatarrización y retiro del mercado de hornos de microondas que no cumplan con la normativa vigente y los que sean sustituidos por equipos con tecnologías más eficientes.
- Se requiere una actualización constante sobre la regulación existente en el país, con el fin de establecer límites de consumo de energía adecuados, y cuya directriz sea el cumplimiento de objetivos y acuerdos nacionales e internacionales.
- Impulsar la investigación y el desarrollo tecnológico local a través de líneas de investigación e incentivos a centros de investigación y academia local, que permitan contribuir al desarrollo de tecnologías más eficientes.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Los hornos de microondas deben de tener una potencia eléctrica en modo de espera igual o menor a 2.5 W para hornos convencionales y de 5 W para combinados y empotrables	DOF, 2014
S.2	Los hornos de microondas con mayor desempeño aprovechan 50% o más de la energía inyectada a la tecnología. Cualquier horno que no alcance al menos 40% de aprovechamiento es considerado de baja eficiencia.	PROFECO, 2021

Resultados

Emissiones evitadas indirectas (electricidad): 0.90 MtCO₂e.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

La información analizada para la sustitución de tecnologías se obtuvo mediante una recopilación de datos obtenidos de diferentes distribuidores y comercializadores de equipamiento, por lo que las fuentes de información referidas provienen de múltiples empresas.

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento	-\$5.46 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------	-------------------------------------	--------------------



Medida H-18. Incorporación de estufas eficientes de leña

Descripción de la medida

Esta medida tiene como objetivo sustituir estufas de leña convencionales por estufas de leña eficientes que cuentan con chimenea para la extracción de humo y contaminantes, así como mejor aislamiento térmico y materiales que permiten una cocción más eficiente.

Condiciones habilitadoras

- Desarrollar e impulsar estudios estadísticos sobre el número y la ubicación de viviendas que utilizan leña como principal fuente de combustible, con el fin de poder focalizar recursos.
- Desarrollar programas locales de sustitución de estufas, mediante la vinculación de recursos entre los diferentes órdenes de gobierno, principalmente a través de instituciones vinculadas con desarrollo social y bienestar.
- Generar apoyos específicos a centros de innovación tecnológica y centros de investigación locales, para que puedan generar información y tecnologías que tengan como objetivo proveer estufas mejoradas de leña.
- Impulsar el desarrollo de capacidades locales sobre instalación y construcción de estufas eficientes de leña, vinculado con programas o estrategias de penetración de tecnologías para formar un ciclo de producción y aplicación.
- Promover la electrificación de algunas estufas de leña, a través de estrategias y acciones que ayuden a los usuarios de las viviendas a contar con energía eléctrica estable.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se considera que en México, 4.72 millones de viviendas utilizan leña para cocinar en 2020.	ENIGH 2020
S.2	Al menos 1.15 millones de viviendas que utilizan leña no cuentan con chimenea para la extracción de humo en el año 2020.	ENIGH 2020
S.3	El potencial de ahorro energético reportado para estufas de leña eficientes considera hasta el 60% de acuerdo con algunas mediciones en campo respecto a fogones tradicionales.	(Berrueta et al, 2008)
S.4	En cuestión de emisiones se estima que al sustituir un fogón tradicional por una estufa de leña eficiente se puede alcanzar una reducción superior al 80% de emisiones generadas por la estufa.	Berrueta 2011



Medida H-18. Incorporación de estufas eficientes de leña

S 5	Con base en diversas investigaciones, el cambio de un fogón tradicional por una estufa de leña eficiente puede reducir más de 30% la probabilidad de afectaciones a la salud.	(Romieu et al., 2009) Armendáriz, C. <i>et. al.</i>
-----	---	--

Resultados

Emisiones evitadas directas (leña) del periodo: 0.78 MtCO₂e

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

La información analizada para la sustitución de tecnologías se obtuvo mediante una recopilación de datos obtenidos de diferentes distribuidores y comercializadores de equipamiento, por lo que las fuentes de información referidas provienen de múltiples empresas.

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento	-\$1478 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------	-------------------------------------	--------------------

Medida H-19. Incorporación de normatividad más restrictiva para incentivar tecnologías más eficientes en stand-by y otros usos eléctricos dentro de las viviendas

Descripción de la medida

Esta medida tiene como objetivo impulsar el establecimiento de normativa y certificaciones de eficiencia energética para tecnologías más eficientes, principalmente en usos eléctricos no especificados, como cafeteras, hornos eléctricos, licuadoras, batidoras, tostadores de pan, secadoras de cabello, secadoras de ropa y máquinas de coser, por mencionar algunas.

Condiciones habilitadoras

- Se debe identificar la tipología y la calidad de equipamiento de tecnologías aplicables a este rubro con el fin de impulsar la incorporación de Normas Oficiales más ambiciosas en materia de eficiencia energética que permitan fijar los parámetros de eficiencia mínimos en los equipos más utilizados dentro del sector comercial y servicios.
- Fomentar el desarrollo e implementación de buenas prácticas en términos de eficiencia energética para diferentes tipos de tecnologías, así como hacer énfasis a que cada una de las tecnologías contribuye al consumo de energía en mayor o menor grado.
- En conjunto con organismos y dependencias del gobierno, instituciones financieras bancarias y no bancarias se debe establecer sinergia que permitan generar programas de sustitución de equipos a través de, por ejemplo, incentivos, campañas de información, financiamientos, créditos, entre otros.



Medida H-19. Incorporación de normatividad más restrictiva para incentivar tecnologías más eficientes en stand-by y otros usos eléctricos dentro de las viviendas

- Establecer metas específicas para la incorporación de tecnologías más eficientes en el rubro de otros usos eléctricos. Esto debe realizarse, como consecuencia de la identificación de aquellas viviendas que cuentan con estas tecnologías, o bien, impulsar la penetración de las mismas en aquellas que tengan intención de compra.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se considera que en 2018, utiliza plancha 64.6% de la población a nivel urbano y 50.2% a nivel rural.	ENCEVI
S 2	Se considera que, en promedio, las viviendas del país utilizan diariamente durante un lapso de entre 10 min a 30 min, algún tipo de electrodoméstico: cafetera, licuadora, batidora, tostador, secadora de pelo, secadora de ropa, máquina de coser (por mencionar algunos).	ENCEVI

Resultados

Emisiones evitadas directas: 2.80 MtCO₂e

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

La información analizada para la sustitución de tecnologías se obtuvo mediante una recopilación de datos obtenidos de diferentes distribuidores y comercializadores de equipamiento, por lo que las fuentes de información referidas provienen de múltiples empresas.

Es complejo establecer un costo promedio para todos los equipos que corresponden a esta medida, por lo que se obtiene un costo marginal referente al ahorro que tendría la medida para evitar un consumo.

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento	-\$25.3 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------	-------------------------------------	--------------------



H.3.4. Sector público

Medida H-20. Incorporar sistemas de iluminación eficiente en el alumbrado público

Descripción de la medida

Esta medida tiene como objetivo la sustitución de luminarias de alumbrado público que se encuentren obsoletas o que sean de tecnologías ineficientes (fluorescentes, incandescentes, luz mixta, vapor de mercurio y halógenas), por nuevos sistemas de alumbrado público de alta eficiencia, como las de tecnologías LED, de Vapor de Sodio de Alta Presión Cerámicos o de Aditivos Metálicos Cerámicos, en todos los espacios públicos, de conformidad con la NOM-031-ENER-2019 y la NOM-013-ENER-2013.

Condiciones habilitadoras

- Actualización de la normativa, para lo cual es necesario revisar los valores guía para la eficiencia energética de todos los sistemas nuevos de iluminación para calles, avenidas, espacios públicos y estacionamientos públicos abiertos, cerrados o techados, así como las ampliaciones o modificaciones de instalaciones ya existentes que se construyan en el territorio nacional (NOM-013), y para las especificaciones y métodos de prueba que propician el uso eficiente de la energía en los luminarios con diodos emisores de luz (LED), destinados para iluminación de calles, avenidas y áreas exteriores públicas (NOM-031). Asimismo, es necesario que la CONUEE vigile su cumplimiento y determine las sanciones en caso de incumplimiento.
- Dar continuidad al Proyecto Nacional de Eficiencia Energética en Alumbrado Público Municipal, y modificarlo para que cuente con objetivos medibles a corto, mediano y largo plazos. Además, estos objetivos deberán estar alineados con metas de reemplazo tecnológico en iluminación en el sector público establecidas en instrumentos de planeación de los tres órdenes de gobierno; por ejemplo, en el PRONASE.
- A través de las dependencias municipales y estatales correspondientes, o bien a través de la CONUEE y organismos nacionales e internacionales involucrados, es necesario generar un diagnóstico de alumbrado público que permita identificar las zonas prioritarias en las que convergen diferentes problemas sociales como índices delictivos, percepción de inseguridad, y marginación social y económica.
- En relación con lo anterior, y a través de las dependencias mencionadas, se debe desarrollar un inventario municipal de tecnologías de alumbrado público, que permita identificar áreas de oportunidad, barreras y retos particulares en el alumbrado público de las localidades, así como la falta de infraestructura o su existencia pero falta de operación y sus motivos.
- Generar un mecanismo, en conjunción de los organismos de servicios públicos municipales con CFE para modernizar e instalar infraestructura eficiente de alumbrado público.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se estima —con base en un proyecto piloto desarrollado por CONUEE en 2017— que la sustitución de 392 mil sistemas ineficientes por luminarias eficientes trae	(CONUEE, 2017)



Medida H-20. Incorporar sistemas de iluminación eficiente en el alumbrado público		
	consigo un ahorro energético anual de aproximadamente 161 millones de KWh por año.	
S 2	Se estima que al sustituir una lámpara obsoleta por una lámpara eficiente se puede alcanzar hasta 65% de mejora en eficiencia energética.	(Colclough, G., 2021) (Gibbons, R., Palmer, M., 2021)
S 3	Se toma como referencia la existencia de 10 millones de luminarias de alumbrado público, y que en 2019 solamente 3% cuentan con tecnología LED, de acuerdo con CONUEE.	(CONUEE, 2019)
Resultados		
Emisiones evitadas indirectas (electricidad): 0.28 MtCO ₂ e		
Supuestos y fuentes de información para análisis de costos		
La información analizada para la sustitución de tecnologías se obtuvo mediante una recopilación de datos obtenidos de diferentes distribuidores y comercializadores de equipamiento, por lo que las fuentes de información referidas provienen de múltiples empresas.		
Resultado costos		
Costo Marginal de Abatimiento	-\$32.75 USD/tCO₂e	Elaboración propia



Medida H-21. Mejorar eficiencia de tecnologías de sistemas de bombeo de agua potable

Descripción de la medida

Esta medida tiene como objetivo sustituir los equipos de bombeo de agua con más de 10 años en operación, por equipos nuevos con tecnologías eficientes, en cumplimiento de la NOM-006-ENER-2015.

Condiciones habilitadoras

- En colaboración con instituciones como INEGI, CONAGUA y CONUEE, impulsar la generación de un inventario de tecnologías, potencia, eficiencia, ubicación y vida útil que permita identificar de forma simple el número de equipos de bombeo actualmente en operación.
- A través de organismos como la CONUEE y las dependencias municipales y estatales correspondientes, promover el desarrollo de estrategias recurrentes de diagnóstico de las principales plantas potabilizadoras de agua en el país, que permita identificar los sistemas de bombeo que no cumplan con la normativa oficial por cuestiones electromecánicas del motor, bomba, estructura o del sistema en general.
- Establecer metas y objetivos de sustitución tecnológica en hojas de ruta y planeación específica, con el objetivo de generar una estructura presupuestaria específica.
- A través de cooperación internacional, instituciones financieras y diferentes niveles de gobierno, generar incentivos crediticios y fiscales para los gobiernos municipales con el fin de promover la instalación de equipos con tecnologías eficientes —basados en certificaciones internacionales y normativa vigente— en los sistemas de bombeo y distribución de agua potable.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se puede mejorar en promedio 17% de eficiencia energética en un equipo de bombeo con mantenimiento correctivo a bombas que actualmente se encuentran en operación.	(EPA, 2015) (Cardoso, P. & Peixoto, M., 2016)
S 2	Al implementar medidas de eficiencia energética de los sistemas de bombeo, como el cambio de tecnologías ineficientes por eficientes, de acuerdo con la CONUEE, se estima un ahorro de superior a 27% en el consumo energético nacional en este uso final de energía.	INECC, 2020
S 3	Se estima un ahorro energético de hasta 80% para 2060 en este uso, derivado del uso de bombas eficientes.	(CONUEE, 2019)

Resultados

Emisiones evitadas indirectas (electricidad): 2.26 MtCO₂e



Medida H-21. Mejorar eficiencia de tecnologías de sistemas de bombeo de agua potable

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

La información analizada para la sustitución de tecnologías se obtuvo mediante una recopilación de datos obtenidos de diferentes distribuidores y comercializadores de equipamiento, por lo que las fuentes de información referidas provienen de múltiples empresas.

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento	-\$36.52 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------	--------------------------------------	--------------------



H.4. Ruta para el escenario de emisiones netas cero

Con la finalidad de generar una ruta de emisiones netas cero de los sectores agropecuario, comercial y servicios, residencial y público, se construye un escenario que abarca de 2021 a 2060, y propone realizar la integración de tecnologías eficientes, reemplazo o aceleración de penetración de equipos para cada sector, mediante la aplicación de las medidas de mitigación descritas en el apartado anterior. Esas medidas y la información recabada para producir el escenario fueron evaluadas en los modelos OSeMOSYS, y luego de manera desagregada por subsectores con el modelo TIMES, que permitió identificar en detalle los principales usos finales.

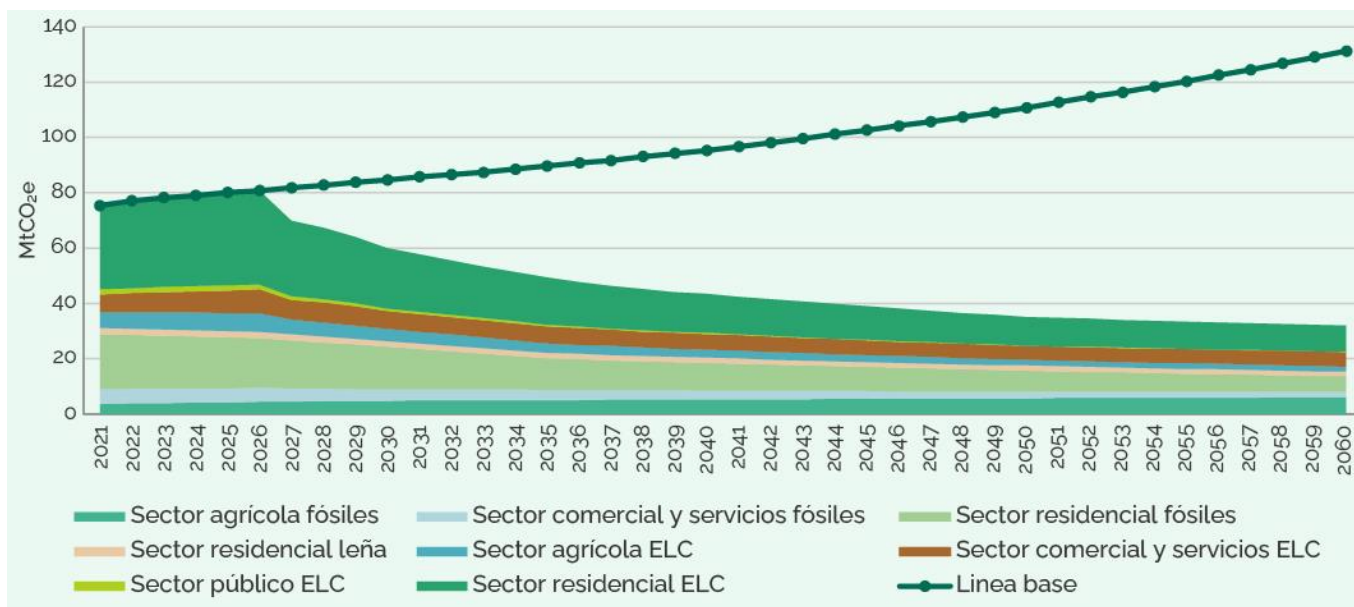
La ruta propuesta busca mostrar la reducción de emisiones totales de GEI y el efecto que se logra al hacer la integración de la eficiencia energética en cada uno de los sectores.

Los supuestos para realizar esta proyección parten de la metodología seguida en la línea base. Para el escenario de emisiones netas cero, se modeló que la integración de medidas de eficiencia, y sustitución o reemplazo con equipos de tecnologías eficientes sería a partir de 2027, con la intención de dar oportunidad de que sean implementados programas que apoyen tales fines.

A continuación, se presenta la ruta para el escenario de emisiones netas cero (ver Figura 69), con la que para 2060 se alcanzaría una reducción de 76% de las emisiones respecto a la línea base, de manera que el total pasa de 131 MtCO₂e a 32 MtCO₂e, es decir que se mitigan 99 MtCO₂e. La eficiencia energética y el reemplazo de equipos eléctricos logra una reducción en el consumo de electricidad de 728 PJ en 2060, 21% menos que en la línea base.



Figura 69. Ruta de escenario de Emisiones Neta Cero de los sectores agrícola, comercial y servicios, público y residencial.



Fuente: Elaboración propia.

H.5. Análisis de resultados

Consideradas las emisiones directas e indirectas, en 2021 los sectores agrícolas, público, residencial, comercial y servicios, contribuyen en conjunto con un total de 75 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO₂e). El sector residencial es el mayor generador de emisiones GEI (69,7%), seguido del sector comercial y servicios (15,8%), el sector agrícola (12,2%) y finalmente el sector público (2,3%).

El análisis parte del desarrollo de la línea base, la metodología a seguir y los supuestos —descritos en los apartados previos— con horizonte al año 2060. Para cada uno de los sectores se proyecta una ruta tendencial sin cambio (business as usual) que muestra el aumento en la contribución total de emisiones hasta 131 MtCO₂e; 54,2% del sector residencial, 24,3% del sector comercial y servicios, 19,5% del sector agrícola y 2% del sector público. Este análisis de la línea base muestra que es poco probable que logremos las metas de mitigación establecidas en el país, si no se hacen cambios en estos sectores que comprenden actividades de gran importancia para el desarrollo económico y el bienestar. Es por ello que resulta necesario proyectar una ruta a un escenario alterno que posibilite alcanzar la meta de emisiones netas cero.

Las medidas propuestas para el escenario de mitigación (escenario EN0) se enfocan en la eficiencia energética, principalmente mediante la sustitución de equipos que operan con tecnologías ineficientes u obsoletas, y también mediante cambios regulatorios y normativos que aseguren que el crecimiento de la demanda en el consumo es atendido con tecnologías eficientes en los diferentes usos finales. De



esta manera es posible lograr la reducción de emisiones en cada uno de los sectores, como se describe más adelante.

Las medidas de mitigación son identificadas como indirectas y directas. Las indirectas son las correspondientes al ahorro en el consumo de electricidad, ya que las emisiones no son generadas localmente pero sí son tomadas en consideración las emisiones de la generación de energía eléctrica. Las medidas de mitigación directas son las que tienen efecto en las emisiones generadas localmente, y que involucran la quema de combustibles fósiles.

Las medidas propuestas incluyen la mejora en eficiencia energética y el reemplazo de equipo ineficientes u obsoletos por equipos con tecnología eficiente, y también la electrificación de usos antes basados en combustibles.

En el escenario EN0 para 2060, en los sectores agropecuario, comercial y servicios, residencial y público, se prevé un decremento en el consumo de combustibles fósiles, que genera un ahorro de 103,9 PJ, mientras que en el caso del consumo de electricidad se estima un ahorro de 191 PJ, que corresponden a 52,815,763 MWh.

A continuación, se desarrolla el análisis de resultados para cada uno de los sectores, con mayor detalle del consumo energético evitado para cada uno de los usos finales de energía analizados, así como las medidas directas e indirectas implicadas.

Además de la estimación de equipos sustituidos, para realizar el cálculo de equipos se considera como supuesto que actualmente las tecnologías un consumo promedio anual estimado, excepto iluminación. Sin embargo, se supone que estos consumos tienen una mejora derivada de la eficiencia energética tecnológica, por lo que se considera una mejora de 20% respecto al consumo original a partir de 2035.

H.5.1. Sector agropecuario

Medidas indirectas

Entre las medidas indirectas analizadas, se propone la mejora tecnológica de bombeo agrícola de pozo profundo. De acuerdo con el escenario EN0, se plantea hacer la sustitución gradual de bombas que no cumplan con las certificaciones correspondientes, y para 2060 se prevé la sustitución de 13,346,137.94 MWh, lo que corresponde a reemplazar 898,125 bombas de agua de pozo profundo o sumergibles.

Por otra parte, se busca la mejora del riego agrícola, o sea perfeccionar los sistemas de riego incluyendo mejoras tecnológicas que mejoren su eficiencia energética. En el escenario EN0, se evita el consumo de 889,742.52 MWh, que corresponden a 38% menos con respecto a la línea base.

Medidas directas

Para el caso de las medidas que repercuten en las emisiones directas, se tiene la disminución del uso de combustibles fósiles en maquinaria y equipo productivo; esto incluye el reemplazo de diésel por el uso de amoníaco como combustible que puede



ser utilizado en motores de combustión interna y se considera como un combustible limpio ya que no genera emisiones, aunque requiere hacer una reconversión de los vehículos. En el escenario EN0, se prevé mitigar por completo el consumo de combustible fósil, al incorporar de forma gradual el uso de amoníaco; para 2060, se espera un consumo de 8,482,600 MWh.

H.5.2. Sector comercial y servicios

Medidas indirectas

En el sector comercial y servicios, para la mitigación de emisiones indirectas se analizan diferentes equipos eléctricos. En el escenario EN0 se considera la incorporación de sistemas de iluminación eficiente, y se plantea la sustitución de 1,700,000 MWh, lo que resulta en una disminución de 11% con respecto a la línea base.

En cuanto a la medida de sustitución de equipos de acondicionamiento de espacios, se considera que actualmente el número de equipos en operación son 4.2 millones de AAc y con esa base se estima el consumo unitario en 2021. Con la aplicación de la medida se prevé una mejora de 25% respecto al consumo promedio, así como otro 25% de mejora al consumo unitario después de 2030, y para el final del periodo en 2060 se espera que se habrán sustituido 2,747,821 equipos, lo que equivale a 2,802,678.42 MWh de consumo.

La medida de sustitución de motores de baja eficiencia para procesos, herramientas, bombeo de agua y aire comprimido contempla sustituir 63,932.98 motores que disminuyen el consumo en el equivalente a 321,751.53MWh.

Otra medida está enfocada en equipos de refrigeración como vitrinas refrigerantes y refrigeradores utilizados en comercios, restaurantes, hospitales y tiendas de autoservicio. Se considera que actualmente el número de equipos en este sector son 4.6 millones de refrigeradores comerciales, con esa base se obtiene el consumo unitario para 2021, y se estima una mejora de 25% respecto al promedio, así como otro 25% de mejora al consumo unitario después de 2030. En el escenario EN0, se asume que serán reemplazados 2,174,941 refrigeradores, lo que representa un ahorro de 510,957.62 MWh.

Existe una amplia variedad de equipos eléctricos con diversidad de tecnologías y usos finales, que se consideran agrupados en una categoría miscelánea; para estos se prevé impulsar su sustitución o reemplazo para ahorrar 164,922.95 MWh, e impulsar la penetración de tecnologías más eficientes para reducir 263,067.29 MWh respecto a la línea base.

Medidas directas

Para la mitigación de emisiones directas en el sector comercial y servicios, se considera una medida que busca el reemplazo de calentadores de agua a gas mediante la incorporación de calentadores solares (CSA) orientada a los usos finales térmicos de hospitales, restaurantes y gimnasios. Con esta medida se lograría una



meta de reemplazo de 81% por CSA, y una reducción del consumo de combustible fósil de 233,333 MWh.

H.5.3. Sector residencial

El sector residencial se destaca entre los sectores analizados en este capítulo, debido a que las medidas propuestas provocan efectos directamente en la población en general, ya que involucran el conjunto de todos los hogares del país y los requerimientos indispensables para satisfacer sus necesidades básicas. Para este estudio se estimó que en 2021 el sector residencial tiene un consumo aproximado de 523 PJ (145,277,777.8 MWh), y en el escenario EN0, se plantean medidas indirectas y directa de mitigación de emisiones y cambios en el consumo para 2060, como se describe en seguida.

Medidas indirectas

Entre las medidas consideradas, se considera la incorporación de sistemas de iluminación eficiente LED en viviendas, con la sustitución de 218,322,534 lámparas por tecnología LED, lo que representa 2,401,547.87 MWh. También se considera la incorporación de refrigeradores más eficientes, para reemplazar equipos con más de 10 años en operación, para sustituir 14,794,423 equipos, que representan 5,917,769.17 MWh. Otro equipo considerado son las lavadoras, con esta medida se espera hacer una sustitución 13,093,071 equipos por otros de tecnología eficiente, lo cual equivale a 1,702,099.20 MWh al final del periodo.

Otra medida se enfoca en la eficiencia de equipos de acondicionamiento de espacios y climatización, para lo que se propone la incorporación de equipos eficientes de calefacción y aire acondicionado, además de incentivar la aplicación de sistemas pasivos de climatización, y promover el aislamiento térmico en edificaciones. En el escenario EN0 se consideran 6,161,449 equipos con mejora de eficiencia, lo que representa 5,914,991.39 MWh.

En cuanto a otros equipos de uso residencial como televisores y hornos de microondas, el escenario EN0 considera igualmente su reemplazo por equipos con tecnología eficiente, de lo cual para 2060 se esperan reducciones de 1,702,099.20 MWh y 502,714.15 MWh respectivamente, con respecto a la línea base.

Medidas directas

La cocción de alimentos es uno de los usos finales más significativos del sector residencial, por ello una de las medidas propuesta se refiere al reemplazo de estufas a gas por estufas eléctricas de inducción, lo que puede reducir aproximadamente 45% el consumo de gas en hogares para 2060, respecto a la línea base, y se espera que el número de viviendas con estufas eficientes sea de 2,370,078.

En México aproximadamente 20% de la población emplea leña como combustible principal para cocinar y otros propósitos; por eso una de las medidas propuestas para el escenario EN0 impulsa el reemplazo de fogones y estufas convencionales por



estufas de leña eficientes, que cuenten con chimenea para la extracción gases contaminantes y buen aislante para obtener mayor eficiencia al momento de la cocción de alimentos. Al implementar esta medida, se espera que para 2060 se haga un reemplazo total de estufas convencionales.

Marco regulatorio

En general, actualmente en el país se tiene poca penetración de medidas de eficiencia energética, y a pesar de sus muchos beneficios existen aún barreras para su adopción que deben ser superadas para lograr que todas las medidas propuestas en este análisis se implementen a futuro. La barrera más importante es la regulatoria y de política ya que es necesario estandarizar y hacer un correcto etiquetado de aparatos eléctricos de alta eficiencia, además de generar la gestión correcta para dar seguimiento a las regulaciones ya existentes.

Existen también barreras informativas, ya que hay poco conocimiento entre la población del beneficio que tiene hacer el reemplazo o sustitución de algunos equipos. Pero también hay barreras técnicas y financieras que resultan en proyectos con una solidez baja y poco eficaces.

H.5.4. Sector público

Medidas indirectas

En el sector público se analiza el impacto de mitigación a las emisiones indirectas, lo que involucra el consumo de electricidad para los usos finales de alumbrado y bombeo de agua para distribución pública. El escenario EN0 implica el reemplazo de luminarias ineficientes y obsoletas para tener un sistema de iluminación eficiente en el alumbrado público. Se considera que la medida comienza a implementarse en 2027, y para 2030 se logran reducciones de 102,709.49 MWh, y para 2060 la cifra aumenta hasta alcanzar 559,498.94 MWh, por la instalación de 1,645,585 luminarias eficientes, principalmente lámparas LED, de Vapor de Sodio de Alta Presión Cerámicos o de Aditivos Metálicos Cerámicos. De igual forma se mejora la eficiencia del bombeo de agua potable, y para 2060 se alcanza un reemplazo aproximado de 165,343 equipos de bombeo, lo que representa una reducción de 4,487,397.59 MWh en consumo.



H.6. Costos de abatimiento

En el presente apartado se muestra el análisis de costo marginal de abatimiento (CMA) realizado a las acciones de mitigación de emisiones consideradas para el cumplimiento de la ruta propuesta de emisiones netas cero para el sector de eficiencia energética. Dicho análisis hace referencia a la estimación de costos y beneficios económicos totales que representaría la implementación de las medidas de mitigación propuestas para este sector. Los resultados del CMA de cada medida, representado en USD/tCO₂e, se muestran en las fichas presentadas en el apartado H.3. Definiéndose como costo efectivas, aquellas medidas que además de mitigar emisiones, generan un ahorro económico; y como efectivas aquellas medidas que mitiguen emisiones pero genera un costo económico el implementarlas.

Para el presente sector se incluye el análisis de los subsectores, agropecuario, comercial y servicios, residencial y público. Para los cuales se estimaron un total de **21 medidas de mitigación**, de las cuales, 4 son medidas consideradas efectivas y 17 costo efectivas.

Para la implementación de las medidas antes mencionadas se presentan las siguientes estimaciones. El sector agropecuario necesita una inversión total de 761.5 MUSD con la cual se generarían un beneficio económico total de 2,224.1 MUSD para el sector, con un beneficio neto de 7.65 MUSD por tonelada de CO₂e mitigada.

En cuanto al sector comercial, el implementar las medidas de mitigación asociadas, necesita una inversión total de 28,118 MUSD a partir de la cual se generaría un costo total de 2,554.9 MUSD para el sector, con un costo neto de 6.40 USD por tonelada de CO₂e evitada.

Para el caso del sector residencial, es necesario una inversión de 33,996.15 MUSD para la implementación de las medidas asociadas, con la cual se generaría un beneficio económico total de 33,264.96 MUSD para el sector, con un beneficio neto de 32.01 USD por tonelada de CO₂e mitigada.

Por último, el implementar las medidas de mitigación asociadas al sector público es necesario una inversión total de 183.02 MUSD a partir de la cual se generaría un beneficio económico total de 2,206.46 MUSD para el sector, con un beneficio neto de 36.10 USD por tonelada de CO₂e mitigada. Obteniendo la estimación total del sector de Eficiencia Energética que incluye todos los sectores anteriores, se necesitaría una inversión de 63.3 miles de millones de dólares, generando un costo total de 35,140.61 MUSD, teniendo un beneficio neto en el sector de 19.81 USD por tonelada de CO₂e mitigada.

La Figura 70 muestra la curva de costo marginal de abatimiento del sector residencial, agropecuario, público, comercial y servicios en el Escenario de Emisiones Neta Cero para el periodo 2021-2060. La cual representa la relación entre los costos o beneficios netos con el potencial de mitigación de cada medida. De manera gráfica, el eje de las

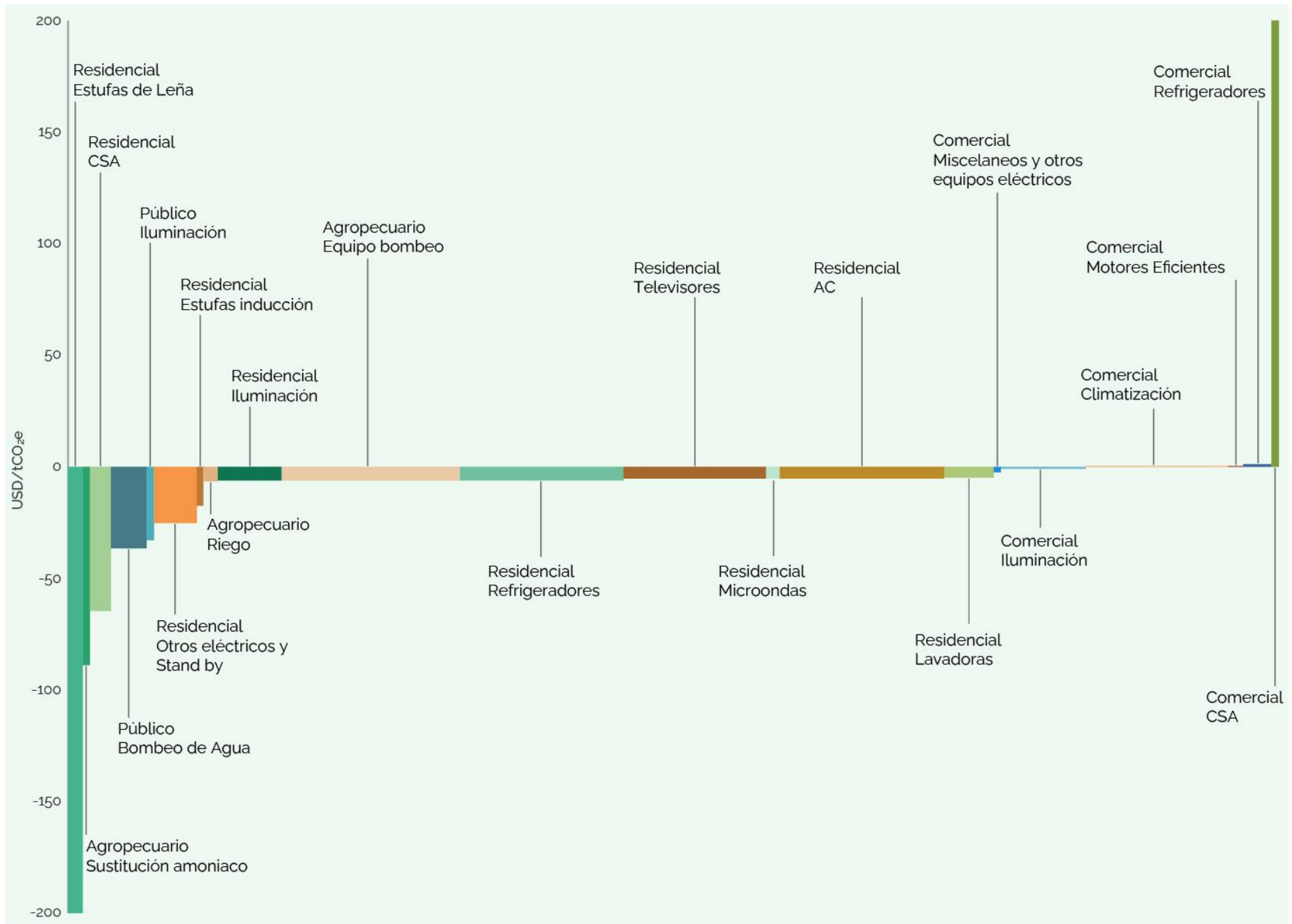


ordenadas (Y) muestra el costo de abatimiento de las medidas propuestas (USD/tonCO₂e) y en el eje de las abscisas (X) se representa el potencial de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero de cada medida. En otras palabras, el ancho de cada barra se asocia al potencial de reducción de emisiones y el alto refleja el costo promedio de evitar una tonelada de dióxido de carbono equivalente.

El análisis muestra que la medida *Incorporación de amoníaco en sustitución de diésel en maquinaria agrícola*, es la que genera mayor beneficio económico, mientras que la medida *Incorporación de estufas eficientes de leña* es la que mayor cantidad de emisiones evita, además de generar un beneficio económico para el sector.



Figura 70. Curva de costo marginal de abatimiento para los sectores agropecuario, residencial, comercial y servicios del escenario de Emisiones Neta Cero.



Fuente: Elaboración propia.

I. Contribución del sector agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra



I.1. Contexto nacional

El sector Agricultura, Silvicultura y Otros Usos de las Tierras (AFOLU, por sus siglas en inglés) refleja las interacciones ecológicas y sociales en la gestión del uso de suelo, lo cual repercute en los flujos de gases y compuestos de efecto invernadero a través de absorciones y emisiones (INECC, 2018).

Este sector se rige por procesos biológicos (actividad de microorganismos, plantas y animales) y físicos (combustión, lixiviación y escorrentía) cuyas dinámicas varían en cada región del territorio nacional, lo que dificulta la estimación de las emisiones o el potencial de mitigación de políticas públicas, adopción de medidas y acciones sin una posible sub o sobreestimación. Existen múltiples retos asociados a la modelación del sector AFOLU, derivados de incertidumbres sobre fenómenos que tienen un fuerte impacto sobre la dinámica territorial que se refleja en las tasas de cambio de uso de suelo y vegetación, por ejemplo: crecimiento de la población, crecimiento económico, cambios culturales, cambio en los precios internacionales de mercancías, oferta y demanda internacional de productos agropecuarios, uso de tecnologías y prácticas eficientes, variedad de ecosistemas, tasas de fotosíntesis, descomposición, nitrificación o desnitrificación.

A pesar de esos retos, el INECC estimó que en 2019 AFOLU tuvo emisiones netas de -61.13 millones de toneladas de CO₂e, es decir que el sector absorbió más de lo que emitió. Las absorciones del sector se estimaron en -219.42 millones de toneladas de CO₂e. Según el Inventario, desde 2000 las absorciones se mantuvieron prácticamente uniformes a lo largo de 25 años, con un decremento (-2.25%) entre 2000 y 2019 (INECC, 2023). El potencial de mitigación actual del sector AFOLU a nivel nacional es de alrededor de 20% de las emisiones anuales, pero si se incrementan los esfuerzos de mitigación dirigidos hacia este sector, esta podría crecer hasta 25% (Pye & Bataille, 2016).

Las emisiones de GEI derivadas de las actividades del sector AFOLU en México han aumentado paulatinamente en la década reciente. Este crecimiento se debe principalmente a las actividades de producción pecuaria, cuyas emisiones han registrado una tasa de crecimiento constante de 1% promedio anual. La tendencia creciente de las emisiones es causada por la fermentación entérica y la gestión del estiércol, así como del aumento de producción de productos cárnicos provenientes de ganado bovino, porcino, ovino y caprino. Las emisiones del sector pecuario pasaron de 100.7 MtCO₂e en 2010 a 110.3 MtCO₂e en 2019.

Por su parte, las emisiones por cambio de uso de suelo se caracterizan según los tipos de ecosistemas deforestados. Las provenientes de fuentes agregadas y fuentes de emisión no CO₂ de la tierra dependen de los cambios en la aplicación de nitrógeno en los suelos agrícolas, en especial de los cultivos con mayor superficie sembrada y fertilizada, o sea maíz, trigo, sorgo, soya y caña de azúcar. Aunque las absorciones totales se han mantenido constantes en la década reciente, las absorciones por tierras forestales que no han cambiado de uso mantienen una tasa de reducción de -0.12%.



Esta pérdida es compensada por las absorciones registradas en tierras convertidas a tierras forestales y en tierras de cultivo que permanecen sin cambio de uso, así como en productos de madera recolectada.

A continuación, se presenta el contexto general de los subsectores que conforman AFOLU: pecuario, agrícola y tierras forestales.

1.1.1. Subsector pecuario

El subsector pecuario es el segundo más importante del sector primario y se desarrolla en el territorio nacional de manera heterogénea. En 2021, México contó con la población pecuaria más alta en la década reciente: 72.5 millones de cabezas de ganado y 608.5 millones de aves, lo que representa un crecimiento de 1.2% promedio anual para ganado y de 1.7% promedio anual para aves, respecto a los niveles de 2012. De las 53 millones de personas económicamente activas en el país, alrededor de 837 mil personas trabajaban en la cría y la explotación de especies ganaderas (SIAP, 2022).

La región con mayor volumen de producción es la Centro Occidente, que concentra 38% del total de la producción nacional, mientras que la región Sur Sureste concentra 22%, y la Noreste 16%. Las unidades de producción pecuaria (UPP) grandes y medianas, con más de 100 y entre 30 y 100 unidades animales, respectivamente, se concentran en la región Sur Sureste, lo que representa 24.57% de las UPP en el país. Por otro lado, en la región Centro se ubica 42.82% de las UPP pequeñas, lo que representa 17.11% del total nacional de las unidades de pequeña escala.

Los bovinos para carne representan 46% de la población pecuaria, con un crecimiento promedio anual de 1.4%. El ganado porcino comprende 26.1% de la población ganadera, con el mayor crecimiento promedio anual (2%). De la población de aves, 64.6% está integrada por aves para carne, seguido de 34.8% de aves para huevo. El crecimiento de la población de aves ha ocurrido a una tasa de 1.7% promedio anual; por especie-producto, es de 2% en aves para carne, y 1.4% en aves para huevo:

La producción de bovinos para carne se concentra en seis estados que cuentan con el mayor número de cabezas para esta actividad: Veracruz (14.8%), Sinaloa (12.4%), Nuevo León (7.5%), Jalisco (6.9%), Sonora (6.0) y Durango 4.9%. Por su parte, la existencia de vacas para la producción de leche se concentra en siete estados: Durango (22.9%), Jalisco (16.7%), Coahuila (12.4%), Chihuahua (10.5%) y Guanajuato (6.1%), así como Veracruz y Aguascalientes (4.5 y 3.6%), respectivamente).

Por otro lado, la producción media diaria de leche a nivel nacional se estimó en 31.4 millones de litros. Las principales entidades federativas en esta actividad son Jalisco (producción media diaria de 5.6 millones de litros), Durango (3.8 millones), Coahuila de Zaragoza (3.4 millones), Chihuahua (2.3 millones) y Guanajuato (1.5 millones), además de Veracruz (1.4 millones) y Aguascalientes (1.3 millones).

El sobrepastoreo es una problemática generalizada en los territorios utilizados para la ganadería. En gran parte de los municipios del territorio nacional, el número de



cabezas de ganado sobrepasaba la capacidad de carga máxima de sus ecosistemas: 70% de los matorrales se encuentran sobreexplotados o en proceso de degradación. Además, el sobrepastoreo afecta 95% de los pastizales naturales de México que crecen en el norte árido del país. Solamente los matorrales del occidente de Coahuila, el Desierto de Altar y de la porción central de la península de Baja California no presentan sobrepastoreo (SEMARNAT, 2018).

1.1.2. Subsector agrícola

El Panorama Agroalimentario 2021 considera a México como el séptimo país con más exportaciones de productos agroalimentarios; la cerveza, el aguacate, las moras, el jitomate y el tequila son los productos agrícolas de exportación con mayor valor monetario (SADER, 2021). A nivel nacional, el subsector agrícola tiene una aportación de 3.4% al PIB (INEGI, 2019b), y se estima que 5.4 millones de mexicanos trabajan en actividades agrícolas, lo que equivale a casi 10% de la población económicamente activa ocupada.

En 2020, la superficie destinada a la producción agrícola fue alrededor de 23.5 millones de hectáreas, de las 24.6 millones de hectáreas que conforman la frontera agrícola. La superficie agrícola sembrada ha presentado una tasa promedio anual de -0.9% en la década reciente, es decir 2.5 millones de hectáreas de diferencia respecto a 2010 (SADER, 2023). De los cerca de 300 tipos de productos agrícolas producidos en México, ocho cultivos representan al menos 60% de la superficie sembrada: maíz grano, pastos y praderas, frijol, sorgo grano, café cereza, caña de azúcar, avena forrajera en verde, trigo grano. Tan sólo en 2021, el cultivo de maíz grano representó 27.7% de la superficie sembrada.

El subsector agrícola se desarrolla de manera heterogénea a lo largo del territorio nacional. De las unidades de producción, 74.8% son superficies menores a 5 hectáreas, y sólo 5.8% tiene más de 20 hectáreas. En cuanto a la temporalidad de cultivos, la superficie bajo riego —que utiliza herramientas para humedecer el suelo sin importar la época del año— abarcó cerca de 21% de la superficie sembrada y generó alrededor de 62.3% del valor de la producción, mientras que el restante se cultivó en tierras de temporal —que dependen de la época y cantidad de lluvia— y abarcó 79% de la superficie agrícola.

En el año agrícola 2019, la producción a nivel nacional aumentó en 195 mil toneladas respecto a 2010, al igual que el porcentaje de superficie fertilizada respecto a la superficie sembrada, que pasó de 60% a 71.8% (INECC, 2023). Jalisco, Michoacán, Veracruz, Sinaloa y Chihuahua son los estados con mayor superficie fertilizada. La fertilización artificial ayuda a obtener una mayor cantidad de toneladas de un cultivo, pues aumenta la disponibilidad de nitrógeno en el suelo; sin embargo, el nitrógeno puede liberarse a la atmósfera, interactuar con el oxígeno y formar óxido nitroso, el principal GEI de este subsector, y también contribuye como fuente de emisión cuando el fertilizante es volatilizado o lixiviado. En la práctica, la aplicación de fertilizantes se realiza frecuentemente sin considerar el tipo de suelo, el manejo y el



historial, y existe un uso excesivo de nitrógeno del cual se desperdician una de cada tres toneladas que se aplican en campo (González Ulibarry, 2019).

1.1.3. Subsector tierras forestales

México cuenta con una amplia diversidad de ecosistemas naturales y transformados. Con alrededor de 137.8 millones de hectáreas, las tierras forestales representan 65.5% de la superficie terrestre nacional, incluidos matorrales y vegetación hidrófila, y 34.4% corresponde a tierras forestales arbóreas (bosques y selvas) (CONAFOR, 2020b). Sin embargo, existe una tendencia de reducción en la superficie de las tierras forestales: la tasa anual promedio de deforestación entre 2001 y 2018 es de 212,030 ha/año, y 68.6% de la deforestación ocurre en las ecorregiones Selvas Cálido-Húmedas y Selvas Cálido-Secas, y 94.5% de la deforestación fue una transición de tierras forestales a pastizales o tierras de cultivo, 74.3% y 20.2%, respectivamente (CONAFOR, 2020a).

La autorización para cambio de uso de suelo en tierras forestales ha aumentado en las dos décadas recientes, y el año 2017 fue el que tuvo mayor superficie autorizada (21,762.07 ha). El uso nuevo más frecuente para el que se solicitan cambios de uso de suelo es el de infraestructura básica, seguido de otros. Sin embargo, la superficie autorizada para cambio de uso de suelo en tierras forestales representó sólo 5.5% de la deforestación registrada para el periodo entre 2001-2018. Los estados donde se ha autorizado mayor superficie para cambio uso de suelo son Sonora (26,109.12 ha), Coahuila (11,764.65 ha) y Nuevo León (11,254.92 ha).

En el periodo entre 2010 y 2018, se emitieron 14,082 autorizaciones para el aprovechamiento maderable de 156.4 millones de metros cúbicos de madera en rollo (m³r). El estado de Durango es el que presenta mayor número de autorizaciones durante este periodo (2,323) y el que cuenta con mayor volumen (54.86 millones de m³r). La producción maderable en este periodo fue de 58.8 millones de m³r, con un promedio anual de 6.5 millones de m³r. En cuanto al grupo de especies, el mayor aprovechamiento corresponde a la categoría de *tropicales: maderas comunes* (10.6 millones de m³r), seguido por *coníferas: oyamel* (6.0 millones de m³r) y *latifoliadas: otras* (5.3 millones de m³r); de esta producción, 68.4% es para escuadría, 9.5% para celulosa y 6.8% para carbón (SEMARNAT, 2021).

En cuanto a incendios forestales, en la década reciente, México registró un promedio anual de 7,501 incendios, con una superficie afectada de 436,413 ha/año. Los estados que en el periodo de 2010 a 2021 registraron mayor superficie afectada por incendios fueron Jalisco (50,377.67 ha/año), Chihuahua (49,940.83 ha/año), Sonora (43,015.83 ha/año) y Coahuila (42,756.25 ha/año); de la superficie afectada, 60.8% sucedió en un estrato de vegetación herbáceo y 32.9% en el estrato arbustivo. Los estados donde los incendios han impactado más los estratos arbóreos son Chihuahua, Durango y Oaxaca. Sólo 7.4% de los incendios tiene causas naturales, 29.3% tiene como origen otras causas, 28.8% está asociado a las actividades agrícolas, agropecuarias y pecuarias, y 14.8% a una causa intencional.



La categoría de tierras debe jugar un papel principal ante los retos y las oportunidades para alcanzar las emisiones netas cero del sector AFOLU y así contribuir a la mitigación de emisiones a nivel nacional.

I.2. Línea base

Las trayectorias de emisiones de la línea base y los escenarios de descarbonización se modelaron utilizando la herramienta del consorcio Food, Agriculture, Biodiversity, Land, and Energy (FABLE) con información y supuestos generales obtenidos del documento sobre trayectorias a largo plazo de uso de suelo sustentable y sistemas alimentarios hasta el año 2050 (González-Abraham *et al.*, 2023). Para los años entre 2050 y 2060, se siguieron trayectorias tendenciales consideradas entre los años 2020 y 2050.

El escenario de línea base sigue la tasa de crecimiento poblacional del Consejo Nacional de Población, bajo la cual México alcanza 137.9 millones de habitantes en 2030. En ese mismo año, se considera el freno en la expansión de la frontera agrícola, por lo que el área de tierras productivas agrícolas y pecuarias se mantiene en niveles del año 2016, en línea con los planes de política actuales. En cuanto al sector forestal, se asume que el esfuerzo de reforestación sigue la tendencia observada entre 2015 y 2018. Con esto, se llegará a un área reforestada/aforestada de 4.7 millones de hectáreas en 2050.

La productividad agrícola de los cuatro cultivos más importantes (maíz, frijoles, trigo y sorgo) sigue la tendencia nacional histórica observada entre 2000 y 2010. Por su parte, se estimó que las pérdidas posteriores a la cosecha y durante el transporte rondan 10% del producto, aunque no existen datos oficiales nacionales ni regionales sobre este rubro.

Para calcular la demanda de productos agrícolas y pecuarios, se utilizó una dieta promedio que se mantiene a través del periodo. El consumo alimentario energético per cápita se estimó en 2,288 kilocalorías al día, de acuerdo con Castellanos-Gutiérrez *et al.* (2021). La composición alimentaria promedio también se mantiene constante, y se presenta en la Tabla 22.

Tabla 22. Consumo alimentario per cápita.

Grupo alimentario	Consumo alimentario per cápita al día (kCal)
Cereales	862
Frutas y verduras	130
Aceites y grasas vegetales	190
Grasa animal	30
Azúcar	288
Pescado	13
Carne de puerco	43
Huevos	64



Carne roja	92
Carne de pollo	105
Lácteos	166
Leguminosas	85
Tubérculos	65
Nueces	9
Bebidas y especias	11
Alcohol	120
Otros	15
Total	2,288

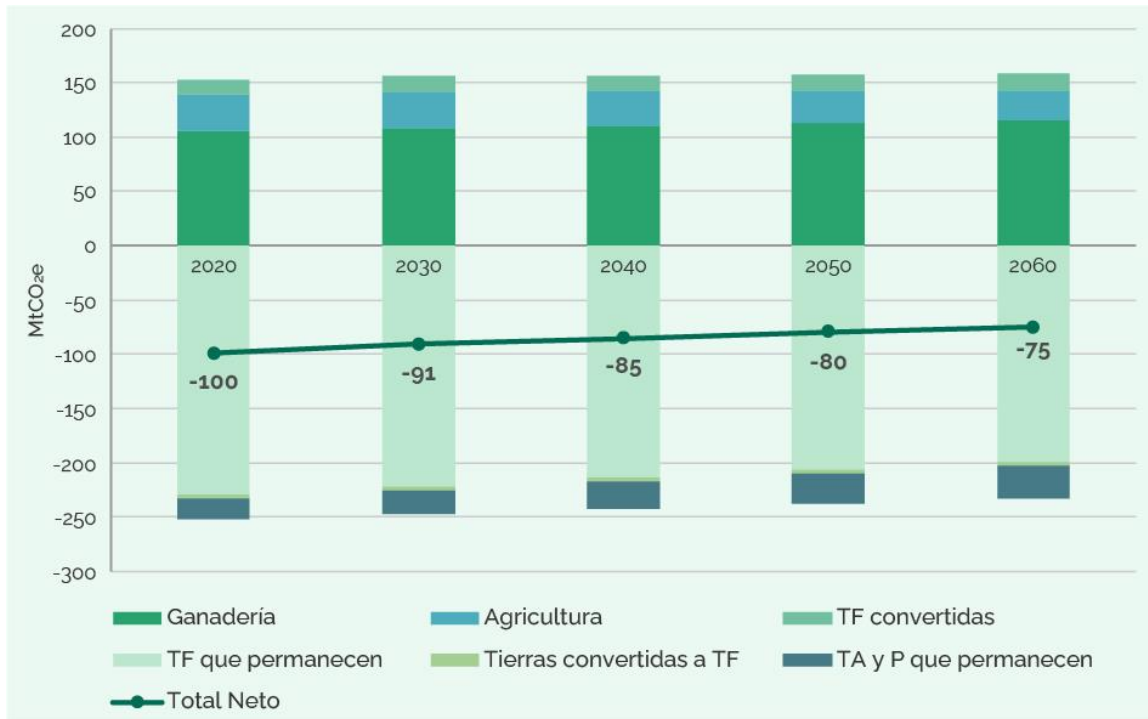
Fuente: Elaboración propia con datos de Castellanos-Gutiérrez et al. (2021)

Por el lado de la oferta, se consideró que la productividad pecuaria seguirá la tendencia histórica observada entre 2000 y 2010 con datos de (FAO, 2023). De esta manera, la productividad creció en esa década, en términos de producto por unidad ganadera, de ganado para carne y ganado para leche 15%, de puerco 18%, y de pollo y huevos 21%. La carga pastoril ganadera corresponde a la densidad de pastoreo reportada en México, y tiene un incremento constante anual basado en tendencias históricas; el rendimiento del maíz a nivel nacional incrementó 32% en esa década. Para definir las zonas climáticas y el rendimiento de los cultivos, se consideró una trayectoria de incremento de la temperatura de entre 2 y 3 grados centígrados, en línea con un nivel de forzamiento radiativo de 2.6 W/m².

Las emisiones de la línea base (Figura 71) ocurren en los rubros de agricultura, ganadería y expansión territorial, mientras que la captura se produce por regeneración y reforestación, así como por las permanencias. La captura se expresa como emisiones negativas y las emisiones en términos positivos. A continuación, se muestra el total neto que resulta de restar la captura de las emisiones. Las emisiones se presentan en periodos de 10 años entre 2020 y 2060.



Figura 71. Escenario línea base AFOLU.



Fuente: Elaboración propia.

I.3. Medidas de mitigación

A continuación, se presenta la información de las medidas de mitigación, clasificadas por cada subsector estudiado: ganadería, agricultura y tierras forestales. En cada medida se identifica su descripción, los supuestos considerados para el cálculo del potencial de mitigación, así como la información particular para el cálculo de costos marginales. Asimismo, se presentan las medidas que contribuyen en términos de absorciones.



- [Medida I-1. Incrementar la superficie de tierras forestales y plantaciones bajo manejo sostenible: tierras degradadas](#)
- [Medida I-2. Incrementar la superficie de restauración de tierras degradadas o deforestadas](#)
- [Medida I-3. Detener el cambio de uso de suelo ilegal en las tierras forestales](#)
- [Medida I-4. Incrementar la superficie de tierras forestales bajo estrategias de conservación](#)
- [Medida I-5. Incrementar la superficie de tierras forestales y plantaciones bajo manejo sostenible](#)
- [Medida I-6. Reducir la superficie forestal afectada por incendios](#)
- [Medida I-7. Incrementar la superficie bajo agricultura de conservación](#)
- [Medida I-8. Reducir el uso de fertilizantes sintéticos](#)
- [Medida I-9. Incrementar la superficie bajo sistemas agroforestales](#)
- [Medida I-10. Incrementar la superficie bajo sistemas silvopastoriles](#)
- [Medida I-11. Mejora de la dieta y la salud animal en el ganado](#)
- [Medida I-12. Incrementar la superficie con mejores prácticas de pastoreo](#)
- [Medida I-13. Cambio de dieta](#)



Medida I-1. Incrementar la superficie de tierras forestales y plantaciones bajo manejo sostenible: tierras degradadas

Descripción de la medida

Las plantaciones forestales con fines de restauración son parte de una estrategia para recuperar los terrenos degradados y la prevención de la erosión, así como para la reconversión de suelos desmontados con fines agrícolas y pecuarios al uso forestal (Muñoz Flores *et al.*, 2021). Se asume que la superficie con esfuerzos de reforestación gubernamental actual podría dirigirse al establecimiento de tierras forestales bajo manejo forestal en tierras degradadas. Para esta medida, entre los años 2024 y 2030 se considera una nueva superficie anual promedio de 234 mil hectáreas. Esa penetración disminuye paulatinamente entre 2030 y 2060, con una proporción de la disminución considerada hacia la medida de restauración de tierras degradadas o deforestadas.

La producción de madera en las plantaciones de restauración podría compensar potencialmente los costos de oportunidad de la menor disponibilidad de las tierras ganaderas, y así las plantaciones podrían desempeñar un papel fundamental en la intensificación de los esfuerzos tendentes a la restauración de paisajes tropicales (Brancaion *et al.*, 2012).

Condiciones habilitadoras

- El uso de plantaciones forestales para la restauración de suelos degradados tiene condicionantes para evitar los impactos negativos que genera la homogeneidad en el paisaje forestal. Los monocultivos forestales presentan mayor vulnerabilidad ante eventos extremos como sequías, incendios forestales o presencia de plagas: por ello, una parte importante de la restauración mediante plantaciones forestales debe tener como objetivo la diversificación de especies vegetales presentes en estas (Vilagrosa *et al.*, 1997).
- La medida considera un total de 4.23 millones de hectáreas para 2060. Pese a cubrir los costos de oportunidad mediante el aprovechamiento forestal, esta medida depende de otras medidas: Incrementar la superficie de restauración de tierras degradadas o deforestadas, e Incrementar la superficie de tierras forestales y plantaciones bajo manejo sostenible. Es decir, para alcanzar esta medida es fundamental contar con la participación social de quienes poseen la tierra, el financiamiento a largo plazo, y el establecimiento de instituciones y reglas claras que faciliten y reduzcan los costos del aprovechamiento forestal en empresas sociales y comunitarias.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Superficie nueva anual con establecimiento de nuevas tierras forestales bajo manejo forestal en tierras degradadas (234,660 ha). Se asume que la superficie con esfuerzos de reforestación gubernamental actual podría dirigirse al establecimiento de tierras forestales bajo manejo forestal en tierras degradadas.	(ICM, 2022)
S.2	Potencial de secuestro anual de plantaciones convencionales con manejo mejorado (3,88 tCO ₂ e/ha)	(Griscom <i>et al.</i> , 2017)



Medida I-1. Incrementar la superficie de tierras forestales y plantaciones bajo manejo sostenible: tierras degradadas

Resultados

El potencial de mitigación es de 38.9 MtCO₂e al año para 2060.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costos de producción-obtención de planta (USD2017/ha).	(Rojas Villeda, 2017)
S.2	Costos de adecuación de terreno (USD2017/ha).	(Rojas Villeda, 2017)
S.3	Costos de siembra (USD2017/ha).	(Rojas Villeda, 2017)
S.4	Costos de mantenimiento anual (MXN2012/ha).	(Velázquez Martínez <i>et al.</i> , 2011)
S.5	Costo de aprovechamiento (extracción y abastecimiento) (MXN2011/metro cúbico).	(CONAFOR, 2011)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA) **\$0.6 USD/tCO₂e.** Elaboración propia



Medida I-2. Incrementar la superficie de restauración de tierras degradadas o deforestadas

Descripción de la medida

México, al ser parte de la Convención de Lucha contra la Desertificación, se comprometió a detener la degradación de las tierras para 2030 y alcanzar la neutralidad en la degradación (UNCCD, 1995). Este compromiso implica: 1. evitar la generación de nueva superficie degradada; 2. reducir la degradación existente, y 3. intensificar los esfuerzos de restauración ecológica.

De acuerdo con las estimaciones de Roe et al. (2021), México tiene una superficie de restauración costoefectiva de 162,137.14 ha al año, con lo cual contribuiría en 25.44 MtCO₂e a la mitigación; es decir, un potencial promedio de 145.03 tCO₂e/ha/año. La superficie considerada en esta medida es la superficie liberada del sector agropecuario al aumentar su productividad en las medidas subsecuentes. Esta superficie sólo considera los ecosistemas de zonas tropicales (ecorregión selva cálido-húmeda y cálido seca).

Si bien en la superficie bajo reforestación se considera el esfuerzo promedio anual de reforestación gubernamental, esta sería adicional al de la medida de plantaciones bajo manejo sostenible, ya que la superficie en línea base pasaría a establecer plantaciones forestales, y esta nueva superficie se haría con recursos adicionales, pero bajo el supuesto del mismo esfuerzo.

Condiciones habilitadoras

- La medida considera un total de 650 mil hectáreas para 2060: para lograrlo, es fundamental la participación social de quienes poseen la tierra, donde la participación no se limite al uso de fuerza de trabajo local a corto plazo. Además de asegurar el financiamiento para el mantenimiento, el seguimiento y el acceso a la información de experiencias en la restauración ecológica donde se documenten los éxitos y errores (Baldera et al., 2018; Calva-Soto & Pavón, 2018).

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Promedio de superficie nueva anual de reforestación (190,660 ha). La superficie considerada en esta medida es la superficie liberada del sector agropecuario al aumentar su productividad. La superficie bajo reforestación considera el esfuerzo promedio anual de reforestación gubernamental, pero sería adicional al de la medida de manejo forestal sostenible en tierras degradadas, ya que la superficie en línea base pasaría a establecer plantaciones forestales, y esta nueva superficie se haría con recursos adicionales, pero bajo el supuesto del mismo esfuerzo.	(ICM, 2022)
S.2	Promedio de superficie nueva anual de restauración ecológica (168,357 ha). Esta superficie considera los ecosistemas de zonas templadas.	(ICM, 2022)
S.3	Promedio de superficie nueva anual de regeneración natural asistida (286,662 ha). Esta superficie sólo considera los ecosistemas de zonas tropicales (ecorregión selva cálido-húmeda y cálido seca).	(ICM, 2022)

Resultados

El potencial de mitigación es de 33.9 MtCO₂e al año en 2060.



Medida I-2. Incrementar la superficie de restauración de tierras degradadas o deforestadas

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costos de producción-obtención de planta (USD2017/ha).	(Rojas Villeda, 2017)
S.2	Costos de adecuación de terreno (USD2017/ha).	(Rojas Villeda, 2017)
S.3	Costos de siembra (USD2017/ha).	(Rojas Villeda, 2017)
S.4	Costos de mantenimiento (USD2021/ha/año).	(Bodin <i>et al.</i> , 2017)
Resultado costos		
Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	\$11.69 USD/tCO₂e.	Elaboración propia

Medida I-3. Detener el cambio de uso de suelo ilegal en las tierras forestales

Descripción de la medida

Alcanzar la deforestación neta cero para 2030 implica detener el cambio ilegal de uso de suelo en terrenos forestales. Las hectáreas asociadas a esta medida se refieren a ecosistemas ya establecidos, es decir a servicios ecosistémicos que ya están siendo provistos. Además de las implicaciones que tiene en mejorar la retención del agua y regular el ciclo hidrológico, preservar la diversidad biológica y aumentar la capacidad de adaptación en comunidades, esta medida de mitigación tiene un potencial de 44.96 MtCO₂e/año, es decir un potencial promedio de 264.61 tCO₂e/ha/año en ecosistemas forestales tropicales (Roe *et al.*, 2021). Detener la deforestación no sólo evita las emisiones generadas por los cambios de contenido de carbono, sino que mantiene el potencial de secuestro de carbono que realizan los ecosistemas forestales.

La medida considera un total de 65.7 millones de hectáreas de asociaciones forestales arbóreas bajo implementación de acciones REDD+ para 2060.

Condiciones habilitadoras

- La inversión en esta superficie implica reforzar los recursos destinados a la gestión integral de terrenos forestales e incrementar la presencia territorial de las entidades gubernamentales, es decir el fortalecimiento de la Comisión Nacional Forestal y la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente. Además, la armonización entre apoyos gubernamentales incentiva la coordinación entre estructuras institucionales de diferentes sectores para garantizar la gestión integral del territorio y previene políticas contrapuestas. Por último, los apoyos destinados a la conservación y el aprovechamiento de los recursos forestales deben ser monitoreados, y debe ser modificada la prelación social en reglas de operación y lineamientos para dirigirse a ecosistemas prioritarios (INECC-PNUD México, 2017).



Medida I-3. Detener el cambio de uso de suelo ilegal en las tierras forestales

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Superficie total de asociaciones forestales arbóreas bajo implementación de acciones REDD+ (65,706,728 ha en 2060). Las medidas asociadas a protección forestal se refieren a ecosistemas ya establecidos, es decir a servicios ecosistémicos que ya están siendo provistos.	(ICM, 2022)
S.2	Ponderación de potencial de mitigación de diferentes ecorregiones.	(ICM, 2022)

Resultados

El potencial de mitigación es de 14.9 MtCO₂e al año en 2060.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costos de preparación (69.10 MXN2016/ha).	(INECC-PNUD México, 2017)
S.2	Costos de operación (123.10 MXN2016/ha/año).	(INECC-PNUD México, 2017)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	\$5.88 USD/tCO₂e.	Elaboración propia
-------------------------------------	-------------------------------------	--------------------



Medida I-4. Incrementar la superficie de tierras forestales bajo estrategias de conservación

Descripción de la medida

En 2022 el gobierno de México anunció su adhesión a la Coalición de Alta Ambición por la Naturaleza y las Personas. El principal objetivo de la coalición es la protección de 30% de la superficie terrestre y marina del planeta para 2030, conocida como la meta 30x30. La adopción real de la meta 30x30 debe acompañarse del fortalecimiento y la interconexión entre estrategias de conservación (áreas protegidas, ADVC, UMA, entre otras), donde no sólo se incremente la superficie de conservación, sino igual la efectividad en la operación, la gestión y el bienestar de las poblaciones humanas. Las áreas destinadas voluntariamente a la conservación (ADVC) y las unidades de manejo para la conservación de vida silvestre (UMA) son estrategias de conservación que materializan la relación conservación-desarrollo. En México hay 552 ADVC certificadas, las cuales tienen una superficie de 1,160,143 ha (CONANP, 2023).

El énfasis en las estrategias de conservación a nivel gubernamental se ha centrado en el establecimiento de áreas protegidas. México cuenta con 200 áreas protegidas de carácter federal con una cobertura de 10.95% de la superficie terrestre nacional (21,526,635 ha) (CONANP, 2023), otro 0.02% está bajo protección estatal y 0.001% bajo protección municipal (SEMARNAT, 2021).

La medida considera un total de 36 millones de hectáreas bajo protección gubernamental para 2060. De esta superficie, 60% tendrá gestión sobresaliente o altamente efectiva. Asimismo, se consideran 15.7 millones de hectáreas bajo protección voluntaria. Es decir, un incremento de 25,245,984.34 hectáreas con respecto a la superficie actual (SEMARNAT, 2021)

Las áreas protegidas se caracterizan por mantener parches de ecosistemas naturales y transformados (pastizales y tierras agrícolas) que tienen potencial de absorber y mantener CO₂ a través del proceso natural de la fotosíntesis en las plantas. Este potencial de secuestro es diferenciado de acuerdo con los arreglos de especies que comprendan los ecosistemas. Además, como las áreas protegidas se encuentran entre los mecanismos de conservación más efectivos, dentro de estas se promueven mayores esfuerzos de restauración o aprovechamiento forestal sostenible.

Condiciones habilitadoras

- Alcanzar la adopción real de la meta 30x30 debe acompañarse del fortalecimiento y la interconexión entre estrategias de conservación (áreas protegidas, ADVC, UMA, entre otras), donde no sólo se incremente la superficie de conservación, sino igual la efectividad en la operación, la gestión y el bienestar de las poblaciones humanas. Es decir, integrar de manera clara las estrategias de conservación en la agenda pública como una inversión social, asegurando su financiamiento a largo plazo y diferenciando las responsabilidades entre entidades gubernamentales. La falta de presupuesto para las estrategias de conservación, tanto público como privado, estorba el funcionamiento y el cumplimiento de las actividades previstas en los programas de manejo. El recurso público federal asignado en los últimos años es cerca de ≈10 MXN/ha, mientras que el presupuesto mínimo considerado por algunos estudios es de ≈270* MXN/ha (McCarthy, 2013).

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Superficie total terrestre bajo protección gubernamental (36,006,427 ha en 2060).	(ICM, 2022)



Medida I-4. Incrementar la superficie de tierras forestales bajo estrategias de conservación

S.2	Superficie total terrestre bajo protección voluntaria (15,681,512 ha en 2060).	(ICM, 2022)
S.3	Porcentaje de superficie bajo protección gubernamental con gestión sobresaliente o altamente efectiva (60%). El porcentaje final de efectividad incluye la superficie en ANP que en la evaluación obtuvo sobresaliente o, altamente efectivo, y no parcialmente efectivo o con manejo inefectivo.	(ICM, 2022)

Resultados

El potencial de mitigación es de 18 MtCO_{2e} al año en 2060.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costos de operación anual de conservación gubernamental (USD2013/ha/año).	(McCarthy, 2013)
S.2	Costos de operación de ADVC o UMA cinegética (capacitación, monitoreo, bordos, cercados, actividad de cacería, suplementos, tenencia, cuotas e impuestos) (USD2005/ha/año).	(Villarreal Espino-Barros <i>et al.</i> , 2008)
S.3	Costos de instalación de infraestructura de ADVC o UMA cinegética (USD2005/ha/año).	(Villarreal Espino-Barros <i>et al.</i> , 2008)
S.4	Costos fijos (salarios) de ADVC o UMA cinegética (USD2005/ha/año).	(Villarreal Espino-Barros <i>et al.</i> , 2008)
S.5	Ingreso por cosecha cinegética (USD2005/ha/año).	(Villarreal Espino-Barros <i>et al.</i> , 2008)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	-\$4.1 USD/tCO_{2e}.	Elaboración propia
-------------------------------------	-------------------------------------	--------------------



Medida I-5. Incrementar la superficie de tierras forestales y plantaciones bajo manejo sostenible

Descripción de la medida

México cuenta con una superficie forestal de 132 millones de hectáreas (CONAFOR, 2020b), de las cuales 62 Mha están en manos de 15,481 núcleos agrarios (Vázquez García, 2015), y 25 Mha de los ecosistemas forestales tropicales y templados (arbóreos) se encuentran bajo propiedad particular (Torres-Rojo et al., 2022).

La medida considera que 2030 se alcanzarán 8.05 millones de hectáreas bajo manejo sostenible, y ese manejo se mantendrá hasta 2060. Además, la superficie total de plantaciones forestales con niveles altos de tecnificación será de 392 mil en 2030, en línea con la hoja de ruta de INECC-PNUD México (2017). Esto representa un incremento con respecto a la superficie actual de 3.82 millones de hectáreas bajo aprovechamiento forestal sostenible (INECC, 2021).

Condiciones habilitadoras

- El potencial considerado por Roe et al. (2021) para la implementación de acciones de mejora en manejo forestal es 17.9 MtCO₂e/año o 43.96 tCO₂e/ha/año; el potencial es dependiente de la implementación de las diferentes mejoras en la gestión de los ecosistemas forestales, principalmente arbóreos.
- Para incrementar la superficie de tierras forestales y plantaciones bajo manejo sostenible, es fundamental que existan instituciones y reglas claras que hagan cumplir las restricciones en el aprovechamiento de los ecosistemas forestales, fomenten la asociación entre unidades privadas y sociales, fortalezcan la inversión en el bosque e incentiven la creación de estructuras productivas que provean bienes y servicios para el aprovechamiento sostenible. Además, debe considerarse la reducción de los costos de operación o de transacción al tramitar programas de manejo y aprovechamiento maderable, así como plantear costos diferenciados entre empresas comunitarias, sociales o privadas (Torres-Rojo et al., 2022).

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Superficie total bajo manejo forestal sostenible (8 Mha).	(INECC, 2021)
S.2	Superficie total de plantaciones forestales que transitan a niveles altos de tecnificación (390,000 ha).	(INECC, 2021)
S.3	Potencial de secuestro anual por manejo forestal mejorado (3.88 tCO ₂ e/ha).	(Griscom et al., 2017)

Resultados

El potencial de mitigación es de 37.3 MtCO₂e al año en 2060.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costos de operación (92.10 USD ₂₀₂₀ /metro cúbico).	(Yepes Quintero et al., 2022)



Medida I-5. Incrementar la superficie de tierras forestales y plantaciones bajo manejo sostenible

S.2 Costo de aprovechamiento (extracción y abastecimiento) (Velázquez Martínez *et al.*, 2011)
(805 MXN2011/metro cúbico).

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA) **\$55.52 USD/tCO₂e.** Elaboración propia

Medida I-6. Reducir la superficie forestal afectada por incendios

Descripción de la medida

El programa de manejo del fuego 2020-2024 basa sus líneas de acción en los principales aspectos que inciden en el origen y la propagación de incendios forestales: 1. acumulación y disponibilidad de combustibles; 2. uso inadecuado del fuego; 3. limitada cultura de la prevención de incendios forestales; 4. capacidad de respuesta limitada para la atención de los incendios forestales dañinos, y; 5. limitada información técnica y científica para la toma de decisiones (CONAFOR, 2021).

En caso de atender estos aspectos, la reducción de incendios forestales tendría un impacto directo en las emisiones por quema de la biomasa en tierras forestales, que contribuye anualmente en promedio con 0.72 MtCO₂e de emisiones. Además, Roe et al. (2021) estima un potencial de mitigación de 0.19 MtCO₂e/año al reducir 45,255.63 ha anuales de la superficie afectada en pastizales y praderas.

Condiciones habilitadoras

- Los incendios no se pueden eliminar, sobre todo porque hay causas naturales e intencionales —lo que implica cambios de comportamiento—, por ello se considera que el esfuerzo gubernamental por eliminar incendios puede llegar hasta 50% del promedio histórico para 2030. A largo plazo, la reducción continúa hasta alcanzar 6% de los niveles históricos para 2060.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Número de incendios (490 en 2060). De acuerdo con la literatura, los incendios no pueden eliminarse, sobre todo porque hay causas naturales e intencionales —lo que implica cambios de comportamiento— por ello se considera que el esfuerzo gubernamental por eliminar incendios puede llegar hasta cierto porcentaje del promedio histórico.	(ICM, 2022)
S.2	Promedio anual de superficie herbácea, arbustiva y arbórea afectada por incendios (23,504 ha).	(ICM, 2022)



Medida I-6. Reducir la superficie forestal afectada por incendios

Resultados

El potencial de mitigación es de 0.7 MtCO₂e al año en 2060.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costos de operación (15.47 USD ₂₀₂₁ /ha/año).	(Oliveira <i>et al.</i> , 2021)
S.2	Costos por mantenimiento de equipo o vehículos (0.14 USD ₂₀₂₁ /ha/año).	(Oliveira <i>et al.</i> , 2021)
S.3	Costos de comunicación (0.11 USD ₂₀₂₁ /ha/año).	(Oliveira <i>et al.</i> , 2021)
S.4	Costos de capacitación (0.17 USD ₂₀₂₁ /ha/año).	(Oliveira <i>et al.</i> , 2021)
Resultado costos		
Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	\$1.39 USD/tCO₂e.	Elaboración propia



Medida I-7. Incrementar la superficie bajo agricultura de conservación

Descripción de la medida

La medida de agricultura de conservación considera tres pilares de operación basados en SADER (2019) y Donovan (2020):

- La diversificación de cultivos (combinación de dos o más cultivos en la misma parcela o alternancia de dos cultivos diferentes en la misma parcela de manera secuencial) que permite una mejor distribución de los nutrientes en el suelo y el control de la producción de residuos.
- El movimiento mínimo del suelo o labranza mínima, que evita la liberación del carbono almacenado, aumenta su fertilidad e impide la erosión.
- La cobertura permanente del suelo, en la que plantas o rastrojo del cultivo anterior se colocan sobre el suelo, lo que aumenta la infiltración de agua, disminuye la erosión ocasionada por agua y viento, estimula la actividad biológica de la materia orgánica y además se refleja en la reducción de quemados de residuos de los cultivos resultantes tras la cosecha.

De acuerdo con las metas planteadas para reducir la labranza y la quema de residuos de los cultivos en México —resultado de la colaboración de la SADER y el CIMMYT (2018)— en un escenario ambicioso para 2030, ocuparían 47.3% respecto a la superficie sembrada de maíz y trigo, y 28.1% respecto a la superficie sembrada de todos los cultivos cíclicos de la superficie reportada a nivel nacional por el SIAP, en el año agrícola 2021.

De esta manera, la superficie meta en 2030 es el promedio de la superficie agrícola de maíz y trigo de temporal: 5,994,014.71 y 105,821.48 ha, respectivamente. Se considera que para 2050 se alcanzará la totalidad de maíz y trigo de temporal con estas prácticas y se continuará con esos niveles hasta 2060.

Condiciones habilitadoras

- Para incrementar la superficie bajo agricultura de conservación, es fundamental que exista coordinación entre instancias de gobierno estatales y federales respecto a la provisión de asistencia técnica continua. La introducción de estas prácticas resulta difícil para agricultores nuevos; los agricultores con menos de tres años con agricultura de conservación, aún no se consideran capaces de continuar solos con la unidad de producción (Ramírez-López et al., 2013). Los beneficios de la agricultura de conservación, como amortiguar los rendimientos de los cultivos contra eventos extremos climáticos, especialmente en áreas propensas a la sequía, así como el aumento de rendimientos, sucede en un plazo de tres a siete años, debido a que la mejora de la estructura y fertilidad del suelo es un proceso lento (IFAD, 2019).

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Superficie total agrícola de maíz y trigo de temporal con prácticas de agricultura de conservación (6 Mha en 2050).	(CIMMYT, 2018)
S.2	Potencial de mitigación anual ponderado promedio de superficie bajo agricultura de conservación.	(ICM, 2022)



Medida I-7. Incrementar la superficie bajo agricultura de conservación

Resultados

El potencial de mitigación es de 1.0 MtCO₂e al año en 2060.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costos de preparación de terreno (4,000 MXN2021/ha/ciclo).	(Monjardino <i>et al.</i> , 2021)
S.2	Costos de aplicación de insumos (2,700 MXN2021/ha/ciclo).	(Monjardino <i>et al.</i> , 2021)
S.3	Costos de arado (3,600 MXN2021/ha/ciclo).	(Monjardino <i>et al.</i> , 2021)
S.4	Costos de siembra de plantas fijadoras de N (3,416 MXN2021/ha/ciclo).	(Monjardino <i>et al.</i> , 2021)
Resultado costos		
Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	-\$20.18 USD/tCO₂e	Elaboración propia



Medida I-8. Reducir el uso de fertilizantes sintéticos

Descripción de la medida

Para reducir estas emisiones, se necesita reconstituir la fertilidad del suelo a través del uso de rotación de cultivos, fijadores de nitrógeno, como las leguminosas, que convierten el nitrógeno del aire en una forma biológicamente útil, o bien con la aplicación de biofertilizantes (INECC, 2018; UNEP, 2020).

La reducción de fertilizantes, la incorporación de residuos de los cultivos y optimizar la eficiencia de fertilizantes en la superficie de siembra tiene un potencial de mitigación de 3.7 tCO₂e/ha y 3.6 MtCO₂e/año como potencial costo efectivo (Roe *et al.*, 2021).

Condiciones habilitadoras

- Para la reducción del uso de fertilizantes sintéticos, es fundamental resaltar la importancia de generar esquemas de incentivos para aumentar la producción de biofertilizantes y su uso. Además, a nivel de productores, fomentar el intercambio de experiencias que fortalezcan la aplicación de microorganismos que favorezcan el aprovechamiento de los nutrientes. Se asume que la reducción de 20% de fertilizantes a partir de 2030 se logra con el uso de biofertilizantes, ya que estos recuperan propiedades del suelo que ayudan en la productividad.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Superficie nueva anual agrícola de maíz, trigo y sorgo de temporal con apoyo para prácticas de reducción de fertilizantes (180,603 ha).	(SAGARPA & SIAP, 2016)
S.2	Potencial de mitigación anual por reducción de fertilizantes (1.23 tCO ₂ e/ha).	(Griscom <i>et al.</i> , 2017)

Resultados

El potencial de mitigación es de 7.6 MtCO₂e al año en 2060.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costos de implementación (3,416 MXN ₂₀₂₁ /ha).	(Monjardino <i>et al.</i> , 2021)
S.2	Ahorro de nitrógeno al aplicar la dosis necesaria según fertilidad del suelo, tiempo correcto y tipo de fertilizante (1,800 MXN ₂₀₁₈).	(CIMMYT, 2018)
S.3	Costos por incidencia en enfermedades respiratorias por fertilizantes (23.10 USD ₂₀₁₅ /kgN).	(Schechinger, 2015)
S.4	Pérdida de suelo evitada ocasionada por la erosión (16.10 USD ₂₀₁₁ /ha/año).	(Schechinger, 2015)



Medida I-8. Reducir el uso de fertilizantes sintéticos

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	\$1.49 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	------------------------------------	--------------------

Medida I-9. Incrementar la superficie bajo sistemas agroforestales

Descripción de la medida

Los sistemas agroforestales integran diversidad silvestre o forestal en coexistencia con cultivos y animales domésticos en formas de manejo de la tierra predominantemente agrícolas (Moreno Calles *et al.*, 2020). Se estima que en México existen entre 4 y 14.4 millones de hectáreas potenciales para el establecimiento de sistemas agroforestales (CONAFOR, 2019), que representan un potencial costoefectivo de 14.82 MtCO₂e/año, es decir, un potencial promedio de 30.86 tCO₂e/ha/año (Roe *et al.*, 2021).

Las metas de superficie agroforestal están asociadas con la superficie potencial que aparece en (CONAFOR & Universidad de Chapingo, 2013). Las proporciones se mantuvieron en los años iniciales, bajo el supuesto del programa Sembrando Vida de que 41% de su superficie puede estar asociada al café y 59% al maíz. Los costos utilizados como modelo de sistema agroforestal tienen tres cultivos principales: café-plátano-cítricos en un estudio de caso en Tlapacoyan, Veracruz (Cruz Aguilar *et al.*, 2016).

Condiciones habilitadoras

- Para incrementar la superficie bajo sistemas agroforestales, es fundamental orientar acciones con base en criterios de rendimiento y rentabilidad, además de la identificación de beneficios para los productores más allá del económico. Por ejemplo, propiciar un arreglo que garantice la permanencia de las funciones naturales; seguridad en la tenencia de la tierra, así como en las regulaciones del uso y el cambio de uso del suelo para proteger las tierras forestales y evitar la deforestación. Además, para lograr su escalamiento de manera efectiva y biodiversa, debe contarse con incentivos específicos en las reglas de operación de programas presupuestarios a fin de fomentar sistemas agroforestales justos, estratégicos y biodiversos, en los cuales se asegure la continuidad y la permanencia de acciones y prácticas; por último, mejorar el acceso a maquinaria y prácticas compatibles con los sistemas agroforestales (FAO, 2013; INECC, 2018).

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Superficie total agrícola con sistema agroforestal en 2060 (8.4 Mha).	(CONAFOR & Universidad de Chapingo, 2013)
S.2	Potencial de mitigación anual promedio por hectárea de superficie bajo sistemas agroforestales.	(ICM, 2022)



Medida I–9. Incrementar la superficie bajo sistemas agroforestales

Resultados

El potencial de mitigación es de 3.7 MtCO₂e al año en 2060.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costos de establecimiento (78,077 MXN2016/ha). Cuando el sistema se aplica en fincas ya establecidas, se elimina cierto número de árboles de sombra para permitir trazar bien los distanciamientos de las nuevas especies y así evitar excesos de sombra. De esta manera, el punto de partida será el sistema agroforestal tradicional.	(Cruz Aguilar <i>et al.</i> , 2016)
S.2	Costos de mantenimiento (17,465 MXN2016/ha).	(Cruz Aguilar <i>et al.</i> , 2016)
Resultado costos		
Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	-\$500.05 USD/tCO₂e	Elaboración propia

Medida I–10. Incrementar la superficie bajo sistemas silvopastoriles

Descripción de la medida

Los sistemas silvopastoriles son sistemas complejos y dinámicos que proveen diversos productos y beneficios ambientales. Consisten en una serie de técnicas que son aplicables en función de las características de suelo y vegetación de la región y localidad (Apan-Salcedo, 2020). Estas tecnologías incluyen:

- Árboles dispersos en potreros.
- Cercas vivas simples o multiestrato con especies forestales o frutales.
- Rehabilitación de praderas y pastizales degradados con especies nativas.
- Establecimiento de praderas mixtas (gramíneas y leguminosas) en pastizales degradados o en zonas erosionadas.
- Bancos de proteína y de energía.
- Plantaciones forestales.
- Protección y enriquecimiento de acahuales.
- Introducción de franjas de zacates, herbáceas, arbustivas y arbóreas intercaladas en potreros.
- Exclusión del pastoreo en tierras degradadas.
- Barreras rompevientos.



Medida I-10. Incrementar la superficie bajo sistemas silvopastoriles

Condiciones habilitadoras

- Para la implementación de sistemas silvopastoriles, es fundamental dar continuidad al efecto multiplicador de proyectos como Biodiversidad y Paisajes Ganaderos Agrosilvopastoriles Sostenibles-BioPasos, ejecutado de 2016 a 2022 en tres regiones de México, y que dio resultados en aumento de la productividad, al promover la conservación de la biodiversidad a través de prácticas agrosilvopastoriles climáticamente inteligentes en paisajes dominados por la ganadería.
- Se considera que entre los años 2024 y 2050 la superficie promedio anual apoyada para transición a prácticas de sistema silvopastoril es de 67 mil hectáreas. Se asume que el sistema de pastoreo ya está establecido y hay costos que son similares, sólo se integran los costos de transición y adopción del sistema silvopastoril.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Superficie promedio anual apoyada para transición a sistema silvopastoril (372,695 ha).	(ICM, 2022)
S.2	Factor de reducción de emisiones de sistemas agroforestales promedio.	(ICM, 2022)

Resultados

El potencial de mitigación es de 5.4 MtCO₂e al año en 2060.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costos de establecimiento (13,560 MXN2013/ha).	(González, 2013)
S.2	Costos de operación (8,690 MXN2013/ha).	(Cuevas-Reyes <i>et al.</i> , 2020)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	\$7.92 USD/tCO₂e.	Elaboración propia
-------------------------------------	-------------------------------------	--------------------



Medida I-11. Mejora de la dieta y la salud animal en el ganado

Descripción de la medida

La mejora en la dieta y la salud animal consiste en aumentar la calidad nutricional de la pastura en potreros y ofrecer a los animales suplementos alimenticios, como concentrados de alta calidad. Para enriquecer el aporte de proteínas se asocian especies de gramíneas y leguminosas en tierras de pastoreo que mejoran la digestibilidad del ganado, y así aumenta la productividad y la condición de salud del hato.

Además de modificar la oferta de nutrientes en el potrero a través del uso de gramíneas de buena calidad y la incorporación de leguminosas, es recomendable añadir suplementos alimenticios como concentrados de alta calidad, que aumentan la ganancia de peso de los becerros y la cantidad de leche producida por vaca en lactancia.

La población considerada en la medida es la de la línea base más 21% de la población total de ganado bovino que actualmente es semitecnificado, hasta alcanzar un total de 1.4 millones de cabezas de ganado para 2030. Las prácticas consideradas en la medida incluyen: estabulación, mejora genética, forrajes de corte y alimentación de altos niveles de concentrados.

Los costos de la medida se basan en un caso de estudio (Celorio Cacep *et al.*, 2021) que tuvo como objetivo determinar los ingresos, costos, utilidad y punto de equilibrio de una unidad de producción bovina de doble propósito en Tabasco, México.

Condiciones habilitadoras

- La mejora en la dieta y la salud animal consiste en aumentar la calidad nutricional de la pastura en potreros y ofrecer a los animales suplementos alimenticios, como concentrados de alta calidad. Para enriquecer el aporte de proteínas se asocian especies de gramíneas y leguminosas en tierras de pastoreo que mejoran la digestibilidad del ganado, así aumenta la productividad y la condición de salud del hato.
- Además de modificar la oferta de nutrientes en el potrero a través del uso de gramíneas de buena calidad y la incorporación de leguminosas, es recomendable añadir suplementos alimenticios como concentrados de alta calidad, que aumentan la ganancia de peso de los becerros y la cantidad de leche producida por vaca en lactancia.
- La población considerada en la medida es la de la línea base más 21% de la población total de ganado bovino que actualmente es semitecnificado, hasta alcanzar un total de 1.4 millones de cabezas de ganado para 2030. Las prácticas consideradas en la medida incluyen: estabulación, mejora genética, forrajes de corte y alimentación de altos niveles de concentrados.
- Los costos de la medida se basan en un caso de estudio (Celorio Cacep *et al.*, 2021) que tuvo como objetivo determinar los ingresos, costos, utilidad y punto de equilibrio de una unidad de producción bovina de doble propósito en Tabasco, México.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Población total de ganado lechero estabulado altamente tecnificado (1.4 millones de cabezas). Esta cantidad incluye 21% adicional a la línea base y se alcanzará en el año 2030.	(Blanco Ochoa, 2003)



Medida I-11. Mejora de la dieta y la salud animal en el ganado

S.2 Factor de reducción de emisiones de población ganadera promedio (8.6 tCO₂e/cabeza) (ICM, 2022)

Resultados

El potencial de mitigación es de 3.7 MtCO₂e al año en 2060.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costos de alimento concentrado (MXN2022/vaca/año).	(SIPOR-ABA, 2023)
S.2	Costos de salud (MXN2022/vaca/año).	(ABS Global, 2023)
S.3	Costos de mejoramiento genético y reproducción (MXN2022/vaca/año).	(ABS Global, 2023)

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA) **\$202.69 USD/tCO₂e** Elaboración propia



Medida I-12. Incrementar la superficie con mejores prácticas de pastoreo

Descripción de la medida

El pastoreo tiene una serie de funciones y roles ecológicos, incluida la eliminación de biomasa que fomenta el rebrote y evita la acumulación de material muerto, la prevención de incendios forestales, la regulación hídrica y la calidad del agua, lo cual da como resultado diversos paisajes, conservación de la rica biodiversidad de pastizales y polinizadores, dispersión de semillas a través de la ingestión y liberación en estiércol, pero también de materia orgánica y nutrientes.

Sin embargo, el pastoreo excesivo ocasiona pérdida de calidad de los pastizales. Las mejores prácticas de pastoreo sirven para disminuir esta pérdida de calidad y para aumentar el carbono que permanece en el suelo; incluyen ajustar la presión de pastoreo equilibrando la presencia espacial y temporal del ganado a través de técnicas como la rotación del pastoreo, fertilización y manejo de nutrientes, introducción de especies (p. ej. leguminosas) e inoculación de plantas y movilidad mejorada de animales (FAO, 2018).

La población meta de ganado bovino bajo sistemas de pastoreo mejorado para 2060 se considera como la población total de ganado bovino bajo sistemas de pastoreo libre menos la población que sería atendida por los sistemas silvopastoriles. La medida considera alrededor de 10.9 millones de cabezas de ganado en 2060.

Condiciones habilitadoras

- Fortalecimiento de capacidades de los productores, mayor oferta de acompañamiento técnico, asesoría y servicios de laboratorios de diagnóstico, de bromatología y de análisis de suelos. Intercambio de experiencias y organización de productores a fin de realizar adquisiciones en forma colectiva para reducir costos. Mejorar los precios de sus productos a través de certificaciones de sustentabilidad ambiental. Apertura de mercados para productos derivados de mejores prácticas de pastoreo, que manejen sustentablemente los recursos forrajeros, el suelo y el agua.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Población de ganado bovino bajo sistema con mejores prácticas de pastoreo al año (339,200 cabezas).	(INEGI, 2019a)
S.2	Potencial de mitigación por mejores prácticas de pastoreo.	(ICM, 2022)

Resultados

El potencial de mitigación es de 16.1 MtCO₂e al año en 2060.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costos de establecimiento (35,375 MXN2013/ha).	(González, 2013)
S.2	Costos de operación (13,560 MXN2013/ha).	(González, 2013)



Medida I-12. Incrementar la superficie con mejores prácticas de pastoreo

Resultado costos

Costo Marginal de Abatimiento (CMA)	\$345.58 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	--------------------------------------	--------------------

Medida I-13. Cambio de dieta

Descripción de la medida

Las dietas determinan la tierra dedicada a la producción animal o a los cultivos de frutas y verduras, además la demanda puede exigir ciertas formas de producción con mayor responsabilidad sobre el ambiente. Para abordar el uso de suelos y la producción de alimentos, se requiere incluir el tema de seguridad alimentaria. Se estima que en 2016 existían 24,6 millones de mexicanos —20% del total de la población— que vivían con carencia alimentaria (FAO, 2019).

En este contexto, estimar el impacto de una reducción en el consumo per cápita de carne en el país y modelar la combinación de una dieta más sostenible, nutritiva y culturalmente adecuada requiere de una modelación compleja que aún no ha ocurrido para el caso de México. Sin embargo, algunos estudios a nivel global han encontrado que transitar hacia dietas basadas en plantas que mantienen los estándares de lineamientos dietéticos oficiales, podría disminuir la mortalidad global entre 6% y 10%, y reducir las emisiones de GEI entre 29% y un 70% para 2050, comparadas con un escenario de referencia (Springmann *et al.*, 2016). También existen recomendaciones de la Comisión EAT-Lancet (Willett *et al.*, 2019) de una alimentación balanceada y sustentable en el contexto ambiental y cultural mexicano.

Condiciones habilitadoras

- El consumo actual de carne roja promedio en la dieta mexicana actual es de 92 kilocalorías al día, lo que representa alrededor de 4% de la demanda alimentaria total. Si bien el consumo de carne roja en México es relativamente bajo, comparado con países del norte global e incluso con otros países latinoamericanos, este consumo presenta diferencias importantes por nivel de ingreso. Para poner la seguridad alimentaria al centro de esta medida es necesario analizar a la población mexicana de manera que la suficiencia alimentaria se alcance en todos los estratos, aunque se reduzcan o sustituyan el consumo de productos con alta huella de carbono en los sectores más privilegiados.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Reducción del hato ganadero derivado de sustituir el 14.8% del consumo de carne roja con respecto a la dieta actual.	Juicio de expertos



Medida I-13. Cambio de dieta

Resultados

El potencial de mitigación es de 9.4 MtCO₂e al año en 2060.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

No se cuenta con información para estimar los costos marginales de abatimiento de esta medida.



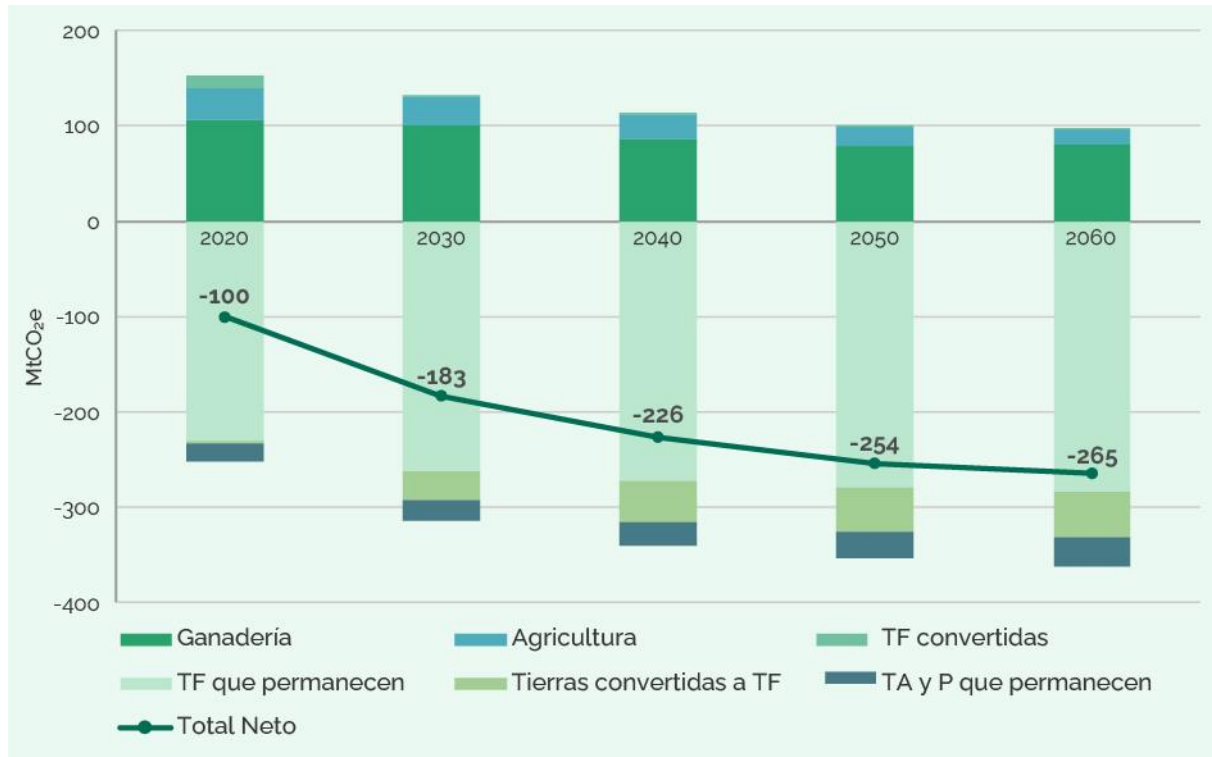
I.4. Ruta para el escenario de emisiones netas cero

Al considerar las absorciones que provienen de las permanencias de tierras forestales, el sector se mantiene por debajo de cero entre 2024 y 2060, esto lo convierte en un sector neto cero de origen. Para 2060, se espera que el escenario de línea base del sector alcance un total de emisiones netas de $-75.1 \text{ MtCO}_2\text{e}$. Sin embargo, la tendencia que la línea base presenta es hacia el aumento de emisiones netas a partir de 2024.

El escenario de emisiones netas cero (Figura 72) considera el potencial de reducción de emisiones y el aumento de absorciones que pueden lograrse para alcanzar un escenario en el que toda la economía alcanza las emisiones netas cero. En ese sentido, el escenario de emisiones netas cero del sector AFOLU alcanza $-361 \text{ MtCO}_2\text{e}$ de absorciones totales, y ya que aún existen emisiones por parte de las actividades agrícolas y ganaderas, las absorciones netas dentro del sector AFOLU, corresponden a $-264 \text{ MtCO}_2\text{e}$ para 2060. Las emisiones brutas provenientes de las actividades agrícolas y pecuarias disminuyen de manera considerable y paulatina con la aplicación de medidas enfocadas al aumento de productividad y el cambio de dieta. Adicionalmente se espera que la categoría de tierras forestales convertidas sea de cero emisiones para 2030, al lograrse la estabilización de la frontera agrícola y la deforestación neta cero en ese año. La conversión hacia tierras forestales continúa más allá de 2030, y es el motor de crecimiento para las absorciones provenientes de las tierras forestales que permanecen a largo plazo.



Figura 72. Escenario emisiones neta cero AFOLU.

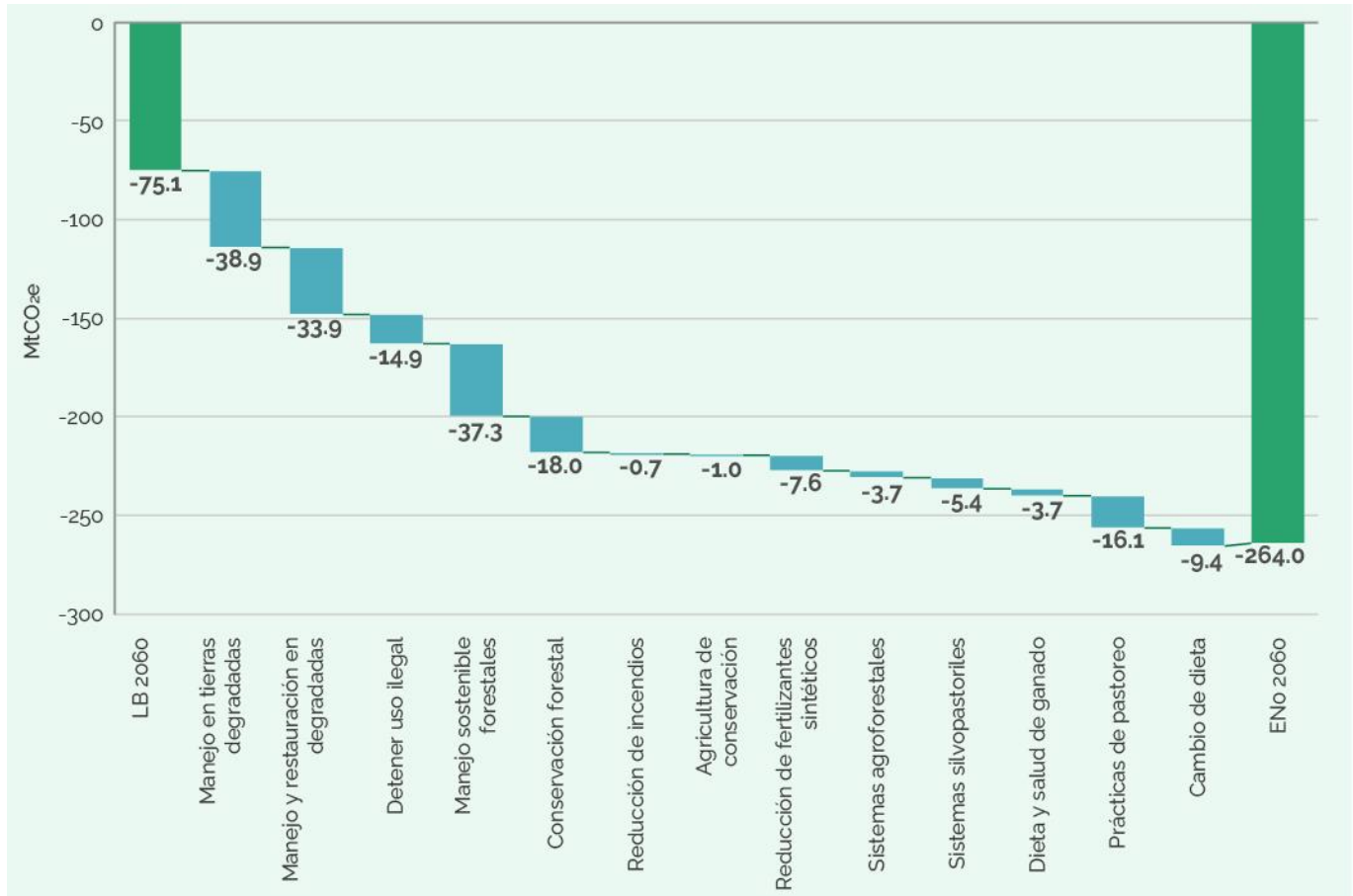


Fuente: Elaboración propia.

Todas las medidas consideradas en el escenario de emisiones netas cero entran en acción en 2024, y se desarrollan de manera paulatina hacia 2060. Esta consideración responde al hecho de que no existen barreras tecnológicas considerables para la implementación de las medidas aquí presentadas. Con esto, el potencial de mitigación depende enteramente de la penetración de las medidas, sobre todo aquellas de protección y restauración forestal. De esta manera, las medidas de manejo forestal sostenible en tierras degradadas (38.9 MtCO₂e) y en tierras forestales (37.3 MtCO₂e) son las que mayor potencial de mitigación tienen para 2060, seguidas por la restauración de tierras degradadas o deforestadas (33.9 MtCO₂e). Aunque estas tres medidas concentran cerca de 55% de la mitigación del escenario, es importante aclarar que su consecución depende directamente de las medidas enfocadas en el aumento de productividad agrícola y pecuaria que conducen al equilibrio de la frontera agrícola. Dichos resultados se representan de manera gráfica en la Figura 73.



Figura 73. Potenciales de mitigación.



Fuente: Elaboración propia.

1.5. Análisis de resultados

Aunque la tasa de deforestación bruta disminuyó después de 2017, la tasa neta de deforestación se ha mantenido, y cerca de 90% de los cambios en el uso de suelo en tierras forestales ocurren sin autorización, es decir representan una actividad ilegal. La deforestación es mayormente impulsada por actividades pecuarias y agrícolas, que representan 94% de la tasa bruta de deforestación. Sin embargo, la agricultura y la ganadería son la base de la seguridad alimentaria y nutricional en México, y en su territorio se destinan 24 millones de hectáreas para la agricultura y cerca de 20 millones de hectáreas a pastizales para pastoreo.

Además, la ganadería y la agricultura a pequeña escala representan 88.5% y 74.8%, respectivamente, de las unidades de producción, que en general tienen sistemas poco tecnificados y enfrentan limitantes como baja disponibilidad de agua o alimento en la época seca. Los modelos de producción convencionales tienen alta demanda de insumos para asegurar la producción, como agua (riego por inundación) o fertilizantes (en promedio se desperdicia un tercio del nitrógeno aplicado), y además



tienden a ocupar más superficie y conllevan el desplazamiento de la actividad a tierras forestales. Las medidas de mitigación presentadas realizan un análisis que considera la demanda de productos alimentarios como el principal factor detrás de los cambios de uso de suelo.

La serie de medidas están enfocadas en:

- La conservación de las 65.7 millones de hectáreas de los ecosistemas forestales arbolados y cerca de 70 millones de otros ecosistemas forestales, para asegurar la conectividad ecológica y garantizar la supervivencia y la diversidad de especies.
- Compensar los costos de oportunidad de la conversión de tierras forestales a tierras agrícolas o praderas, mediante el aumento en la productividad agropecuaria con prácticas que garanticen la seguridad alimentaria nacional, la estabilización de la frontera agropecuaria, y la reducción del área necesaria para esta actividad que posibilite la liberación de tierras para su regeneración.

Las dietas tienen un papel fundamental en lograr estos cambios, pues modifican la dinámica de la demanda de alimentos y la provisión de bienes o servicios de los ecosistemas forestales. De acuerdo con el análisis, la liberación de tierras para 2060 contribuiría con la regeneración natural de 85.1% de la superficie prioritaria para la restauración a nivel nacional (CONABIO, 2016). Es decir, si se consideran las superficies destinadas a las dos medidas de Incrementar la superficie de restauración de tierras degradadas o deforestadas e Incrementar la superficie de tierras forestales y plantaciones bajo manejo sostenible, que se desarrollan en tierras degradadas, entonces se establecerán ecosistemas forestales en alrededor de 25 millones de hectáreas, y esto favorecerá la conectividad ecológica.

Las condiciones habilitadoras son dependientes de cómo la política pública afecta la demanda de recursos forestales y alimentos, influye en las cadenas de suministro y, finalmente, el comportamiento de los consumidores. Las cadenas de suministro de alimentos son relevantes para la reducción de residuos postcosecha, y esta reducción, tanto de la industria agropecuaria como del hogar, está directamente relacionada con la política pública del sector residuos. Además, estas condiciones están influenciadas por presiones externas, sobre todo en productos propensos a ser exportados —como el aguacate y el agave—, pues las tierras susceptibles para su producción son sujetas a presiones económicas que recientemente han resultado en deforestación.

En el sector AFOLU en México existen diversas limitantes que dificultan el avance hacia una gestión más sostenible y eficiente del suelo. Entre los principales obstáculos se encuentran:

- Disponibilidad y acceso a información que asegure un sistema de monitoreo y seguimiento con mayor profundidad en el sector AFOLU, y permita tomar decisiones informadas en tiempo real; por ejemplo, trazabilidad, cambio de uso de suelo, restauración, etcétera.



- Falta de una gestión integral del territorio con políticas contrapuestas que ocurren en una misma área; por ejemplo, el fomento a la expansión de la frontera agropecuaria en contraposición con los esfuerzos de conservación de los ecosistemas forestales.
- Instituciones y reglas claras que incentiven el aprovechamiento sostenible del territorio.
- Incentivos para la inversión en el aprovechamiento sostenible y la conservación de los ecosistemas forestales, con costos diferenciados para fortalecer los esfuerzos sociales y comunitarios.
- Seguridad en la tenencia de la tierra.
- Mercado que garantice precios diferenciados entre productos bajo modelos convencionales de producción y aquellos con un valor agregado sostenible.

De manera general, el sector AFOLU desempeña un papel clave en la acción climática, tanto en el secuestro anual como en el almacenamiento a largo plazo del carbono. Además, las acciones en el sector AFOLU incorporan tres grandes agendas que atienden a las crisis globales: el cambio climático, la pérdida de biodiversidad y la seguridad alimentaria. Estas crisis deben atenderse de manera integrada, en donde los procesos de gestión y política pública contribuyan en hacer hincapié en que los esfuerzos por reducir las emisiones en el sector AFOLU contemplen tanto la reducción y captura de emisiones como elementos de las otras agendas. Esta alineación promueve la mejora en la articulación entre instituciones, mecanismos de financiamiento, enfoques y posiciones políticas.

I.6. Costos de abatimiento

Al igual que para otros sectores, la presente sección muestra el análisis de costo marginal de abatimiento (CMA) realizado a las acciones de mitigación de emisiones consideradas para el cumplimiento de la ruta propuesta de emisiones netas cero para el sector AFOLU. Dicho análisis hace referencia a la estimación de costos y beneficios económicos totales que representaría la implementación de las medidas de mitigación propuestas para este sector. Los resultados del CMA de cada medida, representado en USD/tCO₂e, se muestran en las fichas presentadas en el apartado I.3. Definiéndose como costo efectivas aquellas medidas que, además de mitigar emisiones, generan un ahorro económico, y como efectivas aquellas medidas que mitigan emisiones, pero su implementación genera un costo económico.

Para el sector AFOLU, se consideraron **12 medidas** de mitigación, de las cuales, 9 son medidas consideradas efectivas y 3 costo efectivas.

Para la implementación de las medidas antes mencionadas en el sector AFOLU, se necesita una inversión total de 1,716.8 miles de millones de dólares, a partir de la cual se generaría un costo total de 206,214.60 MUSD para el sector. Lo cual resulta en un costo neto de 49.52 USD por tonelada de CO₂e evitada.

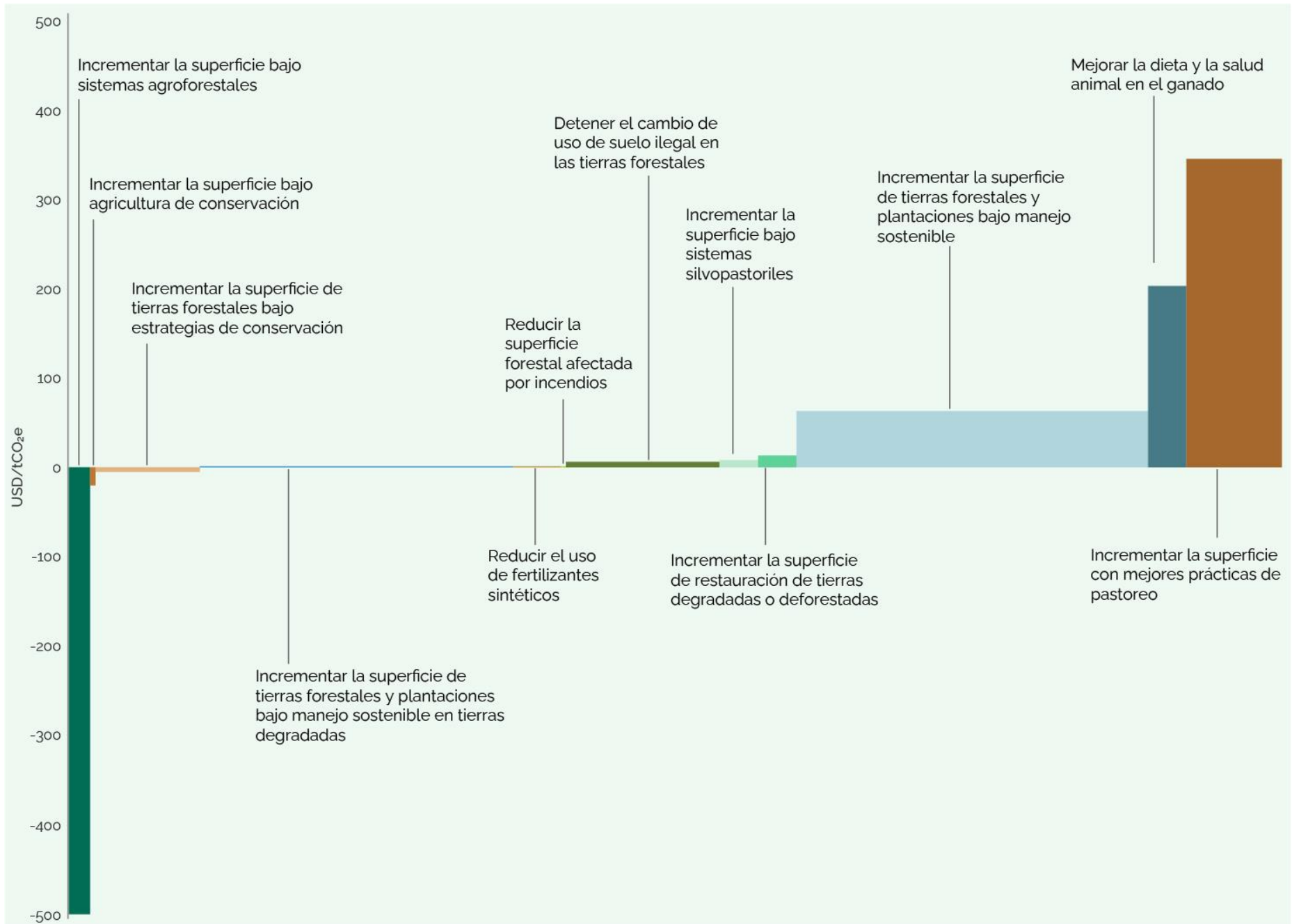


La Figura 74 muestra la curva de costo marginal de abatimiento del sector AFOLU en el Escenario de Emisiones Netas Cero para el periodo 2021-2060, y representa la relación entre los costos o beneficios netos con el potencial de mitigación de cada medida. De manera gráfica, el eje de las ordenadas (Y) muestra el costo de abatimiento de las medidas propuestas (USD/CO₂) y en el eje de las abscisas (X) se representa el potencial de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero de cada medida. En otras palabras, el ancho de cada barra se asocia al potencial de reducción de emisiones y el alto refleja el costo promedio de evitar una tonelada de dióxido de carbono equivalente.

Mostrando que la medida *Incrementar la superficie de tierras forestales y plantaciones bajo manejo sostenible: tierras degradadas*, es la medida que genera un mayor beneficio económico, mientras que la medida *Incrementar la superficie de tierras forestales y plantaciones bajo manejo sostenible* es la medida que mayor cantidad de emisiones evita, sin embargo, genera un costo para el sector.



Figura 74. Curva de costo marginal de abatimiento para el sector AFOLU escenario de Emisiones Neta Cero.



Fuente: Elaboración propia.

J. Contribución del sector residuos



J.1. Contexto nacional

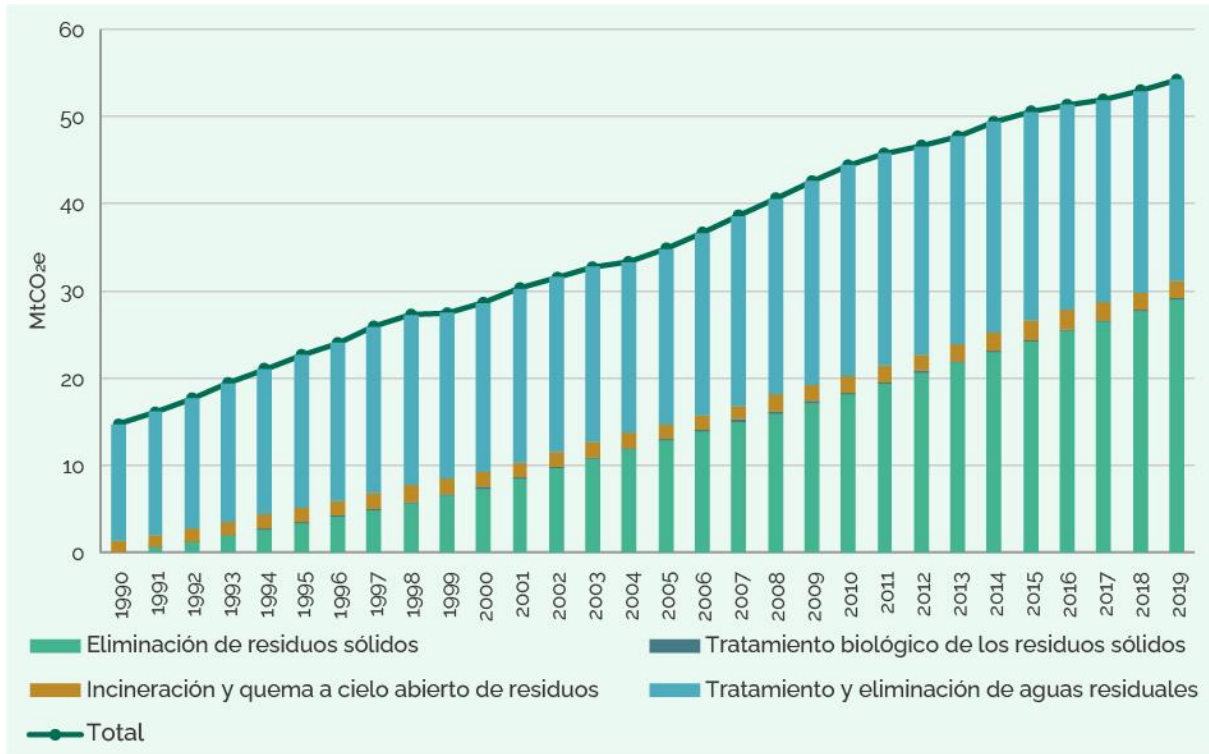
Dentro de cualquier actividad económica, la producción y el consumo de bienes y servicios genera residuos, los cuales, si no son gestionados adecuadamente, pueden tener un impacto negativo en el ambiente y la salud humana. Asimismo, los residuos contribuyen a la generación de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), principalmente por las emisiones de metano derivadas de la disposición y el tratamiento de residuos sólidos urbanos (RSU) y la eliminación y el tratamiento de aguas residuales municipales e industriales.

Uno de los principales factores causales del incremento histórico de la generación de RSU y aguas residuales se atribuye al crecimiento económico y poblacional. En México en 2020, había 127.8 millones de habitantes, y se estima que la población será de 148.2 millones de personas para 2050 (CONAPO, 2020). Otros factores importantes son la falta de educación ambiental, malos hábitos de consumo y la deficiente gestión integral de los residuos y su tratamiento.

En 2019, el sector residuos emitió 54.25 MtCO₂e, o sea 7.37% de las emisiones a nivel nacional, después del sector electricidad, transporte e industria. Las emisiones del sector se incrementaron 256.8% entre 1990 y 2019, con una tasa de crecimiento media anual (TCMA) de 4.48%. La eliminación de RSU es la principal actividad que genera emisiones (53.50%), seguida por la eliminación y el tratamiento de aguas residuales (42.59%). En menor proporción, se encuentra la incineración o quema de residuos a cielo abierto (3.62%) y el tratamiento biológico de residuos sólidos (0.29%), como se observa en la Figura 75 a continuación (INECC, 2021).



Figura 75 Emisiones de GEI del sector residuos.



Fuente: Inventario Nacional de Compuestos y Gases de Efecto Invernadero (INECC, 2021).

J.1.1. Residuos sólidos urbanos (RSU)

México genera más de 44 millones de toneladas anuales de RSU, y se prevé que este cantidad aumentará a 65 millones para 2030 (SEMARNAT, 2019). Cabe mencionar que este volumen es una estimación, con base en las fuentes de información disponibles que dependen de los alcances del levantamiento de datos a nivel municipal y estatal; dado que los datos se basan en el porcentaje de la cobertura de los servicios de recolección y disposición, se presupone que el número puede ser mayor.

Lo anterior implica que se generan alrededor de 121 mil toneladas de RSU en promedio, es decir una generación per cápita de casi un kilogramo cada 24 horas (0.944kg/hab/día). De estos residuos, 31.56% tiene el potencial de ser aprovechado o reciclado, mientras que 46.42% corresponde a los residuos orgánicos (SEMARNAT, 2020). Se estima que en México se generan 38,351 ton/día de residuos aprovechables mediante el reciclaje o la recuperación de energía; 56,427 ton/día de residuos orgánicos que pueden ser tratados mediante compostaje o biodigestión, y 26,779 ton/día de otros residuos no aprovechables en las condiciones tecnológicas actuales (SEMARNAT, 2020a). Estos datos muestran el potencial de aprovechamiento de los residuos, y a su vez indican la dimensión del reto para avanzar hacia la gestión integral de los residuos.



De acuerdo con datos del anexo 14 del "Diagnóstico básico para la gestión integral de los residuos" (SEMARNAT, 2020a), existen 47 plantas de tratamiento ubicadas en 43 municipios de 15 entidades federativas, en cuyas instalaciones ingresan alrededor de 8,944 ton/día de residuos que, después de ser seleccionados y separados, sólo se recuperan 651 toneladas al día de residuos reciclables. Esto indica que en promedio sólo son valorizados 7.27% del total de los residuos que ingresan a todas las plantas de tratamiento existentes en el país. Desafortunadamente, no hay datos disponibles sobre las condiciones de operación en dichas plantas, pero hay indicios que señalan que estas no son autosuficientes financieramente y operan mediante subsidios gubernamentales (SEMARNAT, 2022).

Por otra parte, la separación de los residuos desde la fuente es fundamental para su aprovechamiento sustentable y eficiente; en este sentido, los avances son escasos. De la fracción orgánica, únicamente se aprovecha 6.2% del potencial estimado. La separación y el tratamiento diferenciado de los residuos orgánicos es clave, ya que se contaminan al descomponerse junto con otro tipo de residuos, y disminuye su posibilidad de ser recuperados y aprovechados.

De acuerdo con el "Diagnóstico básico para la gestión integral de los residuos" (SEMARNAT, 2020), alrededor de 72% del total de residuos sólidos generados termina en alguno de los 2,203 sitios de disposición final, de los cuales 47.8% no cuenta con infraestructura básica de protección ambiental (SEMARNAT, 2020). La falta de una adecuada gestión y disposición de RSU es la principal causa de las emisiones de metano asociadas a su disposición, que en 2019, se estimaron en 29.03 MtCO_{2e}, o sea 53.50% del sector (INECC, 2021).

Cabe destacar que un aspecto primordial en la gestión de residuos sólidos hoy en día se debe al personal que desempeña actividades de separación dentro y fuera de los sitios de disposición final y, aunque es un trabajo informal en México, representa una fuente de ingreso para estas familias y un avance hacia la gestión integral de residuos al prevenir que grandes cantidades de residuos valorizables lleguen a los tiraderos y rellenos sanitarios, debido a esto se desconoce la cifra exacta de residuos que son reciclados o aprovechados.

En términos del personal empleado para la gestión de residuos en México, al analizar los puestos de trabajo técnicos y operativos se identificó que en las estaciones de transferencia de RSU tan sólo 16% de los puestos son ocupados por mujeres, mientras que en las plantas de tratamiento de RSU las mujeres representan poco más de un tercio (36%) de dichos cargos, y en los sitios de disposición final de RSU suman 6% de la proporción de las personas empleadas (INEGI, 2021).

J.1.2. Aguas Residuales

La descarga de aguas residuales en México se clasifica en descargas municipales y no municipales. Las municipales son las que se envían a los sistemas de alcantarillado urbano y rural, y típicamente son generadas por actividades residenciales. Las no



municipales son producidas por las industrias, y pueden ser tratadas en sistemas propios en el sitio de generación, transportadas por un drenaje a una planta de tratamiento o descargadas en cuerpos de agua.

Al finalizar 2021, el número de plantas de tratamiento de aguas residuales (PTAR) en operación fue de 2,872, con una capacidad instalada de 198.6 m³/s y un caudal tratado de 145.34 m³/s, lo cual representa una cobertura nacional de tratamiento de aguas residuales municipales de 67.5% (CONAGUA, 2021). Cabe destacar, que esta tasa de tratamiento se ha incrementado 27% desde 2013, de 105.94 a 145.34 m³/s (CONAGUA, 2019). No obstante, alrededor de 8.4% de las aguas residuales municipales no son recolectadas ni tratadas y terminan en fosas sépticas no controladas.

De acuerdo con la CONAGUA (2021), a nivel nacional existen 2,872 PTAR, de las cuales 29.68% usa la tecnología de lagunas de estabilización, 28.54% usa lodos activados, 13.07% usa reactor anaerobio de flujo ascendente y 8.26% usa humedales. En menor medida, también existen tanques sépticos, filtros biológicos, tanques Imhoff y lagunas aireadas; estas últimas, generan mayor cantidad de metano en sus procesos, debido a que favorecen la descomposición de la materia orgánica en zonas anaeróbicas y que emiten a la atmosfera de forma descontrolada grandes cantidades de CH₄, sin ser recolectadas (GIZ México, 2019).

Por su parte, del volumen total de aguas residuales generadas por la industria (217.4 m³/s), únicamente 40% recibe tratamiento. Es importante resaltar que en 2019, el tratamiento y la eliminación de aguas residuales industriales contribuyó a un tercio de las emisiones del sector (INECC, 2021).

Las emisiones derivadas del tratamiento y la eliminación de aguas residuales fueron de 23.109 MtCO₂e en 2019, es decir 42.59% del sector. El total de GEI incrementó 72.88% (TCMA = 1.91%) entre 1990 y 2019. El tratamiento y la eliminación de las aguas residuales industriales contribuyó con 30.24% de las emisiones, mientras que las municipales aportaron 12.36%, con respecto a las emisiones totales del sector. Las emisiones de metano representan 89.1%, mientras que el resto fue óxido nitroso (N₂O) derivadas de efluentes de tratamiento de aguas residuales municipales que se eliminan en medios acuáticos.

J.2. Línea base

Para el desarrollo del escenario base se evaluó la generación de residuos sólidos urbanos y de aguas residuales municipales per cápita. También se consideraron las proporciones según el tipo de sitio donde se disponen los residuos y el tipo de tratamiento que reciben las aguas residuales. Se aplicó el método conocido como “*top-down*”, usando el enfoque metodológico Tier 1 e intensidades de emisión por subactividad del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés). Ambos métodos de estimación permitieron integrar el



escenario de línea base. Dada la información disponible, el año base considerado para las proyecciones es 2020.

Para los RSU y aguas residuales municipales se consideraron las proyecciones de población nacional elaboradas por el Consejo Nacional de Población para el periodo 2020-2050 (CONAPO, 2020). En el caso de las aguas industriales, el cálculo se vinculó a la proyección del Producto Interno Bruto (PIB) con tasa de crecimiento anual de 2% de 2021 a 2030; y de 1.33% de 2031 a 2060.

J.2.1. Residuos sólidos urbanos

La línea base identifica las emisiones de metano que se generan por la disposición de RSU. Para su elaboración, se utilizó un enfoque "top-down" a partir de los datos históricos de generación de residuos para el periodo 2004-2020 con base en los datos del "Diagnóstico básico para la gestión integral de residuos" (DBGIR) para los años 2006, 2012 y 2020 (SEMARNAT, 2020b) y del Censo Nacional de los Gobiernos Municipales y Delegacionales para los años 2011, 2013, 2015, 2017 y 2019 (INEGI, 2021).

A partir de la información sobre generación anual de residuos (SEMARNAT, 2020b), se obtuvo un indicador de generación de residuos per cápita de 345 kilogramos de residuos sólidos en 2019. Para el periodo 2021-2050, se tomó una tasa de crecimiento anual de 5% en la generación de residuos per cápita, de acuerdo con la tendencia observada y vinculada al crecimiento poblacional para 2050 con datos de CONAPO (2020). Al mismo tiempo, se mantuvo constante la composición porcentual de los residuos de acuerdo con las categorías presentadas en la Tabla 23, con base a la información disponible en el DBGIR (SEMARNAT, 2020b).

Tabla 23 Composición porcentual promedio de los residuos.

Categoría	Subproductos	Porcentaje
Susceptibles de aprovechamiento 31.55%	Cartón	4.55
	Envase de cartón encerado	1.51
	Fibras sintéticas	0.34
	Hule	0.55
	Lata	0.98
	Material ferroso	0.88
	Material no ferroso	0.57
	Papel	5.07
	PET	2.63
	Plástico rígido y de película	7.66
	Poliestireno expandido	1.55
	Poliuterano	0.55
	Vidrio de color	1.60
	Vidrio transparente	3.13



Orgánicos 46.42%	Cuero	0.46
	Fibra dura vegetal	0.73
	Hueso	0.52
	Madera	0.79
	Residuos alimentarios	33.07
	Residuos de jardinería	10.97
Otros 22.03%	Algodón	0.15
	Loza y cerámica	0.46
	Material de construcción	0.70
	Pañal desechable	6.75
	Residuo fino	2.25
	Trapo	2.82
	Otros	8.90
Total		100

Fuente: Diagnóstico básico para la gestión integral de los residuos (SEMARNAT, 2020).

Se consideró la fracción de residuos generados que son recolectados, estimada en 84% para 2020. Esta proporción se mantuvo constante durante el periodo de estudio. Con respecto a la recolección de RSU, se consideró la recolección mixta y la recolección selectiva que se mantienen constantes con 86% y 14% de la recolección total, respectivamente. Además, se consideró que 99.5% de los residuos recolectados terminan en sitios de disposición final, ya sea en rellenos sanitarios (31.8%), sitios no controlados (15.4%) o tiraderos a cielo abierto (52.8%), alineado con el volumen total de disposición de RSU dispuestos presentado en el Inventario Nacional de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero (INEGyCEI) 1990-2019 (INECC, 2021).

Para la quema de residuos a cielo abierto, el cálculo de las emisiones hasta 2050 se estimó a partir del número de viviendas que eliminan residuos sólidos a través de la quema y un factor de emisión de quema de residuos por vivienda. El número de viviendas se basó en la extrapolación lineal del número de viviendas particulares habitadas y del porcentaje las viviendas que eliminan sus residuos sólidos a través de la quema, basado en la información de la Encuesta Intercensal 2015 (INEGI, 2015) y el Censo de Población y Vivienda 2020 (INEGI, 2020). El factor de emisión se basó en los valores históricos para esta categoría del INEGyCEI 1990-2019 (INECC, 2021). Es importante mencionar que en el alcance de esta estimación no se incluyó la estimación para la incineración de residuos peligrosos.

J.2.2. Aguas residuales

Las proyecciones hacia 2060 se hicieron a partir de la generación de aguas residuales municipales a nivel nacional (CONAGUA, 2021) dividida entre la población en ese año para determinar un factor de generación de aguas residuales municipales de 5,988 m³/persona en 2020, que se mantiene constante y se vincula a las proyecciones de



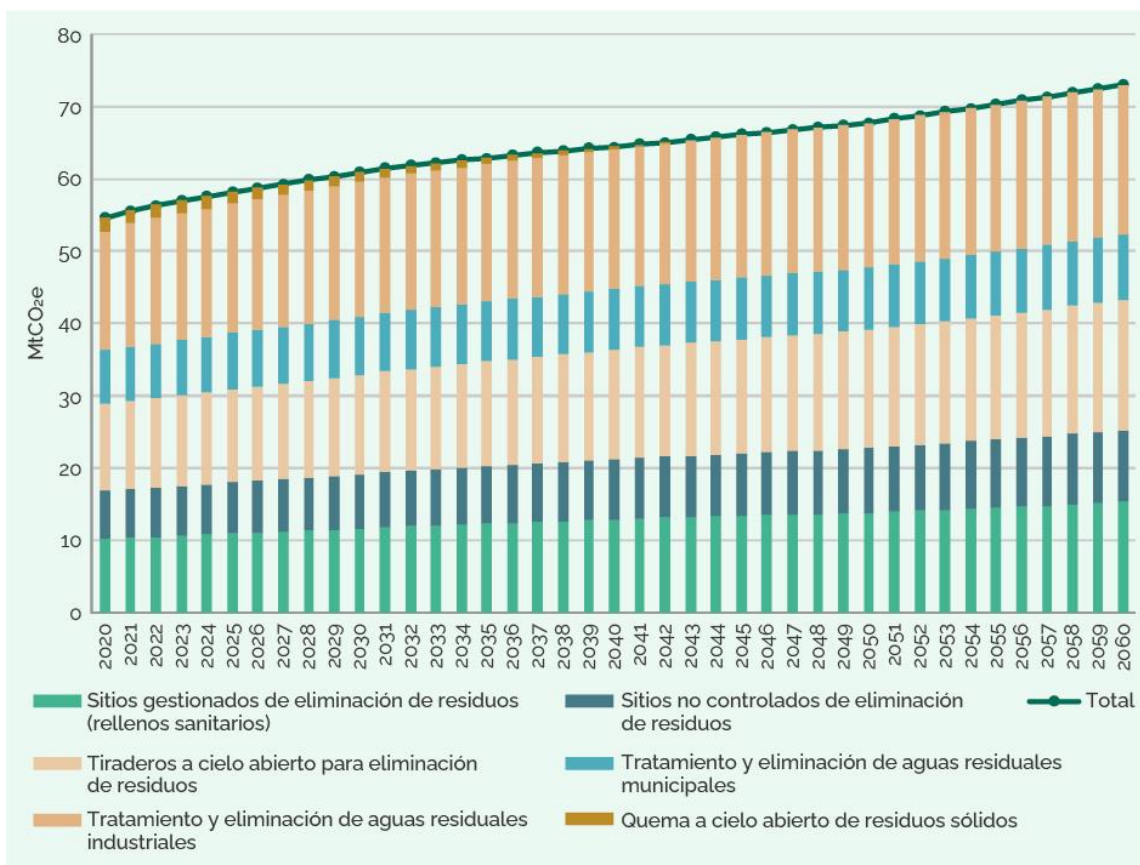
la población nacional (CONAPO, 2020). Por su parte, se utilizó un indicador de generación de aguas residuales industriales por producción nacional (Producto Interno Bruto total nacional) en 2015 que se vincula con el crecimiento económico esperado en el país. Se consideran constantes las fracciones de aguas residuales que llegan a tratamiento para ambas categorías, es decir 65% para aguas municipales y 40% para aguas industriales.

Las aguas municipales consideran emisiones de metano (CH_4) y óxido nitroso (N_2O), mientras que las aguas industriales consideran únicamente emisiones de metano. Las intensidades de emisión para estos gases se mantienen constantes.

A continuación, en la Figura 76 se presenta la línea base del sector residuos. En 2021, se estimaron 56 MtCO_2e en total del sector. La eliminación de residuos sólidos es la principal actividad que genera emisiones (53%), seguida por el tratamiento y eliminación de aguas residuales (44%). En menor proporción, se encuentra la incineración y quema de residuos a cielo abierto (4%) y el tratamiento biológico de residuos sólidos (0.29%). El principal GEI emitido en el sector es el metano (93.01%), seguido de N_2O (5.08%), y CO_2 de la incineración y quema de residuos a cielo abierto (1.91%). Hacia 2060, se proyectaron 73 MtCO_2e , de esta cifra 60% corresponde a la disposición final de residuos y el restante 40% al tratamiento y la eliminación de aguas residuales.



Figura 76 Línea base de emisiones de GEI de tratamiento y eliminación del sector residuos 2020-2060.



Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se presentan las medidas de mitigación consideradas en la ruta de emisiones para ambos subsectores, junto con sus supuestos y resultados en términos de potencial de mitigación.

J.3. Medidas de mitigación

Se proponen las siguientes medidas de mitigación con el objetivo de establecer la contribución del sector para mitigar y cumplir con la meta de emisiones netas cero para 2060, considerando las acciones necesarias para disminuir las emisiones por la disposición final al reducir la cantidad de residuos que van a los sitios de disposición y aumentar la cobertura de captación de las aguas residuales.

Es importante mencionar que, para la modelación de las medidas de mitigación de GEI para RSU, se partió de la cantidad y la composición de residuos al año, proyectado a partir de la línea base. En los primeros años, la penetración de las medidas para evitar y tratar los residuos biológicamente no es tan alta. Es por esto que la cantidad de residuos orgánicos que llegan a rellenos sanitarios sigue siendo significativa; sin



embargo, para 2045 esta tendencia cambia debido al aumento de penetración de las otras medidas. Por ello, hacia 2060 la captura de biogás presenta un menor potencial de mitigación. La modelación de las medidas sucede al evitarse las emisiones de los residuos orgánicos que se evitan, reducen o aprovechan, y así no llegan a sitios de disposición final. Asimismo, se consideraron constantes las fracciones por tipo de residuos orgánicos (jardinería, papel y cartón, alimentos, madera) para determinar el volumen de residuos orgánicos que se aprovecha para cada tecnología.

Para el caso de las aguas residuales, se estimó la mitigación de emisiones al aprovechar lodos activados para generación de biogás y electricidad. La electricidad generada se consideró como mitigación en el sector eléctrico. Por su parte, las medidas relacionadas con incremento de cobertura de tratamiento se basan en el hecho de que las aguas tratadas tienen un menor factor que las no tratadas, las cuales pueden terminar en fosas sépticas y emitir más metano.

A continuación, se presenta la información en formato de fichas, las cuales contemplan la información sobre la descripción de cada medida, los supuestos que se tomaron en cuenta para el cálculo del potencial de mitigación, así como la información particular para el cálculo de costos marginales.



- [Medida J-1. Reducción del desperdicio de alimentos](#)
- [Medida J-2. Plantas de composta](#)
- [Medida J-3. Plantas de digestión anaeróbica](#)
- [Medida J-4. Plantas de Combustibles derivados de Residuos \(CDR\)](#)
- [Medida J-5. Captura y aprovechamiento de biogás en rellenos sanitarios](#)
- [Medida J-6. Incremento de cobertura en el tratamiento de aguas residuales municipales](#)
- [Medida J-7. Captura y aprovechamiento energético de biogás de PTARs](#)
- [Medida J-8. Mejora en procesos que generen N₂O en PTARs](#)
- [Medida J-9. Incremento de cobertura en el tratamiento de aguas residuales industriales](#)
- [Medida J-10. Captura y aprovechamiento de biogás de PTARs](#)



Medida J-1. Reducción del desperdicio de alimentos

Descripción de la medida

La medida propone lograr una reducción en el desperdicio de alimentos que llegan a los sitios de disposición final desde la cadena de suministro de alimentos y desde los consumidores.

- Subsector: Residuos sólidos urbanos
- GEI cubiertos: metano
- Año base: 2020

Condiciones habilitadoras

En el caso de la cadena de suministro (comercios y supermercados) se deben implementar las siguientes medidas:

- Optar por tecnologías de refrigeración energéticamente eficientes para reducir el desperdicio de alimentos.
- Implementar políticas para aclarar el etiquetado de la fecha de los alimentos.
- Invertir en la eficiencia de la infraestructura y logística de la cadena de suministro, comenzando por las instalaciones y vehículos de almacenamiento.

En el caso de los consumidores de alimentos se deben implementar las siguientes medidas:

- Implementar campañas de comunicación con información al consumidor sobre cómo disminuir el desperdicio de alimentos desde los hogares.
- Facilitar o mejorar la infraestructura para la distribución de alimentos no utilizados para que lleguen en buen estado a los bancos de alimentos.
- Proveer sistemas adecuados de recolección y separación de residuos orgánicos.

Se busca alcanzar la reducción progresiva del desperdicio de alimentos hasta llegar a 50% para 2050, respecto a los residuos de este tipo que llegan a los sitios de disposición final.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	<p>Se busca alcanzar la reducción progresiva del desperdicio de alimentos hasta llegar al 50% para 2050, lo que está basado de forma conservadora en el objetivo de reducción del desperdicio de alimentos del Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) 12.3 que busca esta misma reducción para 2030. Esto representaría alrededor de 44 millones de toneladas anuales</p> <p>Para 2030, el porcentaje de reducción del desperdicio de alimentos es de 13%.</p> <p>Siguiendo esta trayectoria lineal hasta 2050, en 2060 se alcanzaría una reducción de 68.5% de desperdicio de alimentos.</p>	

Resultados



Medida J-1. Reducción del desperdicio de alimentos

- Potencial de mitigación para 2060: **12.4 MtCO₂e**
- Revisión de objetivos intermedios: al ser una medida de cambio de comportamiento, tendrá que evaluarse qué tan efectivas son las campañas de comunicación y si existe alguna otra forma (ej. regulación) que restrinja el desperdicio de alimentos desde los comercios).

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costo anual de la campaña de educación y concientización para fomentar el cambio de comportamiento a nivel nacional (732.9 millones MXN).	(MacMonegle <i>et al.</i> , 2018; Read and Muth, 2021)
S.2	Ahorro promedio anual de los costos de recolección y disposición final de los residuos alimenticios (540 MXN/ton residuo)	(SEMARNAT, 2020a)

Resultado costos

Costo marginal de abatimiento (CMA)	-\$0.52 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	-------------------------------------	--------------------



Medida J-2. Plantas de composta

Descripción de la medida

La medida propone la construcción de plantas de compostaje para el tratamiento y aprovechamiento de residuos orgánicos. En una planta de compostaje se acelera la descomposición de los residuos orgánicos y su conversión a un fertilizante orgánico. Se propone el aprovechamiento de residuos de alimentos y jardinería para evitar que lleguen a sitios de disposición final y prevenir sus emisiones de metano asociadas.

- Subsector: Residuos sólidos urbanos
- GEI cubiertos: metano
- Año base: 2020

Condiciones habilitadoras

- Mejoras en el manejo integral de residuos para permitir la recolección selectiva o separación de la fracción orgánica de residuos.
- Capacitación técnica y asistencia financiera para la instalación y operación de plantas de compostaje.
- Involucrar a grandes generadores de residuos orgánicos.
- Promover subsidios o capital semilla para el arranque de proyectos, aunque se espera que la operación sea financieramente costoefectiva
- Políticas públicas e incentivos que canalicen los residuos orgánicos, por ejemplo, impuestos o prohibiciones a residuos dispuestos en sitios de disposición final (SDF), y eviten que las plantas de composta tengan que competir por los insumos.

Opciones de modelos operativos y financieros

Aunque los sistemas de compostaje a cargo de los municipios han sido tradicionalmente más exitosos en países de ingresos medio-altos y elevados, otros esquemas novedosos se están posicionando debido a la naturaleza costoefectiva del proceso.

La operación de plantas de composta de escala municipal varía alrededor del mundo según de los recursos y las capacidades operativas de las ciudades, incluida la contratación de terceros, la formación de alianzas —por ejemplo con OSC— o realizada por los propios ayuntamientos.

Los proyectos de compostaje a gran escala independientes del gobierno que son exitosos requieren esquemas de diversificación de ingresos a través de cuotas de recolección, ventas de composta, servicios de consultoría y educación, entre otros (World Bank, 2016).

Consideraciones adicionales

- Es recomendable que las ciudades que cuentan con recursos limitados prioricen plantas de compostaje, ya que requieren menor costo de inversión y crean más fuentes de empleo, en comparación con otras tecnologías de manejo o tratamiento de residuos orgánicos. Sin embargo, la instalación de sistemas anaerobios para residuos orgánicos, generar energía y biofertilizantes en ciudades de países en desarrollo está aumentando. Los centros integrados de recuperación de recursos ofrecen una alternativa de bajo costo para que las ciudades utilicen estos sistemas de tratamiento y al mismo tiempo recuperen materiales valorizables. Existen diversas opciones para realizar este manejo integral en las ciudades; por ejemplo, instalaciones de escala relativamente



Medida J-2. Plantas de composta

grande a través de sistemas centralizados, o sistemas de manejo de residuos vecinales que acopian y tratan residuos en plantas de compostaje o digestores comunitarios (C40, s.f.).

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Instalación de 880 plantas de composta entre 2023 y 2060 en municipios con población entre 10,000 y 50,000 habitantes (870 localidades de 4,908). Esto representa la instalación de 25 plantas al año a partir de 2025.	Este estudio
S.2	Se asume una capacidad de 208 toneladas de residuos alimenticios y de jardinería al mes por planta de compostaje en línea con la fuente citada	(INECC-ADE, 2021).
S.3	6,017 toneladas diarias de los residuos de alimentos y jardinería serán aprovechados en plantas de compostaje en 2060.	Este estudio

Resultados

- Potencial de mitigación para 2060: **3 MtCO₂e**

Revisión de objetivos intermedios: se recomienda compartir las lecciones aprendidas sobre el tipo de composta más conveniente de acuerdo con la composición de los residuos orgánicos para su expansión y replicabilidad en el periodo de estudio.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Costo de inversión: 1,598MXN/ton de residuos	(INECC-ADE, 2021)
S.2	Costo de operación: 600 MXN/ton de composta	(SEMARNAT, 2006)
S.3	Ingresos por la venta de composta: 1.31 MXN/kg	(INECC-ADE, 2021)

Resultado costos

Costo marginal de abatimiento (CMA)	\$12.25 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	-------------------------------------	--------------------



Medida J-3. Plantas de digestión anaeróbica

Descripción de la medida

La medida propone la construcción de plantas de digestión anaeróbica (biodigestores) para el tratamiento y aprovechamiento de residuos orgánicos. El proceso de la biodigestión anaeróbica consiste en la descomposición de materia orgánica por la actividad digestiva de ciertos microorganismos en ausencia de oxígeno, dicha materia orgánica se transforma en un gas con una concentración alta de CH₄ y en un lodo rico en nutrientes que puede ser utilizado como abono. Se propone el aprovechamiento de residuos de alimentos, jardinería, papel y madera o paja para evitar que lleguen a sitios de disposición final y prevenir sus emisiones de metano asociadas.

- Subsector: Residuos sólidos urbanos
- GEI cubiertos: metano
- Año base: 2020

Condiciones habilitadoras

- Mejoras en el manejo integral de residuos para facilitar y asegurar la recolección selectiva o la separación de la fracción orgánica de residuos.
- Capacitación técnica y asistencia financiera para instalación y operación de plantas de compostaje.
- Involucrar a grandes generadores de residuos orgánicos —por ejemplo, en el sector agropecuario— en la creación de cadenas de valor para la producción de energía a base de residuos de forma regional.
- Establecimiento de metas de aprovechamiento del valor energético de los RSU como parte de la política nacional de incremento de la generación de energías limpias, de acuerdo con la LIE.
- Otorgamiento de facilidades a organismos operadores o municipios para interconectar las plantas de digestión anaerobia con capacidad de generar electricidad a la red eléctrica.
- Diseño, publicación y entrada en vigor de una norma sobre instalación, operación y mantenimiento de esta infraestructura, así como para el control de las emisiones a la atmósfera, descarga de efluentes y generación de residuos sólidos asociados a sus actividades.
- Cofinanciamiento de distintas fuentes disponible para los municipios: sector privado, banca de desarrollo, banca multilateral, fondos nacionales e internacionales, fideicomisos estatales.
- Coordinación intermunicipal y regional para maximizar las oportunidades de financiamiento y hacer más eficiente la operación de las plantas.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se asume una capacidad de 300 toneladas de residuos orgánicos al día por planta de digestión anaeróbica en línea con la fuente citada	(INECC-ADE, 2021)
S.2	Se asume la instalación de 85 plantas de digestión anaeróbica entre 2023 y 2060 en municipios con población de más de 50,000 habitantes y menos de 100,000	Este estudio



Medida J-3. Plantas de digestión anaeróbica

habitantes (87 localidades de 4,908). Esto, representa la instalación de entre 2 y 3 plantas al año a partir de 2026.

S.3 25,500 toneladas diarias de los residuos de alimentos, jardinería, papel y madera/paja son aprovechados en plantas de digestión anaeróbica en 2060. Este estudio

Resultados

- Potencial de mitigación para 2060: **14.9 MtCO₂e**
- Generación eléctrica para 2060: 2929 GWh/año

Revisión de objetivos intermedios: para asegurar su adecuada implementación, deberán compartirse las lecciones aprendidas sobre el tipo de biodigestor para los distintos residuos orgánicos, así como el uso de sus subproductos (ej. biogás y fertilizante).

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Vida útil: 20 años.	(INECC-ADE, 2021)
S.2	Inversión por planta con capacidad de 300 ton/día de residuos orgánicos: 307.7 millones de pesos.	(INECC-ADE, 2021)
S.3	Operación anual por planta: 96.1 millones de pesos.	(INECC-ADE, 2021)
S.4	Ingresos por venta de fertilizante: 4,340 MXN/ton urea.	(INECC-ADE, 2021)

Resultado costos

Costo marginal de abatimiento (CMA) **-\$2.44 USD/tCO₂e** Elaboración propia



Medida J-4. Plantas de Combustibles derivados de Residuos (CDR)

NOTA

Si bien algunas rutas de descarbonización nacionales e internacionales contemplan la tecnología de termovalorización, desde este análisis se determinó que tienen riesgos asociados en cuanto a las emisiones tóxicas que puedan derivar de la quema de los residuos si no se cuenta con estándares estrictos para su lavado y filtrado. Debido a esto, existe una percepción social negativa de la tecnología. Además, en la región latinoamericana aún no existen plantas de este tipo, lo que en gran medida se debe al alto contenido orgánico y de agua en la composición de los RSU, en comparación con países del norte global donde las características de los residuos han permitido su aprovechamiento en plantas de termovalorización (i.e. USA y Europa).

Como alternativa, se proponen las plantas CDR, que convierten los residuos no peligrosos en pellets que pueden generar electricidad o biogás. En los países europeos existen estrictos estándares de calidad para la producción de pellets para minimizar el contenido de cloro y cenizas que deberán ser aplicados, y ahora en México también. En la Ciudad de México ya existe una planta con esta tecnología, y recientemente se anunció la construcción de una planta de este tipo en Yucatán con un costo de 3,000 mdp y capacidad de 1,500 ton/diarios RSU. En el caso de la CDMX, los pellets son aprovechados en la industria cementera, mientras que en el caso de Yucatán, esta planta contará con tecnología alemana y se exportarán los pellets a Europa.

Descripción de la medida

La medida propone la instalación de plantas de combustibles derivados de residuos (CDR), en las que se genera CDR a partir de varios tipos de residuos. Los residuos son triturados y compactados para la producción de pellets, que posteriormente pueden ser incinerados en otro lugar para su valorización energética de electricidad o calor en hornos industriales, hornos cementeros, centrales térmicas, plantas de cogeneración, etcétera.

- Subsector: Residuos sólidos urbanos.
- GEI cubiertos: metano.
- Año base: 2020.

Condiciones habilitadoras

- Mejoras en el manejo integral de residuos para permitir la recolección selectiva o la separación de la fracción orgánica de residuos.
- Capacitación técnica y asistencia financiera para instalación y operación de plantas de CDR.
- Alineación a las mejores prácticas y regulación sobre el tipo de residuos y proceso para evitar emisiones tóxicas.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Se asume una capacidad de 2,000 toneladas de residuos orgánicos al día por planta CDR, de acuerdo a la generación diaria de residuos de las zonas metropolitanas con más habitantes del país.	Este estudio
S.2	Instalación de 12 plantas de CDR entre 2023 y 2060 en zonas metropolitanas con más generación de residuos sólidos urbanos en el país (CDMX, Toluca, Guadalajara, Veracruz, Monterrey, León, Puebla-Tlaxcala, Ciudad Juárez,	Este estudio



Medida J-4. Plantas de Combustibles derivados de Residuos (CDR)

Morelia, Culiacán, Tampico y Tijuana). Esto representa la instalación de una planta cada tres años, a partir de 2027.

S.3 24,000 toneladas diarias de residuos orgánicos (comida, jardín, madera y paja, pañales, papel y textiles) son aprovechados en plantas CDR en 2060. Este estudio

Resultados

- Potencial de mitigación para 2060: **12.8 MtCO₂e**

Revisión de objetivos intermedios: revisión de adaptaciones o tecnologías nuevas que puedan complementar las plantas CDR, así como de su uso en los distintos tipos de industria.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Vida útil: 30 años.	Con referencia en (GIZ México, 2019)
S.2	Costo de inversión por planta con capacidad de 2,000 residuos al día: 4,667 millones de pesos.	(El Economista, 2023)
S.3	Costo de operación anual: 217-434 MXN/ton/día.	Con referencia en (GIZ México, 2019)
S.4	Ingresos por venta de CDR: 562 MXN/ton de CDR.	(Ouigmane <i>et al.</i> , 2022)

Resultado costos

Costo marginal de abatimiento (CMA)	\$2.29 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	------------------------------------	--------------------



Medida J-5. Captura y aprovechamiento de biogás en rellenos sanitarios

Descripción de la medida

La captura de biogás representa un tipo de tecnología de aprovechamiento energético de residuos. El biogás de relleno sanitario se forma por la biodigestión anaeróbica de la fracción orgánica de los residuos. La extracción de biogás en los rellenos sanitarios evita las emisiones de metano y permite su aprovechamiento energético eléctrico o térmico y así desplaza combustibles fósiles.

El porcentaje de biogás recolectado varía según el diseño y el funcionamiento del relleno sanitario. La eficiencia de recolección en rellenos sanitarios con un buen diseño de operación está entre 60 y 85%.

- Subsector: Residuos sólidos urbanos.
- GEI cubiertos: metano.
- Año base: 2020.

Condiciones habilitadoras

- Robustecimiento de la normativa (actualización de la NOM-083-SEMARNAT-2002 o creación de una nueva NOM) para contar con referencias oficiales para la operación de sistemas de aprovechamiento del biogás en rellenos sanitarios.
- Asignación de recursos presupuestales para la operación de sistemas de aprovechamiento de biogás.
- Actualización de los Programas de Gestión Integral de los Residuos a nivel municipal y estatal, para que el aprovechamiento del biogás en rellenos sanitarios se incluya como un objetivo para el mejor manejo de los RSU en el país.
- Otorgamiento de facilidades a los organismos operadores o municipios para obtener permisos de interconexión a la red eléctrica, pues si existen excedentes que no se aprovechen desde la demanda eléctrica de los rellenos sanitarios, existe la posibilidad de inyectarlos a la red.
- Fomento y creación de mecanismos de colaboración entre municipios para distribuir la carga operativa de los sistemas de aprovechamiento de biogás en rellenos sanitarios de forma regional. Esto puede estar apoyado en una plataforma de asistencia en línea que ponga al alcance de los municipios u organismos operadores recursos sobre esquemas financieros y operativos sostenibles para la gestión de residuos.
- Mejoras en la logística y la infraestructura de recolección para disponer de corrientes diferenciadas en fracción orgánica e inorgánica a nivel nacional.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	<p>Para 2050 la eficiencia de captura de biogás alcanzará 80% en rellenos sanitarios y se mantienen con este nivel hasta 2060.</p> <p>Para 2050 la captura es equivalente a 760 Gg de biogás (con 50% de contenido de metano) y con un potencial de generación eléctrico de 379,976 MWh/anuales.</p> <p>Para 2060, debido a que la cantidad de residuos orgánicos dispuestos a rellenos sanitarios se reducirá por la implementación de otras medidas, la cantidad capturada de biogás es sólo de 7.3 Gg.</p>	Este estudio



Medida J-5. Captura y aprovechamiento de biogás en rellenos sanitarios

S.2	<p>Se asume que para 2060, serán dispuestos en rellenos sanitarios 100% de los RSU, de acuerdo con la normativa en la materia (ej. NOM-083-SEMARNAT-2003). Esto implica una disminución lineal de los residuos dispuestos en sitios no controlados y tiraderos a cielo abierto, que serán desviados a rellenos sanitarios.</p> <p>*Nota importante: De acuerdo con las Directrices del IPCC de 2006 y 2019 para el sector residuos, los sitios de disposición final controlados (rellenos sanitarios) tienen un mayor potencial de generación de metano que los sitios no controlados y tiraderos a cielo abierto (establecido explícitamente en el factor de corrector de metano MCF). Por lo tanto, este supuesto resulta en un incremento en la generación de biogás, y por consiguiente las emisiones de metano aumentan sobre la línea base. No obstante, esta regularización de sitios de disposición final es la condición habilitadora para que el biogás pueda ser capturado y por lo tanto incrementar su mitigación.</p>	Este estudio
S.3	<p>En 2050, se asume que todavía se disponen en rellenos sanitarios 14,825 toneladas diarias de RSU. No obstante, para 2060, sólo serán dispuestas 142 toneladas diarias. Los residuos que llegan a rellenos sanitarios aumentarían de 2021 a 2045; después de este año, los residuos se aprovechan mayormente en las demás medidas, lo que evita que lleguen a los rellenos sanitarios.</p>	Este estudio

Resultados

- Potencial de mitigación para 2060: **0.1 MtCO₂e**
- Generación eléctrica al 2060: 3,646 Mwh/año

Revisión de objetivos intermedios: revisión de adaptaciones o tecnologías nuevas que puedan complementar la captura y aprovechamiento del biogás de los rellenos sanitarios.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Vida útil: 20 años	(GIZ México, 2019)
S.2	Costo de inversión por tonelada de metano capturada: 11.9 millones MXN.	(Pérez, 2013; Bionergía Nuevo León, s.f.)
S.3	Costo de inversión por MW: 18.4 millones MXN.	(Pérez, 2013; Bionergía Nuevo León, s.f.)
S.4	Costo de operación: 19 MXN/ton residuo	(INECC-ADE, 2021)
S.5	Venta de electricidad: 1,102 MXN/MWh	(Nexus Energía, 2023)

Resultado costos

Costo marginal de abatimiento (CMA)	\$29.09 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	-------------------------------------	--------------------



Medida J-6. Incremento de cobertura en el tratamiento de aguas residuales municipales

Descripción de la medida

La medida consiste en el incremento de cobertura de tratamiento de aguas residuales municipales que terminan en alcantarillado o cuerpos de agua sin ser tratadas previamente. Las aguas no tratadas tienen mayores emisiones GEI y riesgos ambientales asociados, en comparación con las aguas que sí son tratadas. En 2021, se generaron 244.17 m³/s de aguas residuales municipales y 65% fueron tratadas.

- Subsector: Aguas residuales
- GEI cubiertos: metano
- Año base: 2021

Condiciones habilitadoras

- Sanear las aguas residuales municipales con un enfoque integral de cuenca y acuífero.
- Mejorar el funcionamiento de la infraestructura de tratamiento de las aguas municipales existente.
- Sustituir tecnologías de tratamiento anaeróbicas que generan metano por tecnologías aeróbicas.
- Actualización de la NOM-003-SEMARNAT-1997.
- Establecer un sistema de monitoreo, reporte y verificación para medir el cumplimiento de la normativa el incremento de la cobertura y la calidad y eficiencia de los procesos de tratamiento.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	La generación de aguas residuales municipales per cápita es de 59.9 hm ³ al año. La población en 2060 es de 156 millones de habitantes.	CONAPO
S.2	Para 2060, se generan 294.9 m ³ /s (9,300 hm ³ /año) de aguas residuales municipales de las cuales el 95% son tratadas	Este estudio

Resultados

- Potencial de mitigación para 2060: **2.33 MtCO₂e**

Revisión de objetivos intermedios: revisión de las mejoras para el uso sustentable y eficiente del agua que puedan traer como resultados una menor generación de aguas residuales.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Vida útil: 30 años.	(INECC-ADE, 2021)



Medida J-6. Incremento de cobertura en el tratamiento de aguas residuales municipales

S.2	Inversión por PTAR de 2.65 m ³ /s: 239.7 millones de pesos.	(BANOBRAS, 2018)
S.3	Operación y mantenimiento por PTAR: 3 millones de pesos.	(IB-Tech, 2019)

Resultado costos

Costo marginal de abatimiento (CMA)	\$0.66 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	------------------------------------	--------------------

Medida J-7. Captura y aprovechamiento energético de biogás de PTARs

Descripción de la medida

Consiste en la captura de biogás en las PTAR existentes que operan con lodos activados y su posterior aprovechamiento para generación eléctrica. Mediante el aprovechamiento del biogás generado en sistemas de cogeneración puede generarse electricidad, la cual puede cubrir la demanda de electricidad de la propia PTAR parcial o totalmente. Asimismo, el calor generado puede ser usado en un proceso interno o externo de la planta, como el calentamiento del digester, el secado de los lodos estabilizados o en algún proceso industrial cercano.

- Subsector: Aguas residuales
- GEI cubiertos: metano
- Año base: 2021

Condiciones habilitadoras

- Coordinación interinstitucional entre operadores de agua y drenaje estatal y municipal.
- Obtención periódica y constante de datos sobre lodos (generación, características, formas de tratamiento, gestión, y destino final) para contar con información actualizada anualmente.
- Identificación de alternativas de aprovechamiento o disposición de los lodos en línea con la NOM-004-SEMARNAT-2002 que indica sus posibles usos: mejoramiento de suelos, usos agrícolas, o usos urbanos, entre otros.
- Establecimiento de metas de aprovechamiento del valor energético del biogás generado durante la gestión de las aguas residuales como parte de la política nacional de incremento de la generación de energías limpias, de acuerdo con la LIE.
- Otorgamiento de facilidades a los organismos operadores o municipios para obtener permisos de interconexión a la red eléctrica, pues si existen excedentes que no se aprovechen desde la demanda eléctrica de la PTAR existe la posibilidad de inyectarlos a la red.



Medida J-7. Captura y aprovechamiento energético de biogás de PTARs

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	100 PTARs con capacidad de tratamiento de 2,650L/s son adaptadas para el aprovechamiento del biogás para generación eléctrica. Esto representa la adaptación y/o instalación de tres PTARs al año a partir de 2026.	

Resultados

- Potencial de mitigación en 2060: **2.38 MtCO₂e**
- Generación de energía eléctrica en 2060: 4,562GWh/año

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Inversión por PTAR de 2.65 m ³ /s para la adaptación de tecnología de captura de biogás y generación eléctrica: 25 millones de pesos.	(IB-Tech, 2019)
S.2	Operación y mantenimiento anual por PTAR: 3,2 millones de pesos.	(IB-Tech, 2019)
S.3	Ahorros anuales en procesos térmicos: 680 mil pesos.	(IB-Tech, 2019)
S.4	Ahorros anuales por disposición de lodos: 4 millones de pesos	(IB-Tech, 2019)
S.5	Ingresos anuales por la venta de fertilizante: 518 mil pesos.	(IB-Tech, 2019)
S.6	Ahorros eléctricos: 913 MXN/MWh	(Nexus Energía, 2023)

Resultado costos

Costo marginal de abatimiento (CMA)	-\$4.64 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	-------------------------------------	--------------------



Medida J-8. Mejora en procesos que generen N₂O en PTARs

Descripción de la medida

Consiste en mejorar los procesos anaeróbicos de PTARS que implican la generación de nitratos y la posterior emisión de N₂O, el cual tiene un potencial de calentamiento 265 veces mayor al CO₂. El control de los niveles de DQO y DBO puede ayudar a disminuir hasta 60% la cantidad de N₂O en plantas de tratamiento de lodos activados (Chen *et al.*, 2019).

- Subsector: Aguas residuales
- GEI cubiertos: metano
- Año base: 2021

Condiciones habilitadoras

- Sanear las aguas residuales industriales con un enfoque integral de cuenca y acuífero.
- Mejorar el funcionamiento de la infraestructura existente de tratamiento de las aguas industriales.
- Sustituir tecnologías de tratamiento anaeróbicas, que generan metano, por tecnologías aeróbicas.
- Actualización de la NOM-003-SEMARNAT-1997.
- Establecer un sistema de monitoreo, reporte y verificación para medir el cumplimiento de la normativa, el incremento de la cobertura y la calidad y eficiencia de los procesos de tratamiento.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Para 2060 se alcanza la reducción del 60% del N ₂ O que se genera en los procesos de tratamiento de aguas residuales municipales, derivado de la mejora y control de procesos de tratamiento anaeróbicos.	

Resultados

- Potencial de mitigación para 2060: **1.97 MtCO₂e**
- Revisión de objetivos intermedios: revisión de las experiencias internacionales en el control y la mejora de los procesos para disminución de N₂O, ya que aún es algo experimental.

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Vida útil PTAR: 30 años.	(INECC-ADE, 2021)
S.2	Control de procesos y mejora de calidad del agua: 3 millones de pesos al año.	(IB-Tech, 2019)

Resultado costos

Costo marginal de abatimiento (CMA)	\$1.03 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	------------------------------------	--------------------



Medida J–g. Incremento de cobertura en el tratamiento de aguas residuales industriales

Descripción de la medida

La medida consiste en el incremento de cobertura de tratamiento de aguas residuales industriales que terminan en alcantarillado o cuerpos de agua sin ser tratadas previamente. Las aguas no tratadas tienen mayores emisiones GEI y conllevan riesgos ambientales asociados, en comparación con las aguas que sí son tratadas. En 2021, se generaron 269.53 m³/s de aguas residuales industriales y el 40% fueron tratadas.

- Subsector: Aguas residuales
- GEI cubiertos: metano
- Año base: 2021

Condiciones habilitadoras

- Sanear las aguas residuales industriales con un enfoque integral de cuenca y acuífero.
- Mejorar el funcionamiento de la infraestructura de tratamiento de las aguas industriales existente.
- Sustituir tecnologías de tratamiento anaeróbicas que generan metano por tecnologías aeróbicas.
- Actualización del marco normativo (NOM-001-SEMARNAT-1996, NOM-002-SEMARNAT-1996 y NOM-003-SEMARNAT-1997).
- Establecer un sistema de monitoreo, reporte y verificación para medir el cumplimiento de la normativa el incremento de la cobertura y la calidad y eficiencia de los procesos de tratamiento. Para ello, es necesario incrementar la vigilancia de las descargas utilizando el modelo actual de la CONAGUA, junto con PROFEPA. Explorar la posibilidad de incorporar a terceros acreditados.

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	La generación de aguas residuales industriales está vinculada al PIB el cual se proyecta con una TMCA de 2.02% hasta 2030 y de 1.33% de 2031 a 2060.	Este estudio
S.2	Se utiliza un factor de generación de aguas residuales industriales por peso producido de 0.4 en 2021 y 0.26 en 2060, y se asume que los procesos industriales se vuelven más eficientes y tienen menor consumo de agua a largo plazo.	Este estudio
S.3	Para 2060, se generan 266.36 m ³ /s (8,400 hm ³ /año) de aguas residuales industriales de las cuales el 95% son tratadas.	Este estudio

Resultados

- Potencial de mitigación para 2060: **9 MtCO₂e**
- Revisión de objetivos intermedios: revisión de las mejoras para el uso sustentable y eficiente del agua que puedan resultar una menor generación de aguas residuales.



Medida J-9. Incremento de cobertura en el tratamiento de aguas residuales industriales

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Vida útil PTAR: 30 años.	(INECC-ADE, 2021)
S.2	Costo de inversión por PTARI de 0.5 m ³ /s: 45 millones de pesos.	(BANOBRAS, 2018)
S.3	Costo de operación y mantenimiento anual: 807 mil pesos.	(IB-Tech, 2019)

Resultado costos

Costo marginal de abatimiento (CMA)	\$0.83 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	------------------------------------	--------------------

Medida J-10. Captura y aprovechamiento de biogás de PTARIs

Descripción de la medida

Consiste en la captura de biogás en las plantas de tratamiento de aguas residuales industriales (PTARI) existentes que operan con lodos activados y su posterior aprovechamiento para generación eléctrica. Mediante el aprovechamiento del biogás generado con sistemas de cogeneración puede generar electricidad, la cual puede cubrir la demanda de electricidad de la propia PTARI parcial o totalmente. Asimismo, el calor generado puede ser usado en un proceso interno o externo de la planta, como el calentamiento del digester, el secado de los lodos estabilizados o en algún proceso industrial cercano.

- Subsector: Aguas residuales
- GEI cubiertos: metano
- Año base: 2021

Condiciones habilitadoras

- Coordinación interinstitucional entre operadores de agua y drenaje estatal y municipal.
- Recabar información sobre lodos: generación, características, formas de tratamiento, gestión, y destino final.
- Identificar alternativas para el aprovechamiento o disposición de lodos en línea con la NOM-004-SEMARNAT-2002 que indica sus posibles usos: mejoramiento de suelos, usos agrícolas, usos urbanos, entre otros.
- Facilitar los permisos de interconexión a la red eléctrica si existen excedentes que no se aprovechen desde la demanda eléctrica de la PTARI.



Medida J-10. Captura y aprovechamiento de biogás de PTARIs

Supuestos y fuentes de información

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	245 PTARIs con capacidad de tratamiento de 500 l/s son adaptadas para el aprovechamiento del biogás para generación eléctrica. Esto cubre 50% de las aguas residuales generadas para 2060, ya que no todas generan suficiente cantidad de lodos orgánicos para ser aprovechados. Esto representa la adaptación y/o instalación de 7 PTARIs al año, a partir de 2026.	Este estudio
S.2	Los giros de las industrias que generan mayor carga orgánica son: - Productos alimenticios y bebidas - Textiles y cuero Industria de madera y papel	Este estudio

Resultados

- Potencial de mitigación para 2060: **1.1 MtCO₂e**
- Generación de energía eléctrica para 2060: 724.8 GWh/año

Supuestos y fuentes de información para análisis de costos

SUPUESTOS	DESCRIPCIÓN	FUENTE
S.1	Inversión por PTARI de 0.5 m ³ /s para la adaptación de tecnología de captura de biogás y generación eléctrica: 9.6 millones de pesos.	(IB-Tech, 2019)
S.2	Costo de operación y mantenimiento anual: 900 mil pesos.	(IB-Tech, 2019)
S.3	Ahorros en procesos térmicos: 680 mil pesos.	(IB-Tech, 2019)
S.4	Ahorro anual por la disposición de los lodos: 4 millones de pesos.	(IB-Tech, 2019)
S.5	Ingresos anuales por la venta de fertilizante: 518 mil pesos.	(IB-Tech, 2019)
S.6	Ahorros eléctricos: 913 MXN/MWh	(Nexus Energía, 2023)

Resultado costos

Costo marginal de abatimiento (CMA)	-\$8.90 USD/tCO₂e	Elaboración propia
-------------------------------------	-------------------------------------	--------------------



J.4. Ruta para el escenario de emisiones netas cero

Los supuestos para la proyección de las emisiones parten de la metodología para la construcción de la línea base que se explica en el apartado anterior, y se toma 2020 como año base.

En el caso de los RSU, se utilizó un modelo simple para la estimación de la mitigación por medida, que parte de la cantidad de residuos por tipo de disposición final, y asocia los tipos de sitios de disposición final (sitio controlado, sitio no controlado y tiradero a cielo abierto) a los factores de corrección de metano definidos desde los lineamientos del IPCC. Se modela la composición de los residuos de forma constante de 2021 a 2060.

Posteriormente, se modela que el flujo de los residuos orgánicos va hacia las distintas medidas: disminución de desperdicios de alimentos, compostaje, digestión anaeróbica, aprovechamiento de biogás en rellenos sanitarios y plantas CDR. Inicialmente, los residuos son aprovechados en mayor medida en rellenos sanitarios, posteriormente son aprovechados en mayor medida en las distintas medidas, como composta, digestión anaeróbica y plantas CDR y así se evita que lleguen a los rellenos sanitarios. Es importante mencionar que el alcance de las medidas se enfoca en los residuos orgánicos, ya que son los que tienen emisiones de metano asociadas.

En el caso de las aguas residuales municipales, las proyecciones se estiman mediante la vinculación al crecimiento de población y la generación de aguas residuales per cápita; mientras que para las aguas residuales industriales se asocia a las proyecciones del PIB. Para modelar la mitigación de las medidas de aprovechamiento de biogás, se toma como referencia el estudio de (Noyola *et al.*, 2018) y la Herramienta Mexicana de Biogás (IB-Tech, 2019), de acuerdo con la capacidad de tratamiento de la PTAR o PTARI. Para las medidas que tienen que ver con incremento de cobertura de tratamiento de aguas residuales, se calculan factores de emisión por volumen de agua tratada y no tratada, y estos se aplican a los volúmenes que cambian conforme aumenta la cobertura.

A continuación, en la Figura 77 se presenta la ruta para el escenario de emisiones netas cero del sector residuos y la aportación de cada una de las medidas de mitigación.



Figura 77 Ruta para el escenario de emisiones netas cero del sector residuos 2020 – 2060.



Fuente: Elaboración propia.

Un factor primordial para la implementación exitosa de las medidas del sector residuos es el cambio de comportamiento y percepción de los consumidores ante los productos que adquieren, en particular los alimentos. De acuerdo con el Sexto Informe de Evaluación del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés), el cambio de patrones de consumo tiene el potencial de reducir de 40 a 70% de las emisiones globales de GEI para 2050.

Investigaciones han demostrado que el cambio en normas sociales —reglas comúnmente entendidas que guían o restringen el comportamiento social— ha probado ser una estrategia efectiva para motivar a que las personas cambien sus hábitos y acciones. Por ejemplo, si el desperdicio de alimentos se hace socialmente inaceptable a través de los mensajes adecuados, puede ayudar a hacer que los consumidores sean más conscientes sobre sus acciones de consumo. Aunque las normas sociales por sí solas no eliminan el desperdicio de alimentos, pueden contribuir con reducciones significativas si se contemplan como parte de los componentes de las intervenciones (WRI, 2022).

Incorporar principios de economía circular en las operaciones urbanas también permite aprovechar los recursos de mejor manera y minimizar residuos, a fin de impulsar la transición del modelo de economía lineal tradicional a uno que busque cerrar el ciclo con esquemas integrales y regenerativos para diseñar, producir, consumir y disponer productos y servicios. Diversas ciudades alrededor del mundo reconocen el potencial de la economía circular como un catalizador de eficiencia e innovación al generar beneficios tanto operativos como estratégicos y mejorar la



calidad de vida de sus habitantes, por lo que cada vez más emprenden acciones en este sentido (Climate-KIC, 2018).

Algunos de las acciones que varias ciudades a nivel global están implementando en materia de economía circular y que tienen un efecto positivo en el sector de residuos y aguas residuales son (Climate-KIC, 2018):

- Rehabilitación urbana con reuso de materiales de construcción.
- Criterios de economía circular en compras públicas.
- Uso de biogás en servicios públicos.
- Fomento y habilitación de mercados o centros comerciales de productos reutilizables y reparación de equipos.

La economía circular es fundamental dentro de distintos sectores, incluidos el industrial, eléctrico y de residuos. El alcance de este estudio se enfoca en proponer medidas para mitigar emisiones directamente asociadas en los procesos de disposición de residuos y tratamiento de aguas residuales.

A continuación, se presentan los resultados las medidas de mitigación consideradas dentro de la ruta de emisiones para ambos subsectores junto con sus supuestos en términos de potencial de mitigación.

J.5. Análisis de resultados

J.5.1. Contribución del sector a la ruta nacional

En 2020, el sector residuos contribuyó con 7.37% de las emisiones de GEI con 54.25 MtCO₂e en México. La eliminación de residuos sólidos es la principal actividad que genera emisiones (53.50%), seguida por el tratamiento y la eliminación de aguas residuales (42.59%). El principal GEI emitido en el sector fue el metano (93.01%), seguido de N₂O (5.08%), y CO₂ de la incineración y quema de residuos a cielo abierto (1.91%).

En este análisis se elaboró una línea base con un enfoque *top-down* para proyectar las emisiones del sector residuos de 2020 a 2060. Para el caso de los RSU, se utilizó el enfoque metodológico Tier 1 e intensidades de emisión por subactividad del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático. La generación de RSU per cápita se vinculó a las proyecciones de población. En el caso de las aguas residuales, las municipales se vincularon al crecimiento poblacional, mientras que para las industriales se utilizó un indicador de generación de aguas residuales industriales por producción nacional que se vincula con el crecimiento económico esperado en el país.

Para 2060, se espera que en el escenario de línea base el sector alcance 72.9 MtCO₂e, de las cuales el subsector de RSU representaría 59.2%, y las aguas residuales 40.8%.



Tras la implementación de las medidas de mitigación propuestas, se espera que pueda reducirse 82.3% de las emisiones del sector residuos respecto a su línea base. Esto quiere decir que en lugar de emitir 72.9 MtCO₂e, únicamente se emitirían 12.8 MtCO₂e.

Las medidas propuestas para la mitigación de las emisiones de los RSU permiten alcanzar cero emisiones para el subsector en 2060. La medida con mayor potencial de mitigación es la de las plantas de digestión anaeróbica (14.9 MtCO₂e), seguida de las plantas CDR (12.8 MtCO₂e) y reducir el desperdicio de alimentos (12.4 MtCO₂e). De estas tres medidas, la que presenta mayor madurez tecnológica es la de digestión anaeróbica, ya que las plantas CDR apenas empiezan a desplegarse en la región. Asimismo, es importante señalar que reducir el desperdicio de alimentos es una medida que implica un cambio de comportamiento desde los hogares.

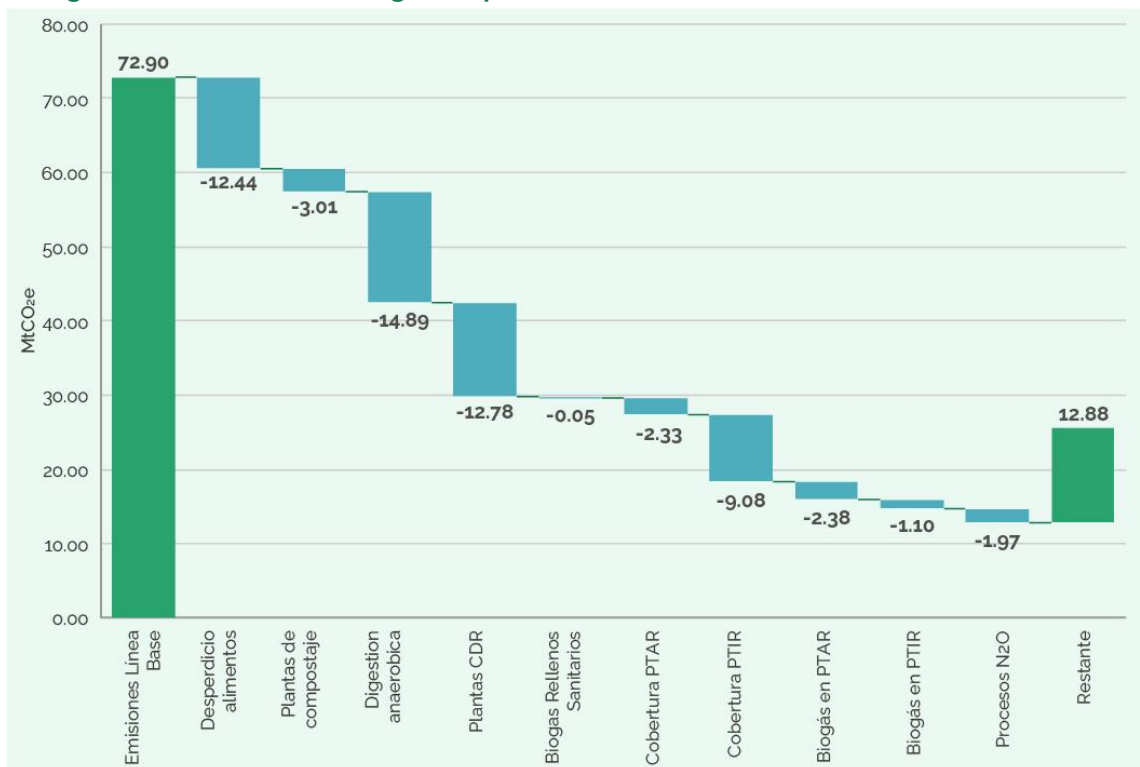
En el caso del tratamiento y la eliminación de aguas residuales, no es posible llegar a las emisiones netas cero, ya que algunas de las medidas tienen restricciones tecnológicas, como por ejemplo la medida de mejora en procesos para el control de N₂O, ya que hasta ahora sólo se ha logrado una reducción de 60%. Respecto a las medidas que proponen el incremento de cobertura de tratamiento, esto permite la reducción de las emisiones de aguas no tratadas, sin embargo el tratamiento de aguas residuales sigue teniendo una contribución a las emisiones, sobre todo desde los procesos anaeróbicos.

Por otro lado, el aprovechamiento de biogás de PTAR y PTARI proporciona una mitigación adicional, pero no es suficiente para contrarrestar por completo las emisiones del subsector de acuerdo con los volúmenes de aguas residuales disponibles que son susceptibles al aprovechamiento energético. No obstante, la reducción de emisiones de estas medidas se incrementa desde el sector eléctrico, en el cual son contabilizadas según su potencial de generación de electricidad a partir del biogás.

En este sentido, la medida con mayor potencial de mitigación para el subsector de aguas residuales es el incremento de cobertura de las PTARI, con una reducción de 9.1 MtCO₂e para 2060. Las demás medidas presentan un potencial de mitigación similar alrededor de 2 MtCO₂e. En general, el nivel de madurez tecnológica es alto para las medidas de mitigación del subsector, aunque la excepción es la mejora de procesos para el control de las emisiones de N₂O de la que recientemente se empezó a explorar su potencial y parámetros a nivel internacional (ver Figura 78).



Figura 78. Potencial de mitigación por medida en 2060.



Fuente: Elaboración propia.

J.5.2. Condiciones habilitadoras

El enfoque y las buenas prácticas de economía circular son consideradas condiciones habilitadoras para facilitar la implementación de las medidas de mitigación propuestas en este análisis. Además, se deben considerar acciones que promuevan el cambio de comportamiento para evitar la generación de residuos inorgánicos y orgánicos desde los hogares y su correcta separación.

En el caso de los RSU, las condiciones habilitadoras claves son la provisión de servicios de recolección selectiva, la elaboración y la actualización de los Programas para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos (PPGIR) y el robustecimiento de los datos disponibles sobre la generación de RSU y avance en las estrategias locales para su gestión. Además, la NOM-083-SEMARNAT-2003 debe ser actualizada y puesta en práctica para garantizar que los rellenos sanitarios operen adecuadamente y se clausuren los que no cumplen con las condiciones adecuadas.

Para las aguas residuales, las condiciones habilitadoras identificadas para llegar a una trayectoria cero emisiones consisten en dar cumplimiento a la NOM-002-SEMARNAT-1996 que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales. Por otro lado, deben identificarse alternativas para el aprovechamiento o la disposición de los lodos, en línea con la NOM-004-SEMARNAT-2002 que indica sus posibles usos: mejoramiento de suelos, usos



agrícolas, usos urbanos, entre otros. Actualmente, no existe una NOM que establezca los lineamientos para el aprovechamiento de biogás en PTAR y PTARI, así que se sugiere su expedición para regular y eficientizar los procesos, y evitar la quema en antorcha.

Tanto para las medidas de RSU como para las de aguas residuales, será necesario facilitar la interconexión a la red eléctrica para las medidas que involucran la generación de energía eléctrica como las plantas de digestión anaeróbica, rellenos sanitarios y aprovechamiento de biogás en PTAR y PTARI. Asimismo, deben buscarse esquemas de financiamiento mixto entre el sector público y privado, apoyados por la banca multilateral y el sector financiero, a fin de implementar las medidas.

J.6. Costos de abatimiento

La presente sección muestra el análisis de costo marginal de abatimiento (CMA), el cual hace referencia a la estimación de costos y beneficios económicos que representan las medidas de mitigación propuestas para el cumplimiento de la ruta de Emisiones Netas Cero propuesta para el sector residuos. El CMA se muestra para cada una de las medidas de mitigación en las fichas técnicas del apartado J.3, representado en USD/tCO₂e, es decir la cantidad de unidad monetaria (dólares) que son necesarios para mitigar cada tonelada de CO₂ equivalente.

Para el sector residuos fue posible estimar el CMA para todas las medidas propuestas, y divididas en las relacionadas con aguas tratadas y las relacionadas a residuos en general.

Respecto a aguas tratadas, se estimaron **5 medidas**, de las cuales 3 son efectivas y 2 son costo efectivas. Se entiende como costo efectivas, aquellas medidas que, además de mitigar emisiones, generan un ahorro económico, y como efectivas aquellas medidas que mitigan emisiones pero su implementación genera un costo económico.

En resumen, para la implementación de las medidas antes mencionadas se necesita una inversión total de 2.7 miles de millones de dólares, a partir de la cual se generaría un costo total de 94.91 MUSD, de lo que resulta un costo neto de 0.22 USD por tonelada de CO₂e evitada.

La Figura 79 muestra la curva de costo marginal de abatimiento (MACC) del escenario de emisiones netas cero del periodo 2021-2060 con respecto a las medidas de eliminación y tratamiento de aguas residuales. De manera gráfica, el eje de las ordenadas (Y) muestra el costo de abatimiento de las medidas propuestas (USD/tCO₂e) y en el eje de las abscisas (X) se representa el potencial de reducción de emisiones de GEI de cada medida. En otras palabras, el ancho de cada barra se asocia al potencial de reducción de emisiones y el alto refleja el costo promedio de evitar una tonelada de dióxido de carbono equivalente.



Se muestra que la medida *Captura y aprovechamiento energético de biogás de PTARs*, es la que genera mayor beneficio económico, mientras que la medida *Incremento de cobertura en el tratamiento de aguas residuales industriales* es la que mayor cantidad de emisiones evita, sin embargo genera un costo para el sector.

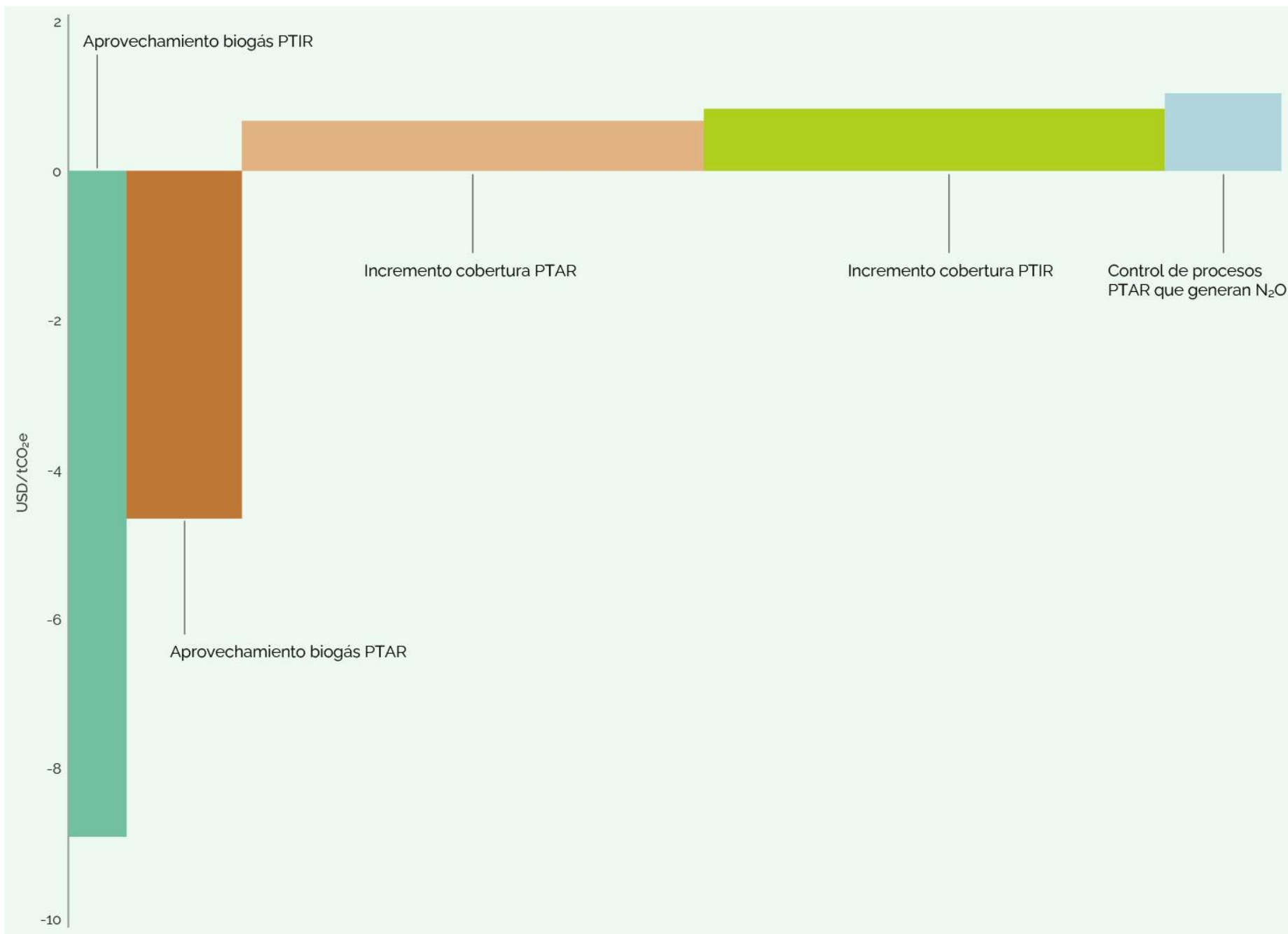
En relación a las medidas asociadas únicamente a residuos, se estimaron **5 medidas** de las cuales 3 son efectivas y 2 costo efectivas.

Para la implementación de estas medidas se necesita una inversión total de 36.2 miles de millones de dólares, a partir de la cual se generaría un costo total de 3,066.91 MUSD para el sector, lo que resulta en un costo neto de 3.68 USD por tonelada de CO₂e evitada.

En la Figura 80. se muestra la MACC de las medidas para las medidas con respecto a la eliminación de residuos sólidos urbanos, la cual representa la relación entre costos y beneficios netos de cada una. Se muestra que la medida *Plantas de digestión anaeróbica* es la que genera mayor beneficio económico, mientras que la medida *Plantas de termovalorización de residuos* es la que mayor cantidad de emisiones evita, sin embargo genera un costo para el sector.

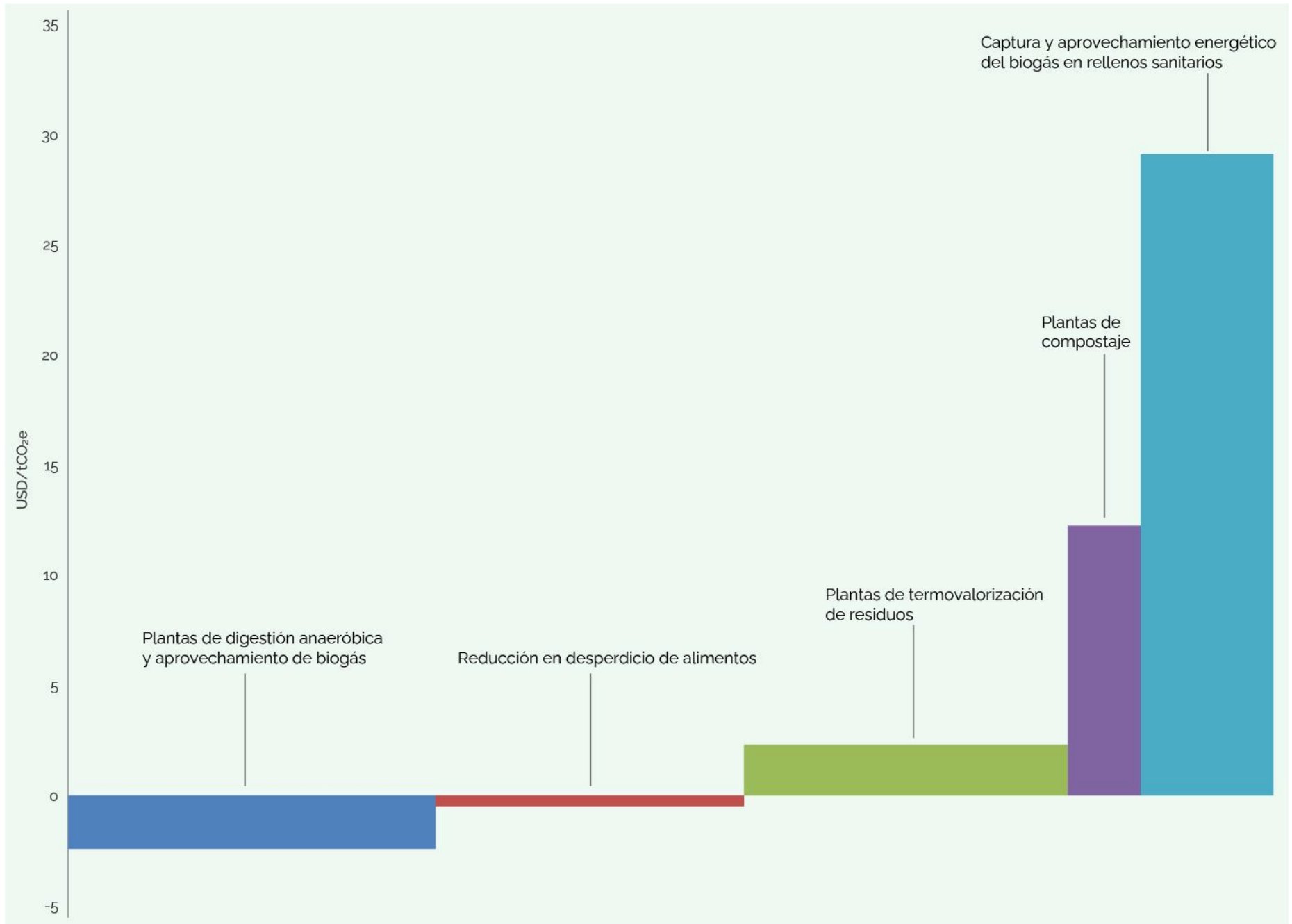


Figura 79 Curva de costo marginal de abatimiento para el sector residuos, aguas tratadas para el escenario de Emisiones Neta Cero.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 80. Curva de costo marginal de abatimiento para el sector residuos para el escenario de Emisiones Neta Cero.



Fuente: Elaboración propia.

K. Referencias



Introducción

- Canadian Institute for Climate Choices (2021) Canada's Net Zero Future: Finding Our Way in the Global Transition. Canadian Institute for Climate Choices. Disponible en: https://climatechoices.ca/wp-content/uploads/2021/02/Canadas-Net-Zero-Future_Summary_FINAL.pdf (Accessed: 3 November 2023).
- Climate Watch (2022) Mexico Climate Change Data | Emissions and Policies. Disponible en: <https://www.climatewatchdata.org/countries/MEX> (Accessed: 4 November 2023).
- Comisión Europea (2021) El Pacto Verde Europeo, El Pacto Verde Europeo Esforzarnos por ser el primer continente climáticamente neutro. Disponible en: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_es (Consultado: 4 November 2023)
- Naciones Unidas (2023) Llegar a las emisiones netas cero: el mundo se compromete a tomar medidas, Naciones Unidas. Acción por el clima. United Nations. Disponible en: <https://www.un.org/es/climatechange/net-zero-coalition> (Accessed: 4 November 2023).
- SEMARNAT e INECC (2022a) Contribución Determinada a Nivel Nacional: Actualización 2022.pdf. Disponible en: https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-11/Mexico_NDC_UNFCCC_update2022_FINAL.pdf (Accessed: 29 August 2023).
- SEMARNAT e INECC (2022b) México: Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 1990-2009. México. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/737226/156_2022_INEGYCEI_1990-2019_NIR.pdf.
- Secretaría de Relaciones Exteriores (2022) México anuncia nuevos compromisos contra el cambio climático en el marco de la COP27. Comunicado conjunto Relaciones Exteriores-Embajada de Estados Unidos en México. Disponible en: <https://www.gob.mx/sre/prensa/mexico-anuncia-compromisos-contra-el-cambio-climatico-en-el-marco-de-la-cop27>



Ruta de Emisiones Netas Cero para México a 2060

- CEMEX (2022) 'CEMEX introducirá tecnología de hidrógeno para reducir emisiones de CO₂ en cuatro plantas de cemento en México'. Disponible en: <https://www.cemex.com/es/w/cemex-introducir-tecnologia-de-hidrogeno-para-reducir-emisiones-de-co2-en-cuatro-plantas-de-cemento-en-mexico#:~:text=CEMEX%20introducir%C3%A1%20tecnología%3%ADa%20de%20hidr%C3%B3geno%20para%20reducir%20emisiones%20de%20CO%E2%82%82,plantas%20de%20cemento%20en%20M%C3%Agico&text=CEMEX%20implementar%C3%A1%20inyecc%C3%B3n%20de%20hidr%C3%B3geno,el%20consumo%20de%20combustibles%20f%C3%B3siles>.
- CMM (2022) Assessment of the greenhouse gas mitigation potential of green hydrogen. An implementation roadmap for Mexico. Ciudad de México: Centro Mario Molina para Estudios Estratégicos Sobre Energía y Medio Ambiente A.C. Disponible en: <https://centromariomolina.org/evaluacion-del-potencial-de-mitigacion-de-gases-de-efecto-invernadero-del-hidrogeno-verde/>.
- Deng, Y.Y. et al. (2015) 'Quantifying a realistic, worldwide wind and solar electricity supply'. *Global Environmental Change*, 31, pp. 239–252. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2015.01.005>.
- FAO (2023) Food and Agriculture Organization of the United Nations. Disponible en: <https://www.fao.org/faostat/en/#home>.
- GIZ and HINICIO (2021a) Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación. Estudio del potencial de producción y uso del hidrógeno verde en Tamaulipas. Ciudad de México: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. Disponible en: https://www.energypartnership.mx/fileadmin/user_upload/mexico/media_elements/reports/Hidro%CC%81geno_Tamaulipas_AE.pdf (Consultado: 17 October 2023).
- GIZ and HINICIO (2021b) Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación. Tomo VII: Integración de resultados y recomendaciones generales. Ciudad de México: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. Disponible en: https://www.energypartnership.mx/fileadmin/user_upload/mexico/media_elements/reports/Hidro%CC%81geno_AE_Tomo_VII.pdf (Consultado: 17 October 2023).
- GIZ and HINICIO (2023a) Prospectiva Energética: Hidrógeno Verde en Baja California. Ciudad de México: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. Disponible en: https://www.energypartnership.mx/fileadmin/user_upload/mexico/media_elements/reports/Prospectiva_Energ%C3%Agtica_H2V_Baja_California.pdf (Consultado: 17 October 2023).
- GIZ and HINICIO (2023b) Prospectiva Energética: Hidrógeno Verde en Coahuila. Ciudad de México: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. Disponible en: https://www.energypartnership.mx/fileadmin/user_upload/mexico/media_elements/reports/Prospectiva_Energ%C3%Agtica_H2V_Coahuila.pdf (Consultado: 17 October 2023).
- GIZ and HINICIO (2023c) Prospectiva Energética: Hidrógeno Verde en Nuevo León. Ciudad de México: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. Disponible en: https://www.energypartnership.mx/fileadmin/user_upload/mexico/media_elements/reports/Prospectiva_Energ%C3%Agtica_Hidr%C3%B3geno_verde_en_Nuevo_Le%C3%B3n.pdf (Consultado: 17 October 2023).
- Harrison-Atlas, D., Lopez, A. and Lantz, E. (2022) 'Dynamic land use implications of rapidly expanding and evolving wind power deployment', *Environmental Research Letters*, 17(4), p. 044064. Disponible en: <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ac5f2c>.
- Hoogwijk, M., de Vries, B. and Turkenburg, W. (2004) 'Assessment of the global and regional geographical, technical and economic potential of onshore wind energy', *Energy Economics*, 26(5), pp. 889–919. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2004.04.016>.
- Hoogwijk, M.M. (2004) 'On the global and regional potential of renewable energy sources'. Disponible en: <https://dspace.library.uu.nl/bitstream/handle/1874/782/full.pdf>.
- ICM (2022) 'Anexo técnico de NDC-SC'. Disponible en: <https://iniciativaclimatica.org/ndc/>
- IEA (2023) Hydrogen. Paris: International Energy Agency. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/hydrogen-2156> (Consultado: 18 October 2023).



- Jano-Ito, M.A., Crawford-Brown, D. and de Vries, L.J. (2019) Minimising unwanted interactions between CO₂ and low-carbon energy policies: The case of the Mexican electricity sector. Working Paper. University of Cambridge: Cambridge Centre for Environment, Energy and Natural Resource Governance, pp. 1–75. Disponible en: <https://www.ceenrg.landecon.cam.ac.uk/system/files/documents/wp21.pdf> (Consultado: 26 September 2023).
- SENER, CINAM, and Embajada Británica en México (2023) El Agua en la industria energética mexicana.
- Woods, P., Bustamante, H. and Aguey-Zinsou, K.-F. (2022) 'The hydrogen economy - Where is the water?' Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S277242712200078X>.



Metodología para elaborar las rutas de emisiones netas cero para México

- Barnes, T. et al. (2022). 'OSeMOSYS Global, an open-source, open data global electricity system model generator', *Scientific Data*, 9(1), p. 623. Disponible en: <https://doi.org/10.1038/s41597-022-01737-0>.
- BID (2013). Desarrollo de una metodología para la construcción de curvas de abatimiento de emisiones de GEI incorporando la incertidumbre asociada a las principales variables de mitigación. Banco Interamericano de Desarrollo. Disponible en: <https://publications.iadb.org/es/publicacion/15398/desarrollo-de-una-metodologia-para-la-construccion-de-curvas-de-abatimiento-de> (Accessed: 2 November 2023).
- CEPEP. (2018). Guía general para la presentación de evaluaciones costo y beneficio de programas y proyectos de inversión. Ciudad de México: Centro de Estudios para la Preparación y Evaluación Socioeconómica de Proyectos (CEPEP). Disponible en: [https://www.cepep.gob.mx/work/models/CEPEP/metodologias/documentos/Guia_General_Analisis_Costo_Beneficio_\(CEPEP\).pdf](https://www.cepep.gob.mx/work/models/CEPEP/metodologias/documentos/Guia_General_Analisis_Costo_Beneficio_(CEPEP).pdf) (Accessed: 2 November 2023).
- Encooord. (2023). 'SAInt - An Integrated Systems Modeling Platform'. Disponible en: <https://www.Encooord.Com/Solutions/Saint>.
- ETSAP. (sin fecha). IEA-ETSAP | Times, TIMES. Disponible en: <https://iea-etsap.org/index.php/etsap-tools/model-generators/times> (Accessed: 2 November 2023).
- FABLE Consortium. (sin fecha). 'FABLE calculator'. Disponible en: <https://fableconsortium.org/tools/fablecalculators/>.
- GIZ-ICM. (2021). 'Acciones clave para detonar la transición del transporte de carga en México'. Disponible en: <https://www.iniciativaclimatica.org/wp-content/uploads/2022/06/AccionesClave-Transicio%CC%81n.pdf>.
- González-Abraham, C. et al. (2023). 'Long-term pathways analysis to assess the feasibility of sustainable land-use and food systems in Mexico', *Sustainability Science*, 18(1), pp. 469-484. Disponible en: <https://doi.org/10.1007/s11625-022-01243-7>.
- I2AMPARIS (2020). I2AMPARIS - Detailed Model Documentation, The OSeMOSYS model. Disponible en: https://www.i2amparis.eu/detailed_model_doc/osemosys (Accessed: 26 October 2023).
- ICM (2022). 'Anexo técnico de NDC-SC'. Disponible en: <https://iniciativaclimatica.org/ndc/>
- Idso, C.D., Legates, D. & Singer, F. (2019) 'Climate Science', in *Climate Change Reconsidered II: Fossil Fuels*. Arlington Heights, Illinois: The Heartland Institute.
- INECC. (2014). Elaboración del Inventario Nacional de Emisiones de Fuentes Móviles para México 2013 y proyección 2030 mediante el uso del modelo Motor Vehicle Emission Simulator (MOVES). Ciudad de México: Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/197011/2014_CGCSA_Inventario_de_emisiones_usando_MOVES_parte_1.pdf (Accessed: 2 November 2023).
- KTH. (2023). 'CLEWs'. Disponible en: <http://www.Osimosys.Org/>.
- Loulou, R. et al. (2016). 'Documentation for the TIMES MODEL part 1'. Disponible en: https://iea-etsap.org/docs/Documentation_for_the_TIMES_Model-Part-I_July-2016.pdf.
- Mosnier, A. et al. (2020). FABLE Calculator 2020 update. Laxenburg, Austria: International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) and Sustainable Development Solutions Network (SDSN). Disponible en: <https://doi.org/10.22022/ESM/12-2020.16934>.
- OSeMOSYS (2022). 'Open Source Energy Modeling System'. Disponible en: <http://www.Osemosys.Org/>.
- Pereira Ramos, E. et al. (2022). 'Climate, Land, Energy and Water systems interactions - From key concepts to model implementation with OSeMOSYS', *Environmental Science & Policy*, 136, pp. 696-716. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.envsci.2022.07.007>.
- World Bank (2020). Partnership for Market Readiness: Costa Rica Program. DECARBONIZATION PATHWAYS MODELING IN COSTA RICA. Washington, DC: World Bank Group. Disponible en: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/923041617603388931/pdf/Partnership-for-Market-Readiness-Costa-Rica-Program-Decarbonization-Pathways-Modeling-in-Costa-Rica.pdf> (Accessed: 2 November 2023).



Contribución del sector eléctrico

- 2.050 Pathways. (2022). *Enhancing Long-term Low-Emission Development Strategies: Adaptation and Resilience-2050 Pathways Platform*. Disponible en: <https://2050pathways.org/resource-hub/enhancing-long-term-low-emission-development-strategies-adaptation-and-resilience/>, Disponible en: <https://2050pathways.org/resource-hub/enhancing-long-term-low-emission-development-strategies-adaptation-and-resilience/>
- Acuña, J. (2022). *Potential of Pumped Hydroelectric Energy Storage Plants Installed in Existing Infrastructure: Case of Mexico*. SSRN. Disponible en: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4184480/.
- Alvarez, J., Bhattarai, B., Acker, T., & Castro, R. (2021). Integrating Electric Vehicles into Power System Operation Production Cost Models. *World Electric Vehicle Journal*, 12(4). Disponible en: <https://doi.org/10.3390/wevj12040263/>.
- Blanco, M., & Ramirez-Santiagosa, L. (2017). *Advances in Concentrating Solar Thermal Research and Technology*. Elsevier Ltd.
- Burns & McDonnell Engineering. (2017). *Decommissioning Cost Estimate Study*. Duke Energy. Disponible en: <https://dms.psc.sc.gov/Attachments/Matter/1857c756-b264-49a6-bca7-9283b59fcof/>.
- Castro, J., Navarrete, A. K., & Siqueiros, L. (2021). *Monitor de información comercial e índice de precios de Generación Solar Distribuida en México. Segunda edición*. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. Disponible en: https://asolmex.org/intranet/Micrositio_GSD/Monitor-Indice-de-Precios/Monitor_precios_GSD_reporte2aedicion_oct2021.pdf/.
- CeMIEGeo. (s.f.). *Centro Mexicano de Innovación en Energía Geotérmica*. Disponible en: <https://cemiegeo.org/>.
- CENACE. (2022, November 23). *Catálogo de Nodos, Centro Nacional de Control de Energía*. Disponible en: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/NodosP.aspx/>.
- CFE. (2020). *Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución 2020-2034*. Comisión Federal de Electricidad. Disponible en: <https://www.cfe.mx/distribucion/cumplimiento/Documents/PAM%20de%20las%20RGD%202020-2034.pdf/>.
- CFE. (2022). *Plan de Negocios 2022-2026*. Disponible en: <https://www.cfe.mx/finanzas/documents/plan%20de%20negocios%202022-2026%20v48%20publica.pdf/>.
- CFE. (2023). *Plan de Negocios 2023-2027*. Comisión Federal de Electricidad. Disponible en: https://www.cfe.mx/finanzas/Documents/Plan_Negocios_2023-2027.pdf/.
- Comisión Reguladora de Energía, CRE. (2022). *Centrales eléctrica de capacidad menor a 0.5 MW*. Disponible en: <https://datos.gob.mx/busca/dataset/centrales-electricas-de-generacion-distribuida/>.
- CONAGUA. (2021). *Situación del Subsector Agua Potable, Drenaje y Saneamiento*. Comisión Nacional del Agua. Disponible en: <https://www.gob.mx/conagua/documentos/situacion-del-subsector-agua-potable-drenaje-saneamiento/>.
- CONAGUA. (2022). *Sistema Nacional de Información del Agua, CDMX*. Comisión Nacional del Agua.
- CRE. (2016). Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, conforme dispone el artículo 12, fracción XXXVII de la Ley de la Industria Eléctrica. Comisión Reguladora de Energía. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432507&fecha=08/04/2016#gsc.tab=0/.
- CRE. (2021). Resolución Núm. RES/550/2021 de la Comisión Reguladora de Energía por la que se expiden las Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red. Comisión Reguladora de Energía.
- CRE. (2022a). *Solicitud de Transparencia*. Comisión Reguladora de Energía.
- CRE. (2022b). *Solicitudes de Interconexión de Centrales Eléctricas son Capacidad Menor a 0.5 MW*. Comisión Reguladora de Energía. Disponible en:



- https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/754890/Estad_sticas_GD_2022_Primer_Semestre_2022.pdf/.
- CRE. (2022c). *Tabla Pública Centrales Eléctricas febrero 2022*. Comisión Reguladora de Energía.
- CRE. (2023). *Tabla de permisos de generación e importación de energía eléctrica administrados al 31 de marzo de 2023*. Comisión Reguladora de Energía.
- CRE. (s.f.). *Preguntas frecuentes sobre la nueva regulación en temas eléctricos*. Comisión Reguladora de Energía. Disponible en: <https://www.cre.gob.mx/documento/faq-regulacion-electricos.pdf/>.
- David, J., & Herzog, H. (s.f.). *The cost of carbon capture*. Massachusetts Institute of Technology (MIT). Disponible en: https://sequestration.mit.edu/pdf/David_and_Herzog.pdf/.
- DECRETO por el que se expiden la Ley de la Industria Eléctrica, la Ley de Energía Geotérmica y se adicionan y reforman diversas disposiciones de la Ley de Aguas Nacionales. (2014). Diario Oficial de la Federación. Disponible en: https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/lielec/LIElec_orig_11ago14.pdf/.
- Denholm, P., Hand, M., Jackson, M., & Ong, S. (2009). *Land Use Requirements of Modern Wind Power Plants in the United States* (NREL/TP-6A2-45834, 964608; p. NREL/TP-6A2-45834, 964608). National Renewable Energy Laboratory (NREL). Disponible en: <https://doi.org/10.2172/964608/>.
- DoE. (2019). *How distributed energy resources can improve resilience in public buildings: Three case studies and a step-by-step guide*. U.S. Department of Energy: Better Buildings. Disponible en: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/09/f66/distributed-energy-resilience-public-buildings.pdf/>.
- DoE. (s.f.a). *Geothermal Technologies Office*. U.S. Department of Energy: Office of Energy Efficiency and Renewable Energy. Disponible en: <https://www.energy.gov/eere/geothermal/about/>.
- DoE. (s.f.b). *Marine Energy Basics*. U.S. Department of Energy: Office of Energy Efficiency and Renewable Energy. Disponible en: <https://www.energy.gov/eere/water/marine-energy-basics/>.
- EIA. (2017). *Addendum: Capital Cost Estimates for Additional Utility Scale Electric Generating Plants*. The U.S. Energy Information Administration. Disponible en: https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/eiatasks_10388_10687addendum.pdf/.
- Ella Group. (s.f.). *Elia Group Data download*. Disponible en: <https://www.elia.be/en/grid-data/data-download-page/>.
- EMSD. (s.f.). *Energy Land: Wave Energy*. Government of Hong Kong Energy Authority. Disponible en: <https://www.emsd.gov.hk/energyland/en/energy/renewable/wave.html#:~:text=The%20kinetic%20energy%20is%20related,pull%20air%20through%20a%20pipe/>.
- EPA. (2023). *Hydrogen in Combustion Turbine Electric Generating Units Technical Support Document*. U.S. Environmental Protection Agency: Office of Air and Radiation. Disponible en: <https://www.epa.gov/system/files/documents/2023-05/TSD%20-%20Hydrogen%20in%20Combustion%20Turbine%20EGUs.pdf/>.
- ERCOT. (s.f.). *Actual Distribution Loss Factors Report*. Disponible en: <https://www.ercot.com/mp/data-products/data-product-details?id=NP13-9-SG/>.
- ESTA International. (2020). *Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2019*. ESTA International LLC, SA de CV-Monitor Independiente del Mercado Eléctrico. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/553784/Reporte_Anual_2019_del_Monitor_Independiente_del_Mercado.pdf/.
- ETN Global. (2022). *Hydrogen deployment in centralised power generation: A techno-economic case study*. ETN Global. Disponible en: <https://etn.global/wp-content/uploads/2022/06/H2-deployment-in-centralised-power-generation-techno-economic-study-April2022.pdf/>.
- Hernández-Fontes, J., Félix, A., Mendoza, E., Rodríguez, J., & Silva, R. (2019). On the Marine Energy Resources of Mexico. *Journal of Marine Science and Engineering*, 7(6), 1–20. Disponible en: <https://doi.org/10.3390/jmse7060191/>.
- Huggins, R. (2016). *Energy Storage*. Springer.
- ICM. (2022). *NDC Una propuesta desde la sociedad civil para aumentar la ambición mediante un enfoque de justicia climática. Anexo Técnico*. Iniciativa climática de México. Disponible en: <https://iniciativaclimatica.org/ndc/wp-content/uploads/2022/11/Anexo-tecnico-NDC-ICM.pdf/>.



- ICM. (s.f.). *Observatorio de Transición Energética de México*. ObtrenMX. Iniciativa Climática de México. Disponible en: <https://obtrenmx.org/>.
- IEA. (s.f.). *Demand Response*. International Energy Agency. International Energy Agency. Disponible en: <https://www.iea.org/energy-system/energy-efficiency-and-demand/demand-response/>.
- IHA. (2023). *2023 World Hydropower Outlook: Opportunities to advance to net zero*. International Hydropower Association. Disponible en: <https://indd.adobe.com/view/92d02b04-975f-4556-gcfe-ceg0cd2cb0dc/>.
- Illiev, I., Trivedi, C., & Dahlhaug, O. (2019). Variable-speed operation of Francis turbines: A review of the perspectives and challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 103, 109–121. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.12.033/>.
- INECC. (2022). *Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 1990–2019, México*. Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/762140/112_INEGyCEL_1990-2019_VERSION_AJUSTADA.xlsx.
- INEGI. (s.f.). *Instituto Nacional de Estadística y Geografía*. INEGI. Disponible en: <https://www.inegi.org.mx/app/tabulados/default.aspx?pr=17&vr=7&in=53&tp=20&wr=1&cn=2>
- Instituto Nacional de Geografía y Estadística, INEGI. (2021). *Directorio Estadístico Nacional de Unidades Económicas*. Disponible en: <https://www.inegi.org.mx/app/descarga/?ti=6>
- IRENA. (2016). *Wind Power: Technology brief*. International Renewable Energy Agency. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA-ETSAP_Tech_Brief_Wind_Power_E07.pdf/.
- IRENA. (2020). *Rise of renewables in cities*. International Renewable Energy Agency. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Oct/IRENA_Renewables_in_cities_2020.pdf/.
- IRENA. (s.f.). *Country Rankings*. International Renewable Energy Agency. Disponible en: <https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Capacity-and-Generation/Country-Rankings/>.
- LAZARD. (2021). *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis—Version 15.0*. Disponible en: <https://www.lazard.com/media/sptlfats/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf/>.
- Ley de Transición Energética*. (2015). Diario Oficial de la Federación. Disponible en: <https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LTE.pdf/>.
- Michaelides, E. (2012). *Alternative Energy Sources*. Springer.
- Mulder, S. (2021, October 29). *Ready for the energy transition: Hydrogen considerations for combined cycle plants*. POWERMAG. Disponible en: <https://www.powermag.com/ready-for-the-energy-transition-hydrogen-considerations-for-combined-cycle-power-plants/>.
- NREL. (2016). *Eastern Renewable Generation Integration Study*. National Renewable Energy Laboratory. Disponible en: <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/64472.pdf/>.
- NREL. (2023). *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update*. National Renewable Energy Laboratory. Disponible en: <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/85332.pdf/>.
- NREL. (s.f.a). *National Renewable Energy Laboratory*. Disponible en: <https://pvwatts.nrel.gov/>.
- NREL. (s.f.b). *National Solar Radiation Database (NSRDB)*. National Renewable Energy Laboratory. Disponible en: <https://nsrdb.nrel.gov/>.
- NREL. (s.f.c). *Wind Integration National Dataset Toolkit*. National Renewable Energy Laboratory. Disponible en: <https://www.nrel.gov/grid/wind-toolkit.html>
- Ong, S., Campbell, P., Denholm, R., Margolis, R., & Heat, G. (2013). *Land-Use Requirements for Solar Power Plants in the United States*. National Renewable Energy Laboratory (NREL). Disponible en: <https://doi.org/10.2172/1086349/>.
- Palacios, R. (2023). Evolución legislativa de la industria eléctrica en México. In Ferrari, L., Masera, O. & Straffon, A. (Coords.), *Transición energética justa y sustentable (N/D-N/D)*. Conacyt-FCE.
- Palacios, R., Valles, X., Solís, A., Becerril, A., Rodríguez, F., Martínez, H., Rodríguez, J., De la Pascua, L., Pleitez, R., Hernández, F., & Zamudio, J. (2022). *Estudio del Balance Nacional de Energía 2020*. Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología



- (Conacyt), Plataforma Nacional Energía Ambiente y Sociedad (Planeas), Programa Nacional Estratégico de Energía y Cambio Climático (Pronaces-ecc). Disponible en: <https://conacyt.mx/pronaces/pronaces-energia-y-cambio-climatico/energia/>.
- Poullikkas, A., Hadjipaschalis, I., & Christou, C. (2008). Assessment of future sustainable power technologies with carbon capture and storage. *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, 9(1), 25.
- Prol-Ledesma, R., Carrillo-de la Cruz, J., Torres-Vera, M., Membrillo-Abad, A., & Espinoza-Ojeda, O. (2018). Heat flow map and geothermal resources in Mexico. *Terra Digitalis*, 2(2), 1-15. Disponible en: <https://doi.org/10.22201/igg.25940694.2018.2.51/>.
- Red Eléctrica. (s.f.). *REData*. Disponible en: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada/>.
- REE. (s.f.). *Red Eléctrica de España (REE)*. Disponible en: <https://www.ree.es/es>
- Registro Agrario Nacional, RAN. (2022, August 24). *Datos Abiertos RAN*. Disponible en: <https://datos.ran.gob.mx/conjuntoDatosPublico.php>.
- Registro Agrario Nacional, RAN. (s.f.). *Padrón e Historial de Núcleos Agrarios (PHINA)*. Disponible en: <https://phina.ran.gob.mx/index.php/>.
- REMBIO. (2020). *Red Mexicana de Bioenergía: Estufas eficientes*. Disponible en: <https://rembio.org.mx/estufas-eficientes/>.
- Ryu, J.-Y., Park, S., Lee, C., Hwang, S., & Lim, J. (2023). Techno-Economic Analysis of Hydrogen-Natural Gas Blended Fuels for 400 MW Combined Cycle Power Plants (CCPPs). *Energies*, 16(19), 6822. Disponible en: <https://doi.org/10.3390/en16196822/>.
- Schagen-Mendoza, D. (2018). *Opportunities in the Mexican Renewable Energy Sector*. Ministry of Foreign Affairs. Netherlands Enterprise Agency. Disponible en: <https://www.rvo.nl/sites/default/files/2019/04/opportunities-in-the-mexican-renewable-energy-sector.pdf>.
- SENER. (2015a). *ACUERDO por el que la Secretaría de Energía emite las Bases del Mercado Eléctrico*. Secretaría de Energía. Disponible en: [https://www.cenace.gob.mx/Docs/14_REGLAS/Bases%20del%20Mercado%20El%C3%A9ctrico%20\[DOF%2008-09-15\]%20.pdf/](https://www.cenace.gob.mx/Docs/14_REGLAS/Bases%20del%20Mercado%20El%C3%A9ctrico%20[DOF%2008-09-15]%20.pdf/).
- SENER. (2015b). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015-2029*. Secretaría de Energía. Disponible en: https://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2015/PRODESEN_2015-2029.pdf/.
- SENER. (2016a). *Balance Nacional de Energía 2015*. Secretaría de Energía. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/248570/Balance_Nacional_de_Energ_a_2015_-_2_.pdf/.
- SENER. (2016b). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2016-2030*. Secretaría de Energía. Disponible en: <https://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2016/PRODESEN-2016-2030.pdf/>.
- SENER. (2017a). *Balance Nacional de Energía 2016*. Secretaría de Energía. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/288692/Balance_Nacional_de_Energ_a_2016_-_2_.pdf/.
- SENER. (2017b). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2017-2031*. Secretaría de Energía. Disponible en: <https://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2017/PRODESEN-2017-2031.pdf/>.
- SENER. (2018a). *Balance Nacional de Energía 2017*. Secretaría de Energía. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/414843/Balance_Nacional_de_Energ_a_2017.pdf/.
- SENER. (2018b). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032*. Secretaría de Energía. Disponible en: <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/331770/PRODESEN-2018-2032-definitiva.pdf/>.
- SENER. (2018c). *Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE)—Base de datos de generación para PIIRCE*. Secretaría de Energía. Disponible en: <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462>
- SENER. (2019a). *Balance Nacional de Energía 2018*. Secretaría de Energía. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/528054/Balance_Nacional_de_Energ_a_2018.pdf/.
- SENER. (2019b). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2019-2033*. Secretaría de Energía. Disponible en: <https://www.gob.mx/sener/articulos/prodesen-2019-2033-221654>



- SENER. (2020). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2020-2034*. Secretaría de Energía. Disponible en: <https://www.gob.mx/sener/articulos/prode-sen-2020-2034>
- SENER. (2021a). *Balance Nacional de Energía 2020*. Secretaría de Energía. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/707654/BALANCE_NACIONAL_ENERGIA_0403.pdf/.
- SENER. (2021b). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2021-2035*. Secretaría de Energía. Disponible en: <https://www.gob.mx/sener/articulos/progr-ama-para-el-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional>
- SENER. (2022a). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2022-2036*. Secretaría de Energía. Disponible en: <https://www.gob.mx/cenace/documentos/programa-para-el-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-2022-20>
- SENER. (2022b). *Sistema de Información Energética (SIE)* [dataset]. Disponible en: <https://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cve cua=IE7C02>
- SENER. (s.f.). *Sistema de Información Energética. Secretaría de Energía*. Secretaría de Energía. Disponible en: <https://sie.energia.gob.mx/>
- SOLARGIS. (s.f.). *Mapas de Recursos Solares de México*. [Map]. Disponible en: <https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/download/mexico>
- Tapia, P. (2023, June 9). *Energía eólica marina, ¿para cuándo en México?* Forbes. Disponible en: <https://www.forbes.com.mx/bacadehuachi-el-pueblo-inundado-de-litio-sera-encendido-con-energia-solar/>
- Wood, A., Wollenberg, B., & Sheblé, G. (2014). *Power Generation, Operation and Control*. Wiley.
- World Bank Group. (2020). *ESMAP Global Photovoltaic Power Potential by Country*. World Bank Group. Disponible en: <https://datacatalog.worldbank.org/search/dataset/0038379/Global-Photovoltaic-Power-Potential-by-Country>
- World Bank Group. (s.f.). *Global Wind Atlas*. Disponible en: <https://globalwindatlas.info/es>
- WWF México, & UK Pact. (2021). *Perspectivas de la industria del carbón en Coahuila: Reflexiones desde el enfoque sistémico*. WWF & UK Pact. Disponible en: https://wwflac.awsassets.panda.org/downloads/perspectivas_de_la_industria_del_carbon_en_coahuila_2021_wwf_mexico_vf_web.pdf/.



Contribución del sector transporte

- AFAC (2022) Estadística de Aviación Comercial Regular y Fletamento en diversos productos. Fuentes de información Aerolíneas y Grupos Aeroportuarios., gob.mx. Disponible en: <https://www.gob.mx/afac/acciones-y-programas/estadisticas-280404/> (Consultado: 28 agosto 2023).
- Anepsa (2023) *¿Qué es la depreciación de activos fijos?*, Anepsa. Disponible en: <https://anepsa.com.mx/depreciacion-de-activos-fijos/> (Consultado: 28 agosto 2023).
- AOPA (2018) *Hypothetical Operating Cost Calculation*, AOPA. Disponible en: <https://www.aopa.org/go-fly/aircraft-and-ownership/buying-an-aircraft> (Consultado: 28 agosto 2023).
- Assets America (2022) *How much does a cruise ship cost?: Ultimate Breakdown Guide*, Assets America., Inc. Disponible en: <https://assetsamerica.com/how-much-does-cruise-ship-cost/> (Consultado: 28 agosto 2023).
- BTS (2023) U.S. airlines' January 2023 fuel cost per gallon up 4.3% from December 2022; aviation fuel consumption down 0.7% from pre-pandemic January 2019, U.S. Airlines' January 2023 Fuel Cost per Gallon Up 4.3% from December 2022; Aviation Fuel Consumption Down 0.7% from Pre-Pandemic January 2019. Disponible en: <https://www.bts.gov/newsroom/us-airlines-january-2023-fuel-cost-gallon-43-december-2022-aviation-fuel-consumption-down> (Consultado: 01 septiembre 2023).
- Collins, L. (2022) 'will no longer be considered': Hydrogen trains up to 80% more expensive than electric options, German state finds, Hydrogen news and intelligence | Hydrogen Insight. Disponible en: <https://www.hydrogeninsight.com/transport/will-no-longer-be-considered-hydrogen-trains-up-to-80-more-expensive-than-electric-options-german-state-finds/2-1-1338438> (Consultado: 01 septiembre 2023).
- Coplon-Newfield, G. (2022) *For U.S. Transit Agencies, the future for buses is electric*, Electric Vehicle Guide. Disponible en: <https://content.sierraclub.org/evguide/blog/2019/02/us-transit-agencies-future-buses-electric> (Consultado: 01 septiembre 2023).
- DG MOVE (2015) *Study on the Cost and Contribution of the Rail Sector*. Disponible en: <https://transport.ec.europa.eu/system/files/2016-09/2015-09-study-on-the-cost-and-contribution-of-the-rail-sector.pdf> (Consultado: 28 agosto 2023).
- Drewry Shipping Consultants Ltd. (2022) Operating costs of Panamax and Post-Panamax containerships: The Geography of Transport Systems, The Geography of Transport Systems | The spatial organization of transportation and mobility. Disponible en: <https://transportgeography.org/contents/chapter5/maritime-transportation/containerships-operating-costs-panamax-post-panamax/> (Consultado: 28 agosto 2023).
- Fleming, G., de Lépinay, I. and Schaufele, R. (2019) *Environmental trends in aviation to 2050, Aviation and Environmental Outlook*. Disponible en: https://www.icao.int/environmental-protection/Documents/EnvironmentalReports/2019/ENVReport2019_pg17-23.pdf (Consultado: 25 agosto 2023).
- Gerencie (2022) *Vida útil de los activos fijos o depreciables*, Gerencie.com. Disponible en: <https://www.gerencie.com/vida-util-de-los-activos-fijos.html/>. (Consultado: 28 agosto 2023).
- Gobierno del Estado de Puebla (2015) Actualización del análisis costo beneficio del proyecto de transporte masivo de la cuenca norte sur de la zona metropolitana de Puebla. Disponible en: http://www.fonadin.gob.mx/wp-content/uploads/2016/08/ACB_Puebla2NorteSur.pdf (Consultado: 28 agosto 2023).
- Greenlight Traffic Engineering (2023) *How much does a traffic study cost?*, Greenlight Traffic Engineering, LLC. Disponible en: <https://www.greenlighttrafficengineering.com/how-much-does-a-traffic-study-cost/> (Consultado: 01 septiembre 2023).
- Hillman, V. (2021) *Blog-top 5 tips: How to save money with a cargo bike*, Yuba Cargo Bikes. Disponible en: <https://yubabikes.com/top-5-how-to-save-money-with-a-cargo-bike/> (Consultado: 28 agosto 2023).
- INEGI (2020) *Encuesta Nacional de Ingresos y gastos de los hogares (ENIGH)*. Disponible en: <https://www.inegi.org.mx/programas/enigh/nc/2020/> (Consultado: 28 agosto 2023).
- INEGI (2022) Registro administrativo de la industria automotriz de vehículos ligeros, Registro Administrativo de la Industria automotriz de Vehículos Ligeros. Disponible en:



- <https://www.inegi.org.mx/datosprimarios/ia-vl/> (Consultado: 28 agosto 2023).
- ITDP (2017) *BRT Planning Guide, 2.2 Costs*. Disponible en: <https://brtguide.itdp.org/branch/master/guide/why-brt/costs> (Consultado: 28 agosto 2023).
- Kooij, C., Kana, A.A. and Hekkenberg, R.G. (2021) 'A task-based analysis of the economic viability of low-manned and unmanned cargo ship concepts', *Ocean Engineering*, 242, p. 110111. doi:10.1016/j.oceaneng.2021.110111.
- Mastretta Bikes (2022) *Bicicleta Eléctrica de Carga de Última Milla*. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/752966/Mastretta_bikes.pdf (Consultado: 28 agosto 2023).
- NCRRP (2015) 'Chapter 3 Rail Project Costs and Financial Considerations', in *Alternative funding and financing mechanisms for passenger and freight rail projects*. Washington, D.C.: Transportation Research Board, pp. 23-27.
- Pitney Bowes (2022) *What is a parcel locker and how does it work?* Disponible en: <https://www.pitneybowes.com/ca/en/blog/what-is-a-smart-locker.html/>. (Consultado: 28 agosto 2023).
- Rodríguez, I. (2023, January 23). *Ya es lo menos joven. ¿Cuáles son los autos eléctricos Más Baratos en México?*. Expansión. <https://expansion.mx/empresas/2023/01/18/autos-electricos-mas-baratos-en-mexico-precios/>.
- SCT (2012) *Análisis Costo beneficio BRT Tuzo-bus corredor 1 Centro-Télez*. Disponible en: http://www.fonadin.gob.mx/wp-content/uploads/2016/08/ACB_Tuzobus.pdf. (Consultado: 28 agosto 2023).
- Semarnat (2022) *Compendio de estadísticas ambientales 2021, Semarnat*. Disponible en: https://apps1.semarnat.gob.mx:8443/dgeia/compendio_2021/dgeiawf.semarnat.gob.mx_8080/ibi_apps/WFServlet8771.html/. (Consultado: 28 agosto 2023).
- Semovi. (2021). Conjunto: Con 10 unidades Eléctricas de Metrobús la ciudad de México se coloca a la vanguardia de la electromovilidad en américa latina: Sheinbaum Pardo. Secretaría de Movilidad de la CDMX. [https://www.semovi.cdmx.gob.mx/comunicacion/nota/conjunto-con-10-unidades-electricas-de-metrobus-la-ciudad-de-mexico-se-coloca-la-vanguardia-de-la-](https://www.semovi.cdmx.gob.mx/comunicacion/nota/conjunto-con-10-unidades-electricas-de-metrobus-la-ciudad-de-mexico-se-coloca-la-vanguardia-de-la-electromovilidad-en-america-latina-sheinbaum-pardo/)
- [electromovilidad-en-america-latina-sheinbaum-pardo/](https://www.semovi.cdmx.gob.mx/comunicacion/nota/conjunto-con-10-unidades-electricas-de-metrobus-la-ciudad-de-mexico-se-coloca-la-vanguardia-de-la-electromovilidad-en-america-latina-sheinbaum-pardo/).
- Vargas, M. (2022) *Cuesta dos MDP cada kilómetro de ciclovía en cdmx; Así se ve el mapa ciclista, Publimetro México*. Disponible en: <https://www.publimetro.com.mx/noticias/2022/02/24/ciclovias-cdmx-ubicacion-y-costo-de-la-infraestructura-ciclista/> (Consultado: 28 agosto 2023).
- Walker, M. (2022) *The economics of Cruise Ships: How cruise ships make money?*, *Business Inspection*. Disponible en: <https://businessinspection.net/economics-of-cruise-ships/> (Consultado: 28 agosto 2023).
- Araneo (2016) '3 razones para invertir en ciclovías', *Ciudades Sostenibles*. Disponible en: <https://blogs.iadb.org/ciudades-sostenibles/es/ciclovias/> (Consultado: 7 agosto 2023).
- ARTF (2021) *Sistema Nacional de Indicadores Ferroviario 2020*. Agencia Reguladora del Transporte Ferroviario. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/559416/Indicadores_Ferroviarios_ARTF_2020_Final.pdf/.
- ARTF (2022) *Anuario Estadístico Ferroviario 2021*. México: Agencia Reguladora del Transporte Ferroviario. Disponible en: <https://www.gob.mx/artf/documentos/anuario-estadistico-ferroviario-2021-parte-i>.
- ARTF (2023) *Anuario Estadístico Ferroviario 2022*. México: Agencia Reguladora del Transporte Ferroviario. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/845220/Anuario_Estadistico_2022_VF.pdf/.
- BEIS (2021) *COP26 declaration on accelerating the transition to 100% zero emission cars and vans*, GOV.UK. Disponible en: <https://www.gov.uk/government/publications/cop26-declaration-zero-emission-cars-and-vans/cop26-declaration-on-accelerating-the-transition-to-100-zero-emission-cars-and-vans> (Consultado: 6 December 2021).
- Blumberg, K. (2020) *Bien preparados aunque poco dispuestos: Los fabricantes de autobuses y camiones piden postergar la adopción de la Norma Euro VI en América Latina*. México: The International Council on Clean Transportation. Disponible en: <https://theicct.org/bien-preparados-aunque-poco-dispuestos-los-fabricantes-de-autobuses-y-camiones-piden-postergar-la-adopcion-de-la-norma-euro-vi-en-america-latina/>.



- Bosona, T. (2020) 'Urban Freight Last Mile Logistics— Challenges and Opportunities to Improve Sustainability: A Literature Review', *Sustainability*, 12(21), p. 8769. Disponible en: <https://doi.org/10.3390/su12218769>.
- Casquero, D. *et al.* (2022) 'Key Elements of Mobility Apps for Improving Urban Travel Patterns: A Literature Review', *Future Transportation*, 2(1), pp. 1–23. Disponible en: <https://doi.org/10.3390/futuretransp2010001>.
- Emergen Research, <https://www.emergenresearch.com/> (2020) *Locomotive Market Trend: Industry Forecast 2021-2030, Locomotive Market Trend | Industry Forecast 2021-2030*. Disponible en: <https://www.emergenresearch.com/industry-report/locomotive-market> (Consultado: 01 septiembre 2023).
- EPA (2016) *Greenhouse Gas Emissions and Fuel Efficiency Standards for Medium- and Heavy-Duty Engines and Vehicles— Phase 2*. US Environmental Protection Agency.
- FSN (2022) *Programa de financiamiento al transporte sostenible, Fondo Sostenible Nafin*. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/752987/Programa_financiamiento_trasporte.pdf (Consultado: 02 septiembre 2023).
- FutureBridge (2022) *Green Ammonia-An Alternative Fuel, FutureBridge*. Disponible en: <https://www.futurebridge.com/industry/perspectives-energy/green-ammonia-an-alternative-fuel/> (Consultado: 01 septiembre 2023).
- GIZ-ICM (2021) 'Acciones clave para detonar la transición del transporte de carga en México'. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. Disponible en: https://ciudadesytransporte.mx/wp-content/uploads/2022/06/acciones_clave_para_detonar_la_transicion_del_transporte_de_carga_en_mexico.pdf.
- Henze, V. (2021) 'Battery Pack Prices Fall to an Average of \$132/kWh, But Rising Commodity Prices Start to Bite', *BloombergNEF*, 30 November. Disponible en: <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-fall-to-an-average-of-132-kwh-but-rising-commodity-prices-start-to-bite/> (Consultado: 24 agosto 2023).
- Henze, V. (2022) 'Lithium-ion Battery Pack Prices Rise for First Time to an Average of \$151/kWh', *BloombergNEF*, 6 December. Disponible en: <https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-rise-for-first-time-to-an-average-of-151-kwh/> (Consultado: 24 agosto 2023).
- IATA (2023) *Developing Sustainable Aviation Fuel (SAF)*. Disponible en: <https://www.iata.org/en/programs/environment/sustainable-aviation-fuels/> (Consultado: 25 agosto 2023).
- IEA (2020) *Working from home can save energy and reduce emissions. But how much?* Paris: International Energy Agency. Disponible en: <https://www.iea.org/commentaries/working-from-home-can-save-energy-and-reduce-emissions-but-how-much>.
- INECC (2018) *Elementos para inventario de fuentes móviles*. México: Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático, p. 205. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/427685/INFORME_FINAL_MOVES-IE2016f.pdf.
- INECC (2021) *Solicitud de información 161210002221*. México: Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático.
- EIA (2023) Incentives and lower costs drive electric vehicle adoption in our annual Energy outlook, U.S. Energy Information Administration (EIA). Disponible en: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=56480> (Consultado: 01 septiembre 2023).
- Ecología y Cambio Climático. Disponible en: <https://buscador.plataformadetransparencia.org.mx/web/guest/buscadornacional?buscador=161210002221&coleccion=5>.
- INEGI (2021) *Censo Población y Vivienda 2020*. Aguascalientes, México: Instituto Nacional de Estadística y Geografía. Disponible en: https://inegi.org.mx/programas/ccpv/2020/#Resultados_generales (Consultado: 4 February 2021).
- INEGI (2023) *Vehículos de motor registrados en circulación*. Aguascalientes, Mexico: Instituto Nacional de Estadística y Geografía. Disponible en: <https://www.inegi.org.mx/programas/vehiculosmotor/default.html/>. (Consultado: 27 December 2021).
- Islas-Samperio, J.M., Manzini, F. and Grande-Acosta, G.K. (2019) 'Toward a Low-Carbon Transport Sector in Mexico', *Energies*, 13(1), p. 84. Disponible en: <https://doi.org/10.3390/en13010084>.
- Jiménez, C. (2021) *Retraso de la NOM-044 a costa de la salud*. México: The International Council on Clean Transportation. Disponible en: <https://www.ictc.org/publications/retardo-de-la-nom-044-a-costa-de-la-salud/>.



- <https://theicct.org/retraso-de-la-nom-044-a-costa-de-la-salud/>.
- Jiménez, G. (2018) 'Hacia la movilidad eléctrica en el transporte público', in *Anatomía de la movilidad en México: Hacia dónde vamos*. México: Secretaría de Desarrollo Agrario Territorial y Urbano, p. 106.
- Koupal, J. et al. (2016) *Adaptación del Modelo de Emisión Vehicular MOVES para México*. Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID). Disponible en: <https://ftp.erg.com/WebInterface/login.html/>. (Consultado: 31 March 2021).
- López, S., Prado, C. and Padilla, X. (2014) *Modelo para la estimación de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) mediante políticas públicas asociadas al desarrollo urbano (densificación y usos mixtos de suelo)*. México: ITDP México & Despacio, p. 40. Disponible en: https://pdf.usaid.gov/pdf_docs/PA00MBQ2.pdf/.
- McGurty, J. (2022) *Sustainable aviation fuel a winner as US Renewable Fuel Producers Embrace Inflation Reduction Act, S&P Global Commodity Insights*. Disponible en: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/agriculture/082422-sustainable-aviation-fuel-a-winner-as-us-renewable-fuel-producers-embrace-inflation-reduction-act> (Consultado: 01 septiembre 2023).
- NAFIN (2022) 'Micro y pequeña empresa transportista', *Nacional Financiera (NAFIN)*. Disponible en: <https://www.nafin.com/portalfn/content/financiamiento/empresa-transportista.html>.
- Pérez, A., García, L. and Medina, I. (2022) *Ranking ciclociudades 2021*. Ciudad de México: ITDP México. Disponible en: https://ciclociudades.s3.us-west-2.amazonaws.com/Ranking+Ciclociudades+2021_highres_16082022.pdf/.
- Procuraduría Federal del Consumidor (2020) *Bicicleta. salud y medioambiente sobre ruedas, gob.mx*. Disponible en: <https://www.gob.mx/profeco/articulos/bicicleta-salud-y-medioambiente-sobre-ruedas> (Consultado: 01 septiembre 2023).
- Rosas Gutiérrez, J. and Chías Becerril, L. (2020) 'Los BRT ¿nuevo paradigma de la movilidad urbana mundial?', *Investigaciones geográficas* [Preprint], (103). Disponible en: <https://doi.org/10.14350/riig.60045>.
- SCT (2015) 'Se actualiza el Programa de Renovación de Vehículos de Carga y de Pasaje del Gobierno Federal', *Secretaría de Comunicaciones y Transportes*. Disponible en: <https://www.gob.mx/sct/prensa/se-actualiza-el-programa-de-renovacion-de-vehiculos-de-carga-y-de-pasaje-del-gobierno-federal>.
- Worldwide Rails (2022) *How much do locomotives cost?*, *Worldwide Rails*. Disponible en: <https://worldwiderails.com/how-much-do-locomotives-cost/> (Consultado: 01 septiembre 2023).
- Williams, M. and Minjares, R. (2016) *A technical summary of Euro 6/VI vehicle emission standards*. International Council on Clean Transportation, p. 12. Disponible en: https://theicct.org/sites/default/files/publications/ICCT_Euro6-VI_briefing_jun2016.pdf/.
- Yang, Z. and Bandivadekar, A. (2017) *Light-duty vehicle greenhouse gas and fuel economy standards*. International Council on Clean Transportation, p. 36. Disponible en: https://theicct.org/wp-content/uploads/2021/06/2017-Global-LDV-Standards-Update_ICCT-Report_23062017_vF.pdf/.
- Zhou, L. et al. (2020) 'A transition of atmospheric emissions of particles and gases from on-road heavy-duty trucks', *Atmospheric Chemistry and Physics*, 20(3), pp. 1701-1722. Disponible en: <https://doi.org/10.5194/acp-20-1701-2020>.
- Zubicaray, G., Ramírez Reyes, L., Berumen, A., Mackres, E., Bosch, A., Brito, M., García, N. y Macías, J. (2021). El costo de la expansión urbana en México. Londres y Washington DC: Coalition for Urban Transitions. Available at: <https://urbantransitions.global/publications/>.



Contribución del sector petróleo y gas

- Alcaraz, A. et al. (2014) 'Evaluación de arreglos para cogeneración', Boletín IIE, pp. 16-27.
- API (2009) Compendium of greenhouse gas emissions methodologies for the oil and natural gas industry. Washington, DC: American Petroleum Institute.
- ASEA (2018) DISPOSICIONES Administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la prevención y el control integral de las emisiones de metano del Sector Hidrocarburos. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5543033&fecha=06/11/2018#gsc.tab=0.
- Barnes de Castro, F. (2022) Aportaciones para un nuevo Plan Estratégico de Gas Natural – Parte segunda, Energía y Debate. Disponible en: <https://energiaadebate.com/aportaciones-para-un-nuevo-plan-estrategico-de-gas-natural-parte-segunda/>.
- Barragán-Hernández, J. (2011) 'Nuevo Pemex. La planta de cogeneración más grande y moderna de México. Caso Práctico'. 16th Annual Mexican Energy Conference, Houston, Texas.
- Bylin, C. et al. (2010) 'Designing the ideal offshore platform methane mitigation strategy', in. SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production, Rio de Janeiro, Brasil: Society of Petroleum Engineers. Disponible en: <https://www.epa.gov/sites/default/files/2016-09/documents/spe126964.pdf>.
- CENAGAS (2022) Boletín Electrónico SISTRANGAS. Calidad del gas natural. Disponible en: <https://boletin-gestor.cenagas.gob.mx/gestiontecnica/calidad.html> (Consultado: 24 August 2023).
- CFE (2015) Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico. Ciudad de México: Comisión Federal de Electricidad.
- CMM (2018) Rutas tecnológicas para el desarrollo de bajo carbono en la industria nacional. Parte 2. Ciudad de México: Centro Mario Molina para Estudios Estratégicos Sobre Energía y Medio Ambiente A.C.
- CMM (2020) 'Oil and gas sector', in Rutas sectoriales de descarbonización para México al 2030 y proyecciones a 2050. Ciudad de México.
- CNH (2017) 7a Sesión Extraordinaria del Órgano de Gobierno de la CNH 2017, gob.mx. Disponible en: <http://www.gob.mx/cnh/documentos/7-sesion-extraordinaria-del-organo-de-gobierno-de-la-cnh> (Consultado: 23 August 2023).
- CNH (2018) Asignación A-0203-2M-Campo Maloob. Dictamen Técnico de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos. Pemex Exploración y Producción. Ciudad de México: Comisión Nacional de Hidrocarburos. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/524951/Dictamen_Tecnico_MPD_Maloob.pdf (Consultado: 17 August 2023).
- CNH (2020) 13a Sesión Ordinaria del Órgano de Gobierno CNH 2020, gob.mx. Disponible en: <http://www.gob.mx/cnh/documentos/13-sesion-ordinaria-del-organo-de-gobierno-cnh-2020> (Consultado: 23 August 2023).
- CNH (2022) Prospectiva de Producción 2022-2028. Tercer Trimestre 2022. Ciudad de México: Comisión Nacional de Hidrocarburos. Disponible en: <https://hidrocarburos.gob.mx/media/5452/raporte-prospectiva-3er-trim-2022.pdf> (Consultado: 21 August 2023).
- CNH (2023) CNIH - Sistema de Información de Hidrocarburos (SIH), Producción de gas por componentes. Disponible en: <https://sih.hidrocarburos.gob.mx/> (Consultado: 27 July 2023).
- CNH (2018a) Asignación A-0375-2M-Campo Zaap. Dictamen Técnico de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos. Pemex Exploración y Producción. Ciudad de México: Comisión Nacional de Hidrocarburos. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/523024/Dictamen_Tecnico_MPD_Zaap.pdf.
- CNH (2023a) CNIH - Sistema de Información de Hidrocarburos (SIH). Disponible en: <https://sih.hidrocarburos.gob.mx/> (Consultado: 23 August 2023).
- CNH (2020a) Dictamen Técnico de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos. ASIGNACIÓN A-0183-3M-Campo Ku. PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN. Ciudad de México: Comisión Nacional de Hidrocarburos. Disponible en: <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachm>



- ent/file/621677/II.2_DT_PDEM_Ku_Censurado_VP.pdf (Consultado: 17 August 2023).
- CNH (2018b) El Sector del Gas Natural: algunas propuestas para el desarrollo de la industria nacional. Ciudad de México: Comisión Nacional de Hidrocarburos. Disponible en: <https://www.gob.mx/cnh/documentos/el-sector-del-gas-natural-algunas-propuestas-para-el-desarrollo-de-la-industria-nacional> (Consultado: 23 January 2023).
- CNH (2023b) Estadísticas, Aprovechamiento de gas. Disponible en: <http://hidrocarburos.gob.mx/estadisticas/> (Consultado: 27 January 2023).
- CNH (2023c) Mapa de Hidrocarburos. Disponible en: <https://mapa.hidrocarburos.gob.mx/> (Consultado: 21 September 2023).
- CNH (2022b) Recursos Prospectivos. Disponible en: <https://hidrocarburos.gob.mx/media/5016/recursos-prospectivos.pdf> (Consultado: 5 September 2023).
- CRE (2016) Fijación de precios y tarifas en electricidad. El papel de la Comisión Reguladora de Energía. Ciudad de México: Comisión Reguladora de Energía.
- DOF (2016) DISPOSICIONES Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos., Diario Oficial de la Federación. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5422286&fecha=07/01/2016#gsc.tab=0 (Consultado: 2 October 2023).
- Doluweera, G.H. et al. (2011) 'Evaluating the role of cogeneration for carbon management in Alberta', Energy Policy, 39(12), pp. 7963-7974. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.09.051>.
- EDF-CMM (2015) Economic analysis of methane emission reduction opportunities in the Mexican oil and natural gas industries. Environmental Defense Fund (EDF) and Mario Molina Center (CMM).
- EIA (2012) Petroleum refineries vary by level of complexity. Disponible en: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=8330> (Consultado: 21 September 2023).
- EPA (2006) Installing Vapor Recovery Units on Crude Oil Storage Tanks. Washington, DC: United States Environmental Protection Agency. Disponible en: https://www.epa.gov/sites/default/files/2016-06/documents/ll_final_vap.pdf.
- EPA (2007) Leak Detection and Repair-A Best Practices Guide. Washington, DC: United States Environmental Protection Agency. Disponible en: <https://www.epa.gov/sites/default/files/2014-02/documents/ldarguide.pdf> (Consultado: 21 August 2023).
- EPA (2011) PRO Fact Sheet No. 904. Install flares. Washington, DC: United States Environmental Protection Agency. Disponible en: <https://19january2017snapshot.epa.gov/sites/production/files/2016-06/documents/installflares.pdf> (Consultado: 23 August 2023).
- EPA (2018) Methane Challenge Background - Best Management Practices (BMP) Commitment Option. Disponible en: <https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/methane-challenge-background-best-management-practices-bmp-commitment> (Consultado: 23 August 2023).
- EPA (2006b) Convert Gas Pneumatic Controls To Instrument Air. Washington, DC: United States Environmental Protection Agency. Disponible en: https://www.epa.gov/sites/default/files/2016-06/documents/ll_instrument_air.pdf (Consultado: 23 August 2023).
- EPA (2006a) Replacing Wet Seals with Dry Seals in Centrifugal Compressors. Washington, DC: United States Environmental Protection Agency. Disponible en: https://www.epa.gov/sites/default/files/2016-06/documents/ll_wetseals.pdf (Consultado: 21 August 2023).
- ExxonMobil (no date) Mitigating Methane Emissions from the Oil and Gas Industry. Model Regulatory Framework. Disponible en: <https://corporate.exxonmobil.com/-/media/Global/Files/newsroom/publications-and-reports/Mitigating-Methane-Emissions-from-the-Oil-and-Gas-Industry-Model-Regulatory-Framework.pdf> (Consultado: 22 August 2023).
- GMI (2020) Identifying and Evaluating Opportunities for Greenhouse Gas Mitigation & Operational Efficiency Improvement at oil and gas facilities. Global Methane Initiative. Disponible en: https://globalmethane.org/documents/Identifying_and_Evaluating_Opportunities_for_Greenhouse_Gas_Mitigation_Operational_Efficiency_Improvement_at_Oil_and_Gas_Facilities_2020_English.pdf (Consultado: 22 August 2023).



- Gobierno de México. SEMARNAT-INECC (2022) México: Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero, 1990-2019. Ciudad de México: Gobierno de México. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. e Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático.
- Government of Canada (2017) Canada Gazette – Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector). Government of Canada, Public Works and Government Services Canada, Integrated Services Branch, Canada Gazette. Disponible en: <https://gazette.gc.ca/rp-pr/p1/2017/2017-05-27/html/reg1-eng.html> (Consultado: 23 August 2023).
- HARTREE CONSULTORES (2015) 'Estudio sobre la calidad de gas natural, crudo y petrolíferos que se inyectan a ductos en el contexto de un mercado abierto'. Ciudad de México. Disponible en: <https://www.cre.gob.mx/estudios/12Estudio de esquemas que permitan corregir la problemática del gas natural que no cumple con los estándares de calidad.pdf> (Consultado: 21 August 2023).
- Hernández-Escutia, G. (2018) Manejo y optimización de gas hidrocarburo en instalaciones costa afuera. Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México. Disponible en: <http://132.248.52.100:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/16466> (Consultado: 22 August 2023).
- Hui, L. et al. (2016) 'Refining Operations: Energy Consumption and Emission', Journal of Computational and Theoretical Nanoscience, 13(2), pp. 1497–1502. Disponible en: <https://doi.org/10.1166/jctn.2016.5074>.
- ICM (2022) 'anexo técnico de NDC-SC'.
- IEA (2006) Optimising Russian natural gas. Reform and climate policy. Paris: International Energy Agency. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/optimising-russian-natural-gas> (Consultado: 22 August 2023).
- IEA (2008) Combined Heat and Power – Analysis, IEA. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/combined-heat-and-power> (Consultado: 22 August 2023).
- IEA (2016) Mexico Energy Outlook 2016. Paris: International Energy Agency. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/mexico-energy-outlook-2016> (Consultado: 5 September 2023).
- IEA (2020) Methane Tracker 2020 – Analysis, IEA. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2020> (Consultado: 23 August 2023).
- IMP (2019) Manifestación de Impacto Ambiental. Refinería de Dos Bocas. Ciudad de México: Instituto Mexicano del Petróleo (IMP).
- IMP-INECC (2012) Determinación de factores de emisión para emisiones fugitivas de la industria petrolera en México. Ciudad de México: Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)-Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC). Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/167851/emisiones_fugitivas.pdf (Consultado: 18 August 2023).
- INECC (2023) Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero (INEGyCEI) - datos.gob.mx/busca. Disponible en: <https://datos.gob.mx/busca/dataset/inventario-nacional-de-emisiones-de-gases-y-compuestos-de-efecto-invernadero-inegycei> (Consultado: 17 August 2023).
- INEGI (2023a) PIB y cuentas nacionales, Economía y Sectores Productivos. Disponible en: <https://www.inegi.org.mx/temas/pib/> (Consultado: 14 January 2023).
- Mireles-Bravo, D. (2016) Análisis de una refinería para modificar su esquema de vapor y suministro de energía, por un sistema de cogeneración. Universidad Nacional Autónoma de México. Disponible en: <http://132.248.52.100:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/11017> (Consultado: 21 August 2023).
- Myhre, G. et al. (2013) 'Anthropogenic and Natural Radiative Forcing', in Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press. Disponible en: https://archive.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg1/WG1AR5_Chapter08_FINAL.pdf (Consultado: 22 August 2023).
- PEMEX (2016) Informe de Sustentabilidad 2016. Ciudad de México: Petróleos Mexicanos. Disponible en: https://www.pemex.com/etica_y_transparencia/transparencia/informes/Documents/informe_sustentabilidad_2016_esp_verificacion.pdf (Consultado: 22 August 2022).
- PEMEX (2017a) Informe de Sustentabilidad 2017. Ciudad de México: Petróleos Mexicanos. Disponible en:



- https://www.pemex.com/etica_y_transparencia/transparencia/informes/Documents/inf_sustentabilidad_2017_esp.pdf (Consultado: 22 August 2023).
- PEMEX (2017b) Plan de Negocios 2017 – 2021. Ciudad de México: Petróleos Mexicanos. Disponible en: https://www.pemex.com/acerca/plan-de-negocios/Documents/plannegocios-pmx_2017-2021.pdf.
- PEMEX (2018) Informe de Sustentabilidad 2018. Ciudad de México: Petróleos Mexicanos. Disponible en: https://www.pemex.com/etica_y_transparencia/transparencia/informes/Documents/inf_sustentabilidad_2018_esp.pdf (Consultado: 22 August 2023).
- PEMEX (2019a) Informe de Sustentabilidad 2019. Ciudad de México: Petróleos Mexicanos. Disponible en: https://www.pemex.com/etica_y_transparencia/transparencia/informes/Documents/inf_sustentabilidad_2019_esp.pdf (Consultado: 22 August 2023).
- PEMEX (2019b) Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2019-2023. Ciudad de México: Petróleos Mexicanos. Disponible en: https://www.pemex.com/acerca/plan-de-negocios/Documents/pn_2019-2023_total.pdf (Consultado: 21 August 2023).
- PEMEX (2020) Informe de Sustentabilidad 2020. Ciudad de México: Petróleos Mexicanos. Disponible en: https://www.pemex.com/etica_y_transparencia/transparencia/informes/Documents/inf_sustentabilidad_2020_esp.pdf (Consultado: 22 August 2023).
- Pemex (2021a) Informe de Sustentabilidad 2021. Disponible en: https://www.pemex.com/etica_y_transparencia/transparencia/informes/Paginas/informes.aspx (Consultado: 28 August 2023).
- Pemex (2021b) Informe de Sustentabilidad 2021. Disponible en: https://www.pemex.com/etica_y_transparencia/transparencia/informes/Paginas/informes.aspx (Consultado: 28 August 2023).
- PEMEX (2022) Anuario Estadístico 2021. Ciudad de México: Petróleos Mexicanos. Disponible en: <https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/AnuarioEstadistico.aspx> (Consultado: 24 January 2023).
- SEMARNAT-INECC (2014) Factores de emisión para los diferentes tipos de combustibles fósiles y alternativos que se consumen en México. Ciudad de México: Instituto de Ecología y Cambio Climático.
- SENER (2018a) Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032. Disponible en: <http://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462> (Consultado: 10 August 2023).
- SENER (2018b) Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2018-2032. Ciudad de México: Secretaría de Energía. Disponible en: https://base.energia.gob.mx/Prospectivas18-32/PPP_2018_2032_F.pdf (Consultado: 10 October 2023).
- SENER (2022) 'Sistema de Información Energética (SIE)'. Disponible en: <https://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cveca=IE7C02>.
- SENER (2022a) Prontuario Estadístico 2022, gob.mx. Disponible en: <http://www.gob.mx/sener/articulos/prontuario-estadistico-2022-297519> (Consultado: 21 September 2023).
- SENER-CONUEE (2022) Lista de combustibles y sus poderes caloríficos 2022 que se considerarán para identificar a los usuarios con un patrón de alto consumo, así como los factores para determinar las equivalencias en términos de barriles equivalentes de petróleo. Ciudad de México: Secretaría de Energía. Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/707880/lista_de_combustibles_y_poderes_calorificos_2022.pdf (Consultado: 22 August 2023).
- Siemens (2015) Cogeneración industrial. Siemens.
- SRE (2021) México se adhirió al Compromiso Global de Metano en la COP26 (03.nov.2021). Disponible en: <https://mision.sre.gob.mx/oea/index.php/comunicados/38-comunicados-2021/809-mexico-se-adhirio-al-compromiso-global-de-metano-en-la-cop26-03-nov-2021> (Consultado: 2 October 2023).
- The Engineering ToolBox (2003) Fuels - Higher and Lower Calorific Values. Disponible en: https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d_169.html (Consultado: 23 August 2023).
- UNFCCC (2004) CDM: Inputs on consolidated methodologies, Comment on methane. Disponible en: https://cdm.unfccc.int/methodologies/input_sconsmeth/index.html (Consultado: 27 July 2023).



Contribución del sector industria

- AMIA (2022) 'Industria Automotriz mexicana'. Disponible en: <https://www.amia.com.mx/>.
- ANIQ (2016) *Elementos hacia una estrategia de desarrollo bajo en emisiones para la industria química en México*. México: Asociación Nacional de la Industria Química, A.C.
- ANIQ (2022) *Anuario Estadístico de la Industria Química*. Disponible en: <https://aniq.org.mx/webpublico/notas/anuarioestadisticoiq.asp> (Accessed: 5 October 2022).
- ArcelorMittal (2022) 'ArcelorMittal procede a la colocación de la primera piedra de su primer proyecto transformacional para una producción siderúrgica con bajos niveles de emisiones de carbono'. Disponible en: <https://spain.arcelormittal.com/comunicados/primera-piedra-proyecto-transformacional-siderurgia-bajos-niveles-emisiones-carbono/>.
- Ayala Gutierrez, J.F. and Hernández Cabrera, J.J. (1984) *Aspectos fisicoquímicos de la fusión de Hierro Esponja en el Horno de Arco*. Tesis de Licenciatura. Instituto Politécnico Nacional. Disponible en: <https://tesis.ipn.mx/jspui/bitstream/123456789/16651/1/25-1-9421.pdf>.
- Banco Mundial (2022) 'Empleos en la industria (% del total de empleos) - Mexico'. Disponible en: <https://datos.bancomundial.org/indicador/SL.IND.EMPL.ZS?locations=MX>.
- Begoña, B. de A. (2018) 'Las plantas de cogeneración, a la espera de alargar su vida', June. Disponible en: https://cincodias.elpais.com/cincodias/2018/06/21/companias/1529579127_447482.html.
- Beyond Zero Emissions (2018) *Zero Carbon Industry Plan: Electrifying Industry*. Melbourne, Victoria: Beyond Zero Emissions Inc. Disponible en: <https://bze.org.au/wp-content/uploads/2020/12/electrifying-industry-bze-report-2018.pdf>.
- Bloomberg NEF (2020) *Hydrogen Economy Outlook*. Disponible en: <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>.
- BSM (2023) *GRUPO BETA SAN MIGUEL | RESPONSABILIDAD AMBIENTAL*. Disponible en: https://www.bsm.com.mx/resp_ambiental.html (Accessed: 16 July 2023).
- Caleras San Juan (2016) 'Cal: Proceso de Calcinación'. Disponible en: <https://www.calerasanjuan.com/calcinacion.html#:~:text=Se%20denominan%20PFR%20Flujo%20Paralelo,m%C3%A1s%20avanzada%20del%20mercado%20mundial>.
- Calidra (2015) 'Use of biomass as an alternative fuel for the production of Calcium Oxide', *Científica*, pp. 113–123.
- California Air Resources Board (2023) *High-GWP Refrigerants*. Disponible en: <https://ww2.arb.ca.gov/resources/documents/high-gwp-refrigerants> (Accessed: 26 July 2023).
- Cámara del Papel (2022) *Historia del Papel*. Disponible en: <https://camaradelpapel.com.mx/historia-del-papel.php> (Accessed: 5 October 2022).
- Cambio Energético (2021) '¿CUÁNTO DURAN LAS PLACAS SOLARES?', *Energía Solar*. Disponible en: <https://www.cambioenergetico.com/blog/duracion-placa-solar/>.
- CAMIMEX (2021) *Informe de Sustentabilidad 2021*. Disponible en: <https://www.camimex.org.mx/application/files/5516/3881/9847/INFORMESUSTENTABILIDAD2021.pdf> (Accessed: 17 July 2023).
- CANACEM and FICEM (2023) 'Hoja de Ruta México. Industria del Cemento'. Disponible en: <https://canacem.org.mx/sustentabilidad/>.
- CANACERO (2021) *La Sustentabilidad de la industria mexicana del acero*. México.
- CANACERO (2022) *Radiografía de la Industria del acero en México*.
- CEMEX (2021) 'Cemex. Reporte integrado 2020'.
- CENACE (2023) *Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y de las RGD*. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/ProgramaRNT_RDG.aspx (Accessed: 16 July 2023).
- CFE (2022) 'Energía Solar para comunidades alejadas', September. Disponible en: <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/OTROS/Boletines/boletin?i=2682>.
- CMM (2022) *Assessment of the greenhouse gas mitigation potential of green hydrogen. An implementation roadmap for Mexico*. Ciudad de México: Centro Mario Molina para Estudios Estratégicos Sobre Energía y Medio Ambiente



- A.C. Disponible en: <https://centromariomolina.org/evaluacion-del-potencial-de-mitigacion-de-gases-de-efecto-invernadero-del-hidrogeno-verde/>.
- CONADESUCA (2023) *Sistema de Indicadores de Sustentabilidad*. Disponible en: <https://www.siiba.conadesuca.gob.mx/SiCos tosSustentabilidad/ConsultaPublica/ClasificacionIdentificadoresPublico.aspx?app=sustenta> (Accessed: 11 July 2023).
- CONADESUCA and Secretaría de Agricultura y Desarrollo Rural (2020) *Reporte de avance de producción de caña y azúcar*. Reporte 19. México. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/621294/Reporte_19_1.pdf.
- CONUEE (2009a) *Beneficios del aislamiento térmico en la industria*. México. Disponible en: <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/93853/aislamiento.pdf>.
- CONUEE (2009b) 'Consejos para ahorrar energía en sistemas de vapor'. Disponible en: <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/93855/consejospdf.pdf>.
- CONUEE *et al.* (2018) *Anexo VI. Identificación de medidas de eficiencia energética para la Hoja de Ruta*. México.
- CONUEE, GIZ and euei pdf (2018) *Propuesta de Instrumentos para facilitar medidas de eficiencia energética en el sector Industrial de México*. México.
- CONUEE, SENER and GIZ (2018) 'Anexo X. Análisis detallado de las oportunidades de eficiencia energética en los sub-sectores seleccionados y PyMES'. euei pdf.
- CRE (2023) 'TABLA DE PERMISOS DE GENERACIÓN E IMPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA ADMINISTRADOS AL 31 DE MARZO DE 2023'. Comisión Reguladora de Energía.
- DATA MÉXICO (2023) 'Industrias Manufactureras'. Disponible en: <https://www.economia.gob.mx/datamexico/es/profile/industry/manufacturing?fdiYear State=2022&investmentFdiTime=Year>.
- De Boeck, G. *et al.* (2011) 'Simulación de sistemas de cogeneración en la industria azucarera de Tucumán', *Revista industrial y agrícola de Tucumán.*, 88(1), pp. 29–36.
- Díaz, A. (2021) *Estudio de factibilidad técnico-económica de un sistema de generación híbrido para zonas no interconectadas de Colombia*. Universidad de Barcelona. Disponible en: https://diposit.ub.edu/dspace/bitstream/2445/169560/1/TFM_MERSE_Armando_Diaz_Motta.pdf.
- Dolianitis, I. *et al.* (2016) 'Waste heat recovery at the glass industry with the intervention of batch and cullet preheating', *Thermal Science*, 20(4), pp. 1245–1258. Disponible en: <https://doi.org/10.2298/TSC151127079D>.
- ECRA (2017) *Development of State of the Art Techniques in Cement Manufacturing: Trying to Look Ahead*. CSI/ECRA-Technology Papers 2017. Dusseldorf; Geneva.: European Cement Research Academy. Disponible en: <https://www.wbcso.org/contentwbc/download/3604/47080/1> (Accessed: 29 August 2023).
- El Siglo de Torreón (2019) *Minas de AHMSA generan electricidad con gas de carbón*, www.elsiglocoahuila.mx. Disponible en: <https://www.elsiglocoahuila.mx/noticia/2019/minas-de-ahmsa-generan-electricidad-con-gas-de-carbon.html> (Accessed: 17 July 2023).
- ENEL (2023) '¿Qué son los sistemas de cogeneración y cuáles son sus ventajas?' Disponible en: <https://corporate.enelx.com/es/question-and-answers/what-are-cogeneration-systems>.
- Ennomotive (2023) *Producto de cemento: Cómo reducir las emisiones de CO2*. España. Disponible en: <https://www.ennomotive.com/es/produccion-de-cemento/>.
- FIRA (2010) 'Producción sostenible de caña de azúcar en México'. Fidecomisos Instituidos en Relación con la Agricultura.
- Fraunhofer ISE (2021) *COST FORECAST FOR LOW TEMPERATURE ELECTROLYSIS - TECHNOLOGY DRIVEN BOTTOM-UP PROGNOSIS FOR PEM AND ALKALINE WATER ELECTROLYSIS SYSTEMS*. Freiburg Germany: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. Disponible en: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/cost-forecast-for-low-temperature-electrolysis.pdf>.
- G. Perez, V. *et al.* (2012) 'Disponibilidad y costos de producción de biomasa forestal como materia prima para la producción de bioetanol', pp. 526–537.
- GCCA (2021) 'Concrete Future-Roadmap to Net Zero'. Disponible en: <https://gccassociation.org/concretefuture/wp-content/uploads/2021/10/GCCA-Concrete-Future-Roadmap-Document-AW.pdf>.



- Gesmex (no date) 'Service and parts for plate heat exchangers', *Products*. Disponible en: <https://gesmex.com/service-and-spareparts#:~:text=Heat%20exchangers%20are%20usually%20designed,heat%20exchanger%20are%20gasket%20free>.
- GFA (2019) *Informe de diagnóstico del sector celulosa y papel*. Disponible en: https://eficienciaenergetica.net.ar/img_publicaciones/04281619_06-InformePapel.pdf.
- GIZ (2014) *Consumption & emission inventory of fluorinated greenhouse gases (CFC, HCFC and HFC) in Mexico*. Eschborn: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. Disponible en: <http://apps2.semarnat.gob.mx:8080/sissao/archivos/GIZ%20Proklima-EVI-Mexico%20Inventory.pdf>.
- GIZ México (2019) *Proyectos de Aprovechamiento Energético a partir de Residuos Urbanos en México: Plantas de Producción de Energía en Hornos Cementeros, Biodigestores, Rellenos Sanitarios y Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales*. México. Disponible en: <https://www.giz.de/en/downloads/giz2019-ES-EnRes-Proyectos-de-Aprovechamiento.pdf>.
- Gobierno de México. SEMARNAT-INECC (2022) *México: Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero, 1990-2019*. Ciudad de México: Gobierno de México. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, e Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático.
- GPO (2022) 'GPO Planta de Fertilizantes'. Disponible en: <https://www.gasypetroquimicadeoccidente.com/gpo.html>.
- Grupo Piasa (2023) *Planta de Generación de Energía Eléctrica IALM*. Disponible en: <https://grupopiasa.com/site/index.php/uo-perativas/planta-de-generacion-de-energia-electrica-2> (Accessed: 16 July 2023).
- Hartmann, N. and Martínez, K. (2019) *Construcción de una Estrategia para el desarrollo del mercado de hidrógeno verde en Chile a través de Acuerdos Público Privados*. Corporación de Desarrollo Tecnológico e Investigaciones y Datos SpA.
- Iberdrola (2023) *Amoniaco verde: la revolución sostenible en la industria química*. Disponible en: <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/hidrogeno-verde/amoniacoverde>
- ICM (2022a) 'anexo técnico de NDC-SC'.
- ICM (2022b) 'NDC, desde Sociedad Civil'. Disponible en: [iniciativaclimatica.org/ndc](https://www.iniciativaclimatica.org/ndc).
- IEA (2019) *The Future of Hydrogen*. Paris: International Energy Agency. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen> (Accessed: 25 August 2023).
- IEA (2022) *Global Energy and Climate Model Documentation 2022*. Paris: International Energy Agency. Disponible en: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/global-energy-and-climate-model-2022-key-input-data#gemodel-key-input> (Accessed: 18 September 2023).
- IEA (2023) *Hydrogen*. Paris: International Energy Agency. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/hydrogen-2156> (Accessed: 18 October 2023).
- IEA (s.f.) *Demand Response*. International Energy Agency, International Energy Agency. Disponible en: <https://www.iea.org/energy-system/energy-efficiency-and-demand/demand-response>.
- IEA and ETSAP (2010) 'Industrial Combustion Boilers'. Energy Technology Systems Analysis Programme. Disponible en: https://iea-etsap.org/E-TechDS/HIGHLIGHTS%20PDF/I01-ind_boilers-GS-AD-gct%201.pdf.
- INECC (2014) *Factores de emisión para los diferentes tipos de combustibles fósiles y alternativos que se consumen en México*. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/110131/CGCCDBC_2014_FE_tipos_combustibles_fosiles.pdf.
- INECC (2018a) 'Desarrollo de rutas de instrumentación de las contribuciones nacionalmente determinadas en materia de mitigación de gases y compuestos de efecto invernadero del sector agropecuario de México.'
- INECC (2018b) *Desarrollo de rutas de instrumentación de las contribuciones nacionalmente determinadas en materia de reducción, mitigación de gases y compuestos de efecto invernadero del sector industria (cemento, acero, calero y azucarero) en México, como insumo para la Sexta Comunicación Nacional de Cambio Climático*. Ciudad de México. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/462290/5_Industria_Intensiva_V2.pdf



- INECC (2018c) *Elementos para inventario de fuentes móviles*. México: Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático, p. 205. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/427685/INFORME_FINAL_MOVES-IE2016f.pdf.
- INECC (2018d) *Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 1990-2015. Anexos*. Ciudad de México: Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático. Disponible en: https://www.snieg.mx/DocumentacionPortaL/iin/Acuerdo_5_II_2014/Anexos_INEGYCEI_1990-2015-f.pdf.
- INECC (2021) 'Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 1990 - 2019'. Disponible en: <https://www.gob.mx/inecc/documentos/investigaciones-2018-2013-en-materia-de-mitigacion-del-cambio-climatico>.
- INECC, Danish Energy Agency and SEMARNAT (2021) *Estimación de costos y beneficios asociados a la implementación de acciones de mitigación para el cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones comprometidos en el Acuerdo de París. Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC)*. México. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/756201/157_2021_Costo_Beneficio_Mitigacion_Acuerdo_Paris.pdf.
- INECC and SEMARNAT (2018) 'Rutas de Instrumentación de las contribuciones nacionalmente determinadas en materia de mitigación de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero (GyCEI) del Sector Industria (Cemento, Acero, Calero y Azucarero) en México, como insumo para la sexta Comunicación Nacional de Cambio Climático'.
- INECC-ADE (2021) *Estimación de costos y beneficios asociados a la implementación de acciones de mitigación para el cumplimiento de los objetivos de mitigación del Acuerdo de París*. México: Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático y Agencia Danesa de Energía. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/756201/157_2021_Costo_Beneficio_Mitigacion_Acuerdo_Paris.pdf.
- INEGI (2019) 'Censos Económicos 2019'. Disponible en: <https://www.inegi.org.mx/programas/ce/2019/#Tabulados>.
- INEGI (2021) 'Producto Interno Bruto por Entidad Federativa (PIBE)'. Instituto Nacional de Estadística y Geografía. Disponible en: <https://www.inegi.org.mx/programas/pibent/2013/>.
- INEGI (2022) 'Directorio Nacional de Unidades Económicas'. Disponible en: <https://www.inegi.org.mx/app/mapa/denue/default.aspx>.
- INEGI (2023) *Directorio Estadístico Nacional de Unidades Económicas (DENUE)*, INEGI. Disponible en: <https://www.inegi.org.mx/app/mapa/denue/default.aspx>.
- Instituto Nacional de Geografía y Estadística, INEGI (2021) 'Directorio Estadístico Nacional de Unidades Económicas'. Disponible en: <https://www.inegi.org.mx/app/descarga/?ti=6>.
- IPCC (2006) *Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero. Preparado por el Programa de Inventarios de Gases de Efecto Invernadero. Eggleston H.S., Buendía L., Miwa K., Ngara T. y Tanabe K. (eds)*. Japón: IGES. Disponible en: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/index.html> (Accessed: 29 September 2022).
- IRENA (2021) *Making the breakthrough. Green hydrogen policies and technology*. ABU Dhabi. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Nov/IRENA_Green_Hydrogen_breakthrough_2021.pdf?la=en&hash=40FA5B8AD7AB1666EECBDE30EF458C45EE5A0AA6.
- Kumar, S.S. and Himabidu, V. (2019) *Hydrogen production by PEM water electrolysis - A review*. India: Centre for Alternative Energy Options, Institute of Science and Technology, pp. 2589-2991. Disponible en: <https://pdfsciencedirectassets.com/318892/1-s2>.
- López-González, A., Domenech, B. and Ferrer-Martí, L. (2018) 'Lifetime, cost and fuel efficiency in diesel projects for rural electrification in Venezuela', *Energy Policy*, 121, pp. 152-161. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.06.023>.
- M. Rue, D., Servaites, J. and Wolf, W. (2007) *Industrial Glass Bandwidth Analysis*. Chicago, Estados Unidos: Gas Technology Institute Energy Utilization Center. Disponible en: <https://www.energy.gov/eere/amo/articles/itp-glass-industrial-glass-bandwidth-analysis-final-report-august-2007>.
- Mastersi (2021) 'Mejores prácticas para tuberías del sistema de condensado', *Mastersi*, January. Disponible en: <https://www.mastersi.com.pe/mastersi/bo>



- g/172-mejores-practicas-para-las-tuberias-del-sistema-de-condensado.
- McKinsey&Company (2016) *Automotive revolution-perspective towards 2030*.
- México Energy (2023) 'Hidrógeno verde en México', *Perspectivas de energía*. Disponible en: <https://mexicoenergyllc.com.mx/es/blogs/mexico-energy-insights/green-hydrogen-in-mexico#:~:text=Actualmente%2C%20el%208.6%25%20de%20la,gris%2C%20derivado%20de%20combustibles%20f%C3%B3siles>.
- Niño Vega, C. (2020) *STUDY OF HYDROGEN GLOBAL MARKET AND TECHNICAL AND ECONOMIC PREFEASIBILITY OF USING THE PROTON EXCHANGE MEMBRANE FUEL CELL (PEM) FUELED WITH HYDROGEN IN CHILEAN MINING MOBILITY*. Tesis de pregrado. Universidad de Chile. Disponible en: <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/178550> (Accessed: 5 July 2023).
- NREL (2022) *Annual Technology Baseline. 2022 Cost Components, Utility-Scale PV*. Disponible en: <https://public.tableau.com/views/2022CostComponents/CostComponents?:embed=y&toolbar=no&Technology=UtilityPV&embed=y&:showVizHome=n&bootstrapWhenNotified=y&:apiID=handler3> (Accessed: 10 August 2023).
- OECD (2021) *Industrial Policy for the Sustainable Development Goals Increasing the Private Sector's Contribution*. Paris. Disponible en: <https://doi.org/10.1787/2cad899f-en>.
- ONEXPO (2023) 'Pemex incrementará 28% producción de amoniaco este año', in. *ONEXPO Nacional*, México. Disponible en: https://www.onexpo.com.mx/NOTICIAS/PEMEX-INCREMENTARA-28-PRODUCCION-DE-AMONIACO-ESTE-_FXMYF/#:~:text=De%20acuerdo%20con%20una%20presentaci%C3%B3n,de%20823%20toneladas%20por%20d%C3%ADa.
- Pacific Northwest National Laboratory (2021) *Lower and Higher Heating Values of Hydrogen and Other Fuels | Hydrogen Tools, HydrogenTools*. Disponible en: <https://h2tools.org/hyarc/hydrogen-data/lower-and-higher-heating-values-hydrogen-and-other-fuels> (Accessed: 18 July 2023).
- de Pee, A. et al. (2018) *Decarbonization of industrial sectors: the next frontier*. Amsterdam.
- PEMEX (2017) *Presupuesto de egresos de la federación 2017 proyectos y programas de inversión*. Tg1. Disponible en: https://www.pef.hacienda.gob.mx/work/models/PEF2017/docs/52/r52_tg1_pie.pdf.
- Ramirez, M. (2015) 'Vidrio, sólido en México: la producción crecerá 3%', *Milenio*. Disponible en: <https://www.milenio.com/negocios/>.
- Ramón Ducoy, F.J. (2012) *Implantación de Energías Renovables en una Planta de Producción de Amoniaco*. Universidad de Sevilla. Escuela Superior de Ingenieros. Disponible en: <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/5145/>.
- Replogle, M. et al. (2013) *Estrategias de mitigación y métodos para la estimación de las emisiones de gases de efecto invernadero en el transporte*. Washington, DC: Banco Interamericano de Desarrollo. Disponible en: <https://publications.iadb.org/es/publicacion/16402/estrategias-de-mitigacion-y-metodos-para-la-estimacion-de-las-emisiones-de-gases>.
- REPSOL (2023) 'Aprovechamiento al máximo de la energía generada', *¿En qué consiste la cogeneración?* Disponible en: <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/futuro-planeta/cogeneracion/index.cshtml>.
- Runge, I.C. (1998) *Mining Economics and Strategy*. SME.
- Sacasas-Suárez, D. (2023) *MODELACIÓN DE SISTEMAS DE REFRIGERACIÓN BASADOS EN R744 (CO2) PARA SUPERMERCADOS EN CHILE*. Tesis de doctorado. Universidad de Concepción. Disponible en: <http://repositorio.udec.cl/jspui/handle/11594/11035> (Accessed: 1 August 2023).
- SALARAMA (2019) 'Vida útil de paneles solares'. Disponible en: <https://solarama.mx/blog/vida-util-de-paneles-solares/>.
- Salinas Hernández, A.P. (2021) 'Sector industrial comenzará su recuperación en 2022: Engen Capital', *Economía*, December. Disponible en: <https://mvsnoticias.com/economia/2021/12/20/sector-industrial-comenzara-su-recuperacion-en-2022-engen-capital-476779.html>.
- Salomón, A. (2003) *La industria del vidrio ante sus retos competitivos y tecnológicos*. 7. México, pp. 666-678. Disponible en: <http://revistas.bancomext.gob.mx/rce/magazines/54/6/RCE.pdf>.
- Secretaría de Economía (2021) *Perfil de Mercado de Hierro-Acero*. México: Dirección General de Desarrollo Minero, p. 24. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/624817/14Perfil_Hierro_y_el_Acero_2020__T_.pdf.



- Secretaría de Energía (2023) *Balance Nacional de Energía: Gas Natural Seco*. México. Disponible en:
<https://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=temas>.
- SEMARNAT (2019) *HOJA DE RUTA PARA IMPLEMENTAR LA ENMIENDA DE KIGALI EN MÉXICO*. Ciudad de México: Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.
- SEMARNAT (2020) *Diagnóstico Básico para la Gestión Integral de los Residuos*. México: Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. Disponible en:
<https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/554385/DBGIR-15-mayo-2020.pdf>.
- SEMARNAT e INECC (2022) *Contribución Determinada a Nivel Nacional: Actualización 2022.pdf*. Disponible en:
https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-11/Mexico_NDC_UNFCCC_update2022_FINAL.pdf (Accessed: 29 August 2023).
- SEMARNAT-INECC (2014) *Factores de emisión para los diferentes tipos de combustibles fósiles y alternativos que se consumen en México*. Ciudad de México: Instituto de Ecología y Cambio Climático.
- SENER (2018a) 'Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032'. Secretaría de Energía. Disponible en:
<https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/331770/PRODESEN-2018-2032-definitiva.pdf>.
- SENER (2018b) 'Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE) - Base de datos de generación para PIIRCE'. Secretaría de Energía. Disponible en:
<https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462>.
- SENER (2022) 'Sistema de Información Energética (SIE)'. Disponible en:
<https://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cvecu=IE7C02>.
- SENER (2023) 'Balance Nacional de Energía'. Disponible en:
<https://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=temas>.
- SGM (2020) *Anuario Estadístico de la Minería Mexicana, 2019. Edición 2020*. México: Servicio Geológico Mexicano.
- SHCP (2022) 'Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2023'. Diario Oficial de la Federación.
- SINFOCAÑA (2023) 'Sinfocaña. Reportes de fábrica'. Disponible en:
<https://www.siiba.conadesuca.gob.mx/infocana/Consulta/ReportesP.aspx?f=1&acu=1>.
- SNRCC Uruguay (ed.) (2020) 'Sustitución parcial del Clinker en la Producción de Cemento.'
- Supraciclaje (2023) 'Precios de referencia'. Disponible en:
<https://supraciclaje.com/precios-hoy/>.
- Ternium (2021) *Informe de sustentabilidad 2020*. México.
- Twenergy (2019) *México es el país que más chatarra recicla para volver a convertirla en acero*.
- UN Climate Technology Centre & Network (2010) *Glass recycling*. Dinamarca. Disponible en:
<https://www.ctc-n.org/technology-library/recycling/glass-recycling>.
- UNEP-CCC (2005) 'Condebelt drying for pulp and paper industry', *Connecting Countries to Climate Technology Solutions*. Disponible en:
<https://www.ctc-n.org/technologies/condebelt-drying-pulp-and-paper-industry>.
- UNFCCC (2015) *CDM: Mimosa Coal Mine Methane Project*. Disponible en:
<https://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK127530765799/view> (Accessed: 17 July 2023).
- Vera, R.A. (2022) 'Trampas de vapor para la mejora de la eficiencia energética en el sector industrial', March, pp. 1184-1199.
- Wallace, C. (2021) *Utilizing Renewable Hydrogen For Fuel-Cell Mine Haul Vehicles In Canada: A Techno Economic Assessment*. Master Thesis. University of Calgary. Disponible en:
<http://hdl.handle.net/1880/113935>.
- World Steel Association (2022) 'World Steel in Figures 2022'. Disponible en:
<https://worldsteel.org/steel-topics/statistics/world-steel-in-figures-2022/>.
- Worrell, E. et al. (2008a) *Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities for the Glass Industry*. LBNL-57335-Revision. Berkeley, CA. Disponible en:
<https://www.energystar.gov/sites/default/files/buildings/tools/Glass-Guide.pdf>.
- Worrell, E. et al. (2008b) *Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities for the Glass Industry*. LBNL-57335. Berkeley, CA: Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory. Disponible en:
https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/glass_guidebook_en.pdf.



Contribución del sector residencial, agropecuario, público, comercial y servicios (emisiones directas e indirectas)

- ABB Group, 2022. Building Energy Management [WWW Document]. Recuperado de <https://new.abb.com/buildings/smarter-building/energy-management>
- Armendáriz, C. et al., 2008. Reduction in personal exposures to particulate matter and carbon monoxide as a result of the installation of a Patsari improved cook stove in Michoacan Mexico. PubMed 18. <https://doi.org/10.1111/j.1600-0668.2007.00509.x/>.
- Arroyo, R., Jiménez, R., 2014. Tecnología Led para un Programa Mejorado de Luz Sustentable. Mundo Siglo XXI CIECAS-IPN IX, 71-80.
- ASOLMEX, 2021. Iniciativa Solar para el impulso de la energía solar fotovoltaica de gran escala.
- Berrueta, V., 2011. Características del mercado de estufas de biomasa en México. Taller sobre uso de biomasa para la cocción en hogares mexicanos.
- Berrueta, V. et al., 2017. Promoting sustainable local development of rural communities and mitigating climate change: the case of Mexico's Patsari improved cookstove project. Springer, Climatic Change an Interdisciplinary, International Journal Devoted to the Description, Causes and Implications of Climatic Change 140. <https://doi.org/10.1007/s10584-015-1523-y/>.
- BID, 2019. Programa de Eficiencia Energética en Edificios de Oficinas en México.
- Cardoso, P., Peixoto, M., 2016. Assessment of Pumps Performance In water Supply Systems.
- CEPAL, 2018. Informe nacional de monitoreo de la eficiencia energética de México.
- Colclough, G., 2019. Smart Lighting Cities. Factsheet.
- CONAGUA, 2021. Situación del Subsector Agua Potable.
- CONUEE, 2021a. Infografía Iluminación en el hogar.
- CONUEE, 2021b. Infografía Refrigeración.
- CONUEE, 2021c. Servicios energéticos, refrigeración.
- CONUEE, 2020. Manual para el diseño y operación de programas de eficiencia energética en edificios públicos de gobiernos estatales.
- CONUEE, 2019. Alumbrado público, eficiencia energética y la ciudad inteligente: Hacia el proyecto Nacional 2.0.
- CONUEE, 2017. Proyecto Nacional de Eficiencia Energética en Alumbrado Público Municipal (Proyecto Nacional).
- CONUEE, 2014. Calentamiento Solar de Agua [WWW Document]. Recuperado de <https://www.gob.mx/conuee/acciones-y-programas/calentamiento-solar-de-agua/>.
- CONUEE, 2011. Estudio de sistemas de bombeo agropecuarios en México.
- CONUEE, 2009. Guía para ahorrar energía en sistemas de aire comprimido.
- CONUEE, GIZ & WATERGY, 2010. Potencial de mejora de la eficiencia en sistemas de bombeo agropecuario en México.
- CONUEE, SENER, s.f. Sistemas de aire acondicionado.
- ECODES, 2023. Cómo podemos ser eficientes al lavar la ropa [WWW Document]. Ahorro Energético Ahora que estás en casa ¿Te has preguntado cómo hacerla más sostenible? Recuperado de <https://ecodes.org/tiempo-de-actuar/hogares-sostenibles/ahorro-energetico/como-podemos-ser-eficientes-al-lavar-la-ropa/>.
- ENDESA, 2018. Etiquetas de eficiencia energética: qué son y qué significa cada una [WWW Document]. ENDESA. Recuperado de <https://www.endesa.com/es/blog/blog-de-endesa/electrodomesticos/que-significan-las-etiquetas-de-los-electrodomesticos/>.
- EPA, 2015. Strategies for saving energy at public water system.
- FENERCOM, 2017. Guía de ahorro y eficiencia energética en oficinas y despachos.
- Gibbons, R., Palmer, M., 2021. Smart lighting for smart cities.
- INECC, 2020. Metodología para la identificación y cuantificación de acciones de mitigación por eficiencia energética para sistemas de bombeo de agua.
- INEGI, 2023. Directorio Estadístico Nacional de Unidades Económicas (DENUE) [WWW Document]. INEGI. Recuperado de



- <https://www.inegi.org.mx/app/mapa/denue/default.aspx/>.
- INEGI, 2021. Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares.
- INEGI, 2020. Sistema de Cuentas Nacionales de México. Producto Interno Bruto a precios corrientes.
- INEGI, 2019. Encuesta Nacional Agropecuaria.
- INEGI, 2018. Encuesta Nacional sobre Consumo de Energéticos en Viviendas Particulares (ENCEVI) 2018.
- IRRIMAN, 2018. Implementation of Efficient Irrigation Management for a Sustainable Agriculture.
- Martínez-Gómez et al., 2016. Analysis of LPG, electric and induction cookers during cooking typical Ecuadorian dishes into the national efficient cooking program. *Food Policy* 59, 88–102. <https://doi.org/10.1016/j.foodpol.2015.12.010/>.
- Masera, O., Berrueta, V., 2006. Programa para el uso sustentable de la leña en México: de la construcción de estufas a la apropiación de la tecnología. *Revista Digital Entorno TCSD*.
- Masera, O. et al., 2010. Estudio sobre la evolución nacional del consumo de leña y carbón vegetal en México 1990–2024. Universidad Nacional Autónoma de México.
- MGM International, 2018a. Guía para la Evaluación de Elegibilidad de Financiación de Proyectos de Eficiencia Energética. Tipo de Proyecto: Aire Acondicionado.
- MGM International, 2018b. Guía para la Evaluación de Elegibilidad de Financiación de Proyectos de Eficiencia Energética. Tipo de Proyecto: Aire Comprimido.
- MGM International, 2018c. Guía para la Evaluación de Elegibilidad de Financiación de Proyectos de Eficiencia Energética. Tipo de Proyecto: Motores de Alta Eficiencia.
- MGM International, 2018d. Guía para la Evaluación de Elegibilidad de Financiación de Proyectos de Eficiencia Energética. Tipo de Proyecto: Refrigeración.
- MINEM, s.f. Aislamiento Térmico.
- Morillón et al., 2015. Retos y oportunidades para la sustentabilidad energética en edificios de México: Consumo y uso final de energía en edificios residenciales, comerciales y de servicio.
- Philips, 2023. Proyectos. Explorador de casos [WWW Document]. Philips para Profesionales. Explorador de Casos. Recuperado de <https://www.lighting.philips.com.mx/soporte/cases#page=1?page=1&size=15/>.
- Romieu, I. et.al., n.d. Improved Biomass Stove Intervention in Rural Mexico: Impact on the Respiratory Health of Women. *American Journal of Respiratory and Critical Care Medicine* 7, 649–56. <https://doi.org/10.1164/rccm.200810-1556OC/>.
- SEMARNAT, 2022. Plan de Acción en Enfriamiento México. Refrigerantes con Bajo Potencial de Calentamiento Global y Eficiencia Energética en Equipos de Refrigeración y Aire Acondicionado. México.
- SENER, 2015. Estudios en materia de Eficiencia Energética. Estudio de mercado sobre diodos emisores de luz (LEDs).
- Villareal, J., Gutierrez, M., 2021. Reporte sobre transparencia climática: Comparación de la acción Climática del G20 hacia emisiones Netas Cero. ICM-Climate transparency, México.



Contribución del sector agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra

- ABS Global. (2023). Productores refuerzan el diálogo sobre el impacto de la mejora genética bovina. Disponible en: <https://www.absglobal.com/mx/>.
- Apan-Salcedo, G. (2020). Sistemas Silvopastoriles: Una mirada rápida a los arreglos, masificación y experiencia en Chiapas. *Diversidad* 9, 107–119.
- Baldera, A., Hanson, D. A., & Kraft, B. (2018). Selecting indicators to monitor outcomes across projects and multiple restoration programs in the Gulf of Mexico. *Ecological indicators*, 89, 559–571. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ecolind.2018.01.025/>.
- Blanco Ochoa, M. Á. (2003). Zootecnia de bovinos productores de leche. https://fmvz.unam.mx/fmvz/p_estudios/apuntes_zoo/unidad_3_bovinosleche.pdf/.
- Bodin, B., Garavaglia, V., Pingault, N., Ding, H., Wilson, S., Meybeck, A., Gitz, V., d'Andrea, S., & Besacier, C. (2017). A standard framework for assessing the costs and benefits of restoration: Introducing The Economics of Ecosystem Restoration. *Restoration Ecology*, 30(3). Disponible en: <https://doi.org/10.1111/rec.13515/>.
- Brancalion, P., Viani, R., Strassburg, B., & Rodrigues, R. (2012). Cómo financiar la restauración de los bosques tropicales.
- Calva-Soto, K., & Pavón, N. P. (2018). La restauración ecológica en México: Una disciplina emergente en un país deteriorado. *Madera y bosques*, 24(1). Disponible en: <https://doi.org/10.21829/myb.2018.2411135/>.
- Castellanos-Gutiérrez, A., Rodríguez-Ramírez, S., Bromage, S., Fung, T. T., Li, Y., Bhupathiraju, S. N., Deitchler, M., Willett, W., & Batis, C. (2021). Performance of the Global Diet Quality Score with Nutrition and Health Outcomes in Mexico with 24-h Recall and FFQ Data. *The Journal of Nutrition*, 151, 143S–151S. Disponible en: <https://doi.org/10.1093/jn/nxab202/>.
- Celorio Cacep, J. C., Berúmen Alatorre, A. C., & Ramírez Vera, S. (2021). Evaluación Económica De Una Unidad Bovina Doble Propósito En El Trópico Húmedo. *Revista Mexicana de Agronegocios*, 49, 1–8.
- CIMMYT. (2018). MasAgro Guanajuato. Modelo de escalamiento y extensionismo agrícola. Disponible en: https://repository.cimmyt.org/bitstream/handle/10883/18146/56637_2018_IX%2842%29.pdf?sequence=154&isAllowed=y/.
- CONABIO. (2016). Sitios prioritarios para la restauración [dataset]. Catálogo de metadatos geográficos. Disponible en: http://www.conabio.gob.mx/informacion/gis/?vns-gis_root/region/biotic/spr_gw/.
- CONAFOR. (2011). Evaluación de los costos de establecimiento y mantenimiento de plantaciones forestales comerciales. Disponible en: <http://www.conafor.gob.mx:8080/documentos/docs/5/4137Evaluaci%C3%B3n%20de%20costos%20de%20establecimiento%20y%20mantenimiento.pdf/>.
- CONAFOR. (2019). Sistemas Agroforestales maderables en México. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/557057/Sistemas_Agroforestales_Maderables_en_Mexico___1_.pdf/.
- CONAFOR. (2020a). Estimación de la tasa de deforestación en México para el periodo 2001-2018 mediante el método de muestreo. Disponible en: <https://www.gob.mx/conafor/documentos/estimacion-de-la-tasa-de-deforestacion-bruta-en-mexico-para-el-periodo-2001-2018-mediante-el-metodo-de-muestreo?idiom=es/>.
- CONAFOR. (2021). Programa de manejo del fuego 2020-2024. Disponible en: https://dgetaycm.sep.gob.mx/doc/pdf/PROG_RAMA_Manejo%20del%20fuego%202020-2024.pdf/.
- CONAFOR. (2020b). El sector forestal mexicano en cifras 2019: Bosques para el bienestar social y climático. Disponible en: <http://www.gob.mx/conafor/documentos/el-sector-forestal-mexicano-en-cifras-2019/>.
- CONAFOR & Universidad de Chapingo. (2013). Sistemas Agroforestales Maderables en México.
- CONANP. (2023). Áreas Naturales Protegidas decretadas. Disponible en: http://sig.conanp.gob.mx/website/pagsig/datos_anp.htm/.
- Cruz Aguilar, R., Leos Rodríguez, J. A., Uribe Gómez, M., Rendón Medel, R., Cruz Aguilar, R., Leos Rodríguez, J. A., Uribe Gómez, M., & Rendón



- Medel, R. (2016). Evaluación financiera y socioeconómica del sistema agroforestal tradicional café-plátano-cítricos en Tlapacoyan, Veracruz. *Revista mexicana de ciencias agrícolas*, 7 (SPE16), 3287–3299.
- Cuevas-Reyes, V., Reyes Jiménez, J. E., Borja Bravo, M., Loaiza Meza, A., Sánchez Toledano, B. I., Moreno Gallegos, T., & Rosales Nieto, C. (2020). Vista de Evaluación financiera y económica de un sistema silvopastoril intensivo bajo riego. *Revista Mexicana de Ciencias Forestales*, 11(62). Disponible en: <https://cienciasforestales.inifap.gob.mx/index.php/forestales/article/view/759/2202>
- Donovan, M. (2020). ¿Qué es la agricultura de conservación? Disponible en: <https://www.cimmyt.org/es/noticias/que-es-la-agricultura-de-conservacion/#:~:text=La%20agricultura%20de%20conservaci%C3%B3n%20se,mediante%20rotaci%C3%B3n%20o%20cultivos%20intercalados>.
- FAO. (2013). *Advancing Agroforestry on the Policy Agenda. A guide for decision-makers* (1; Agroforestry Working Paper, p. 55). Food and Agriculture Organization of the United Nations. Disponible en: <https://www.fao.org/3/i3182e/i3182e.pdf/>.
- FAO. (2018). *Soluciones ganaderas para el cambio climático*. Food and Agriculture Organization of the United Nations. Disponible en: <http://www.fao.org/3/a-i8098es.pdf/>.
- FAO. (2019). *El sistema alimentario en México—Oportunidades para el campo mexicano en la Agenda 2030 de Desarrollo Sostenible*. Food and Agriculture Organization of the United Nations, 68.
- FAO. (2023). *FAOSTAT. Food and Agriculture Data*. Disponible en: <https://www.fao.org/faostat/en/#home/>.
- González, J. M. (2013). Costos y beneficios de un sistema silvopastoril intensivo (SSPI), con base en *Leucaena leucocephala* (Estudio de caso en el municipio de Tepalcatepec, Michoacán, México). *Avances en Investigación Agropecuaria*, 17(3).
- González Ulibarry, P. (2019). Consecuencias ambientales de la aplicación de fertilizantes. Disponible en: https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/27059/1/Consecuencias_ambientales_de_la_aplicacion_de_fertilizantes.pdf/.
- González-Abraham, C., Flores-Santana, C., Rodríguez-Ramírez, S., Olguín-Álvarez, M., Flores-Martínez, A., Torres Rojo, J. M., Bocco Verdinelli, G., Fernández Calleros, C. A., & McCord, G. C. (2023). Long-term pathways analysis to assess the feasibility of sustainable land-use and food systems in Mexico. *Sustainability Science*, 18(1), 469–484. Disponible en: <https://doi.org/10.1007/s11625-022-01243-7/>.
- Griscom, B. W., Adams, J., Ellis, P. W., Houghton, R. A., Lomax, G., Miteva, D. A., Schlesinger, W. H., Shoch, D., Siikamäki, J. V., Smith, P., Woodbury, P., Zganjar, C., Blackman, A., Campari, J., Conant, R. T., Delgado, C., Elias, P., Gopalakrishna, T., Hamsik, M. R., ... Fargione, J. (2017). Natural climate solutions. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 114(44), 11645–11650. Disponible en: <https://doi.org/10.1073/pnas.1710465114/>.
- ICM. (2022). Anexo técnico de NDC-SC.
- IFAD. (2019). *Climate change mitigation potential of agricultural practices supported by IFAD investments: An ex-ante analysis*. Disponible en: <https://www.ifad.org/en/web/knowledge/-/publication/research-series-35-climate-change-mitigation-potential-of-agricultural-practices-supported-by-ifad-investments-an-ex-ante-analysis/>.
- INECC. (2018). *Desarrollo de rutas de instrumentación de las contribuciones nacionalmente determinadas en materia de mitigación de gases y compuestos de efecto invernadero del sector agropecuario de México*.
- INECC. (2021). *Estimación de costos y beneficios asociados a la implementación de acciones de mitigación para el cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones comprometidas del Acuerdo de París*. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/756201/157_2021_Costo_Beneficio_Mitigacion_Acuerdo_Paris.pdf/.
- INECC. (2023). *Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero, 1990-2019*. México. Disponible en: <https://datos.gob.mx/busca/dataset/inventario-nacional-de-emisiones-de-gases-y-compuestos-de-efecto-invernadero-inegycei/>.
- INECC-PNUD México. (2017). *Rutas de instrumentación de las contribuciones nacionalmente determinadas en materia de absorción y mitigación de gases y compuestos de efecto invernadero (GYCEI) del sector de uso de suelo y silvicultura*.



- (USCUSS) en México. Proyecto 85488 "Sexta Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático". Climate Change Atelier, S.L. Disponible en: <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/461758/USCUSS.pdf/>.
- INEGI. (2019a). Censos Económicos 2019 [dataset]. Disponible en: <https://www.inegi.org.mx/programas/ce/2019/#Tabulados/>.
- INEGI. (2019b). Encuesta Nacional Agropecuaria. Disponible en: <https://www.inegi.org.mx/programas/ena/2019/>.
- McCarthy, D. (2013). Costing conservation. *Significance*, 10(1), 9–13. Disponible en: <https://doi.org/10.1111/j.1740-9713.2013.00629.x/>.
- Monjardino, M., López-Ridaura, S., Van Loon, J., Mottaleb, K. A., Kruseman, G., Zepeda, A., Hernández, E. O., Burgueño, J., Singh, R. G., Govaerts, B., & Erenstein, O. (2021). Disaggregating the Value of Conservation Agriculture to Inform Smallholder Transition to Sustainable Farming: A Mexican Case Study. *Agronomy*, 11(6), Article 6. Disponible en: <https://doi.org/10.3390/agronomy11061214/>.
- Moreno Calles, A. I., Soto Pinto, M. L., Cariño Olvera, M. M., Palma García, J. M., Moctezuma Pérez, S., Rosales Adame, J. J., Montañez Escalante, P. I., Sosa Fernández, V. de J., Ruenes Morales, M. del R., & López Martínez, W. (2020). Los Sistemas Agroforestales de México: Avances, experiencias, acciones y temas emergentes.
- Muñoz Flores, H. J., Sáenz Reyes, J. T., Rueda Sánchez, A., Gómez Cárdenas, M., Castillo Quiroz, D., & Castillo Reyes, Francisco. (2021). Áreas potenciales para plantaciones forestales con *Brosimum alicastrum* Sw., con fines de restauración | *Revista Mexicana de Ciencias Forestales*. Disponible en: <https://cienciasforestales.inifap.gob.mx/index.php/forestales/article/view/133/>.
- Oliveira, A. S., Soares-Filho, B. S., Oliveira, U., Van der Hoff, R., Carvalho-Ribeiro, S. M., Oliveira, A. R., Scheepers, L. C., Vargas, B. A., & Rajão, R. G. (2021). Costs and effectiveness of public and private fire management programs in the Brazilian Amazon and Cerrado. *Forest Policy and Economics*, 127, 102447. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.forpol.2021.102447/>.
- Pye, S., & Bataille, C. (2016). Improving deep decarbonization modelling capacity for developed and developing country contexts. *Climate Policy*, 16(sup1), S27–S46. Disponible en: <https://doi.org/10.1080/14693062.2016.1173004/>.
- Ramírez-López, A., Beuchelt, T. D., & Velasco-Misael, M. (2013). Factores de adopción y abandono del sistema de agricultura de conservación en los valles altos de México. *Agricultura, sociedad y desarrollo*, 10(2), 195–214.
- Roe, S., Streck, C., Beach, R., Busch, J., Chapman, M., Daioglou, V., Deppermann, A., Doelman, J., Emmet-Booth, J., Engelmann, J., Fricko, O., Frischmann, C., Funk, J., Grassi, G., Griscom, B., Havlik, P., Hanssen, S., Humpenöder, F., Landholm, D., Lawrence, D. (2021). Land-based measures to mitigate climate change: Potential and feasibility by country. *Global Change Biology*, 27(23), 6025–6058. Disponible en: <https://doi.org/10.1111/gcb.15873/>.
- Rojas Villeda, H. R. (2017). Costos y beneficios por la restauración del manglar: Estudio de caso en el Refugio de Vida Silvestre Barras de Cuero y Salado, departamento de Atlántida, Honduras. Disponible en: <https://repositorio.catie.ac.cr/handle/11554/8678/>.
- SADER. (2019). Agricultura de conservación, una práctica sustentable. Disponible en: <https://www.gob.mx/agricultura/colima/articulos/agricultura-de-conservacion-una-practicasustentable-235466?idiom=es/>.
- SADER. (2021). Apoya Agricultura, a través de Producción para el Bienestar, a 219 mil productores de café en 2021. Disponible en: <https://www.gob.mx/agricultura/prensa/apoya-agricultura-a-traves-de-produccion-para-el-bienestar-a-219-mil-productores-de-cafe-en-2021?idiom=es/>.
- SADER. (2023). Servicio de Información Agroalimentaria y Pesquera (SIAP). Sistema de Información Agroalimentaria de Consulta (SIACON-NG). Disponible en: <https://www.gob.mx/siap/>.
- SAGARPA & SIAP. (2016). Uso de tecnología y de servicios en el campo. Cuadros tabulares. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/268251/Cuadros_tabulares_2016.pdf/.
- Schechinger. (2015, junio 9). Farm Nitrogen Pollution Damage Estimated at \$157 Billion Yearly | Environmental Working Group. Disponible en: <https://www.ewg.org/news-insights/news/farm-nitrogen-pollution-damage-estimated-157-billion-yearly/>.



- SEMARNAT. (2018). Informe de la situación del medio ambiente en México 2018: Compendio de estadísticas ambientales, indicadores clave, de desempeño ambiental y crecimiento verde. Disponible en: https://apps1.semarnat.gob.mx:8443/dgeia/informe18/tema/recuadros/descargas_pdf.html/.
- SEMARNAT. (2021). Programa Especial de Cambio Climático 2021-2024.
- SIAP. (2022). Panorama Agroalimentario 2021. Disponible en: <https://www.gob.mx/siap/documentos/panorama-agroalimentario-2021/>.
- SIPOR-ABA. (2023). Alimentos para Ganado Bovino de Engorda. Disponible en: <https://sipor-aba.com.mx/alimentos-balanceados-azteca/alimento-para-ganado-bovino-de-engorda/>.
- Springmann, M., Godfray, H. C. J., Rayner, M., & Scarborough, P. (2016). Analysis and valuation of the health and climate change cobenefits of dietary change. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 113(15), 4146-4151. Disponible en: <https://doi.org/10.1073/pnas.1523119113/>.
- Torres-Rojo, J. M., Carrillo Anzures, F., Acosta Mireles, M., Flores Ayala, E., Sangerman-Jarquín, D. M., Torres-Rojo, J. M., Carrillo Anzures, F., Acosta Mireles, M., Flores Ayala, E., & Sangerman-Jarquín, D. M. (2022). Características de los productores forestales particulares de México. *Revista mexicana de ciencias agrícolas*, 13(5), 841-852. Disponible en: <https://doi.org/10.29312/remexca.v13i5.3228>
- UNCCD. (1995). Convención de las Naciones Unidas de Lucha contra la Desertificación en los países afectados por sequía grave o desertificación, en particular en África. Disponible en: <https://observatoriop10.cepal.org/es/tratado/convencion-internacional-lucha-la-desertificacion-paises-afectados-sequia-grave-o/>.
- UNEP. (2020). Fertilizantes: Desafíos y soluciones para proteger nuestro planeta. Disponible en: <https://www.unep.org/es/noticias-y-reportajes/reportajes/fertilizantes-desafios-y-soluciones-para-proteger-nuestro-planeta/>.
- Vázquez García, V. (2015). Manejo forestal comunitario, gobernanza y género en Hidalgo, México. *Revista Mexicana de Sociología*, 77(4). Disponible en: https://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0188-25032015000400611/.
- Velázquez Martínez, A., Aldrete, A., Gómez Guerrero, A., & Llanderal Ocampo, T. (2011). Evaluación de Costos de Extracción y Abastecimiento de Productos de Plantaciones Forestales Comerciales. Disponible en: <http://www.conafor.gob.mx:8080/documentos/docs/5/4139Evaluaci%C3%B3n%20de%20costos%20de%20extracci%C3%B3n%20y%20abastecimiento.pdf/>.
- Vilagrosa, A., Seva, J., Valdecantos, A., Cortina, J., Alloza, J., Serrasolsas, I., Diego, V., Abril, M., Ferran, A., & Bellot, J. (1997). Plantaciones para la restauración forestal en la Comunidad Valenciana. La restauración de la cubierta vegetal en la Comunidad Valenciana, 435-546.
- Villarreal Espino-Barros, O., Guevara Viera, R., & Viera, G. (2008). Factibilidad bio-económica de la diversificación ganadera con el manejo racional del venado cola blanca mexicano en dos Unidades de Manejo de la Vida Silvestre de la Mixteca Poblana, México.
- Willett, W., Rockström, J., Loken, B., Springmann, M., Lang, T., Vermeulen, S., Garnett, T., Tilman, D., DeClerck, F., Wood, A., Jonell, M., Clark, M., Gordon, L. J., Fanzo, J., Hawkes, C., Zurayk, R., Rivera, J. A., Vries, W. D., Sibanda, L. M., ... Murray, C. J. L. (2019). Food in the Anthropocene: The EAT-Lancet Commission on healthy diets from sustainable food systems. *The Lancet*, 393(10170), 447-492. Disponible en: [https://doi.org/10.1016/S0140-6736\(18\)31788-4/](https://doi.org/10.1016/S0140-6736(18)31788-4/).
- Yepes Quintero, A. P., Agudelo-López, M., González-Vargas, C., Mora-Rodríguez, E., Chaux-Echeverri, C.-E., Santos-Acuña, L., & Fernández-Ugalde, J. C. (2022). Costos de aprovechamiento del manejo forestal comunitario en Colombia: Impactos, lecciones aprendidas y desafíos. *Colombia forestal*, 25(2), Article 2. Disponible en: <https://doi.org/10.14483/2256201X.18723/>.



Contribución del sector residuos

- BANOBRAS (2018) Construcción, operación y mantenimiento de 21 plantas de tratamiento de aguas residuales, en el Estado de México y la Ciudad de México, proyectosmexico.gob.mx. Disponible en https://www.proyectosmexico.gob.mx/proyecto_inversion/019-naicm-23-plantas-de-tratamiento-de-aguas-residuales/ (Consultado: 3 August 2023).
- Bionería Nuevo León (s.f.) 'Monterrey III: Proyecto de ampliación de generación de energía eléctrica a través de la basura. Disponible en http://www.cca.org.mx/ps/funcionarios/muniapp/descargas/Documentos_de_apoyo/otros/Benlesa-Simeprode-Proyecto_Mty_III.pdf/.
- C40 (s.f.) 'How to manage food and organic waste in Global South cities'. Disponible en https://www.c40knowledgehub.org/s/article/How-to-manage-food-and-organic-waste-in-Global-South-cities?language=en_US (Consultado: 11 August 2023).
- Chen, X. et al. (2019) 'Assessment of full-scale N₂O emission characteristics and testing of control concepts in an activated sludge wastewater treatment plant with alternating aerobic and anoxic phases', *Environmental science & technology*, 53(21), pp. 12485-12494.
- Climate-KIC (2018) Municipality-led circular economy case studies. Disponible en <https://c40.my.salesforce.com/sfc/p/#3600001Enhz/a/1Q00000MoYQ/tYSuOiwKpNeKu7nqPxPojWUKBg0A2Ep511on1XMFQE/>.
- CONAGUA (2021) Estadísticas del Agua en México. México: Comisión Nacional del Agua.
- CONAPO (2020) Indicadores demográficos de la República Mexicana 1950 - 2050. México: Consejo Nacional de la Población. Disponible en http://www.conapo.gob.mx/work/models/CONAPO/Mapa_Lnd_Dem18/index_2.html/.
- El Economista (2023) 'Anuncian inversión de 3,000 millones de pesos en planta transformadora de energía a base de basura en Mérida', 28 January. Disponible en <https://www.economista.com.mx/empresas/Anuncian-inversion-de-3000-millones-de-pesos-en-planta-transformadora-de-energia-a-base-de-basura-en-Merida-20230128-0011.html> (Consultado: 3 August 2023).
- GIZ México (2019) Proyectos de Aprovechamiento Energético a partir de Residuos Urbanos en México: Plantas de Producción de Energía en Hornos Cementeros, Biodigestores, Rellenos Sanitarios y Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales. México. Disponible en <https://www.giz.de/en/downloads/giz2019-ES-EnRes-Proyectos-de-Aprovechamiento.pdf/>.
- IB-Tech (2019) Mexican Biogas tool, ibtech.com.mx. Disponible en <https://www.ibtech.com.mx/noticias/generacion-de-biogas-a-traves-de-residuos> (Consultado: 3 August 2023).
- INECC (2021) 'Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 1990-2019'. Disponible en <https://www.gob.mx/inecc/documentos/investigaciones-2018-2013-en-materia-de-mitigacion-del-cambio-climatico>.
- INECC-ADE (2021) Estimación de costos y beneficios asociados a la implementación de acciones de mitigación para el cumplimiento de los objetivos de mitigación del Acuerdo de París. México: Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático y Agencia Danesa de Energía. Disponible en https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/756201/157_2021_Costo_Beneficio_Mitigacion_Acuerdo_Paris.pdf/.
- INEGI (2015) 'Encuesta Intercensal 2015'. Disponible en <https://www.inegi.org.mx/programas/intercensal/2015/>.
- INEGI (2020) 'Censo de Población y Vivienda'. Disponible en <https://www.inegi.org.mx/programas/ccpv/2020/>.
- INEGI (2021) Censo Nacional de Gobiernos Municipales y Delegacionales de la Ciudad de México. México: Instituto Nacional de Estadística y Geografía. Disponible en <https://www.inegi.org.mx/programas/cngmd/2021/#Tabulados>.
- MacMonegle, A.J. et al. (2018) 'Cost-effectiveness analysis of the real cost campaign's effect on smoking prevention', *American Journal of Preventive Medicine*, 55(3), pp. 319-325.
- Nexus Energía (2023) Informe del Mercado Eléctrico Mayorista. México. Disponible en https://www.nexusenergia.mx/downloads/informe.mensual_2023.06-junio.pdf/.
- Noyola, A. et al. (2018) 'Methane correction factors for estimating emissions from aerobic



- wastewater treatment facilities based on field data in Mexico and on literature review', *Science of Total Environment*, 639, pp. 84–91.
- Ouigmane, A. et al. (2022) 'Energetic valorization of municipal solid waste in Morocco: financial feasibility of refuse derived fuel production', *Earth and Environmental Science*, 1090(1), p. 012014.
- Pérez, P. (2013) Asociación público-privada entre Bioléctrica S.A. de C.V. y el Gobierno del Estado de Nuevo León "Bioenergía de Nuevo León S.A. de C.V. Disponible en http://www.cca.org.mx/ps/funcionarios/muniapp/descargas/Documentos_de_apoyo/informaciontematica/capp/APP_Bioelectrica.pdf/.
- Read, Q.D. and Muth, M.K. (2021) 'Cost-effectiveness of four food waste interventions: Is food waste reduction a "win-win?", *Resources, Conservation and Recycling*, 168, p. 105448.
- SEMARNAT (2006) Manual de compostaje municipal. México: Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. Disponible en <https://biblioteca.semarnat.gob.mx/janium/Documentos/Ciga/libros2009/200277.pdf/>.
- SEMARNAT (2020a) Anexo del Diagnóstico Básico para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos. México: Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. Disponible en <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/555091/DiagnosticoBasicoGestionIntegralResiduosANEXO.pdf/>.
- SEMARNAT (2020b) Diagnóstico Básico para la Gestión Integral de los Residuos. México: Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. Disponible en <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/554385/DBGIR-15-mayo-2020.pdf/>.
- World Bank (2016) Sustainable Financing and Policy Models for Municipal Composting. Disponible en <https://openknowledge.worldbank.org/server/api/core/bitstreams/214517cd-46b6-5372-b03f-8dcb7810c3eb/content>.
- WRI (2022) Making food waste socially unacceptable: what behavioural science tells us about shifting social norms to reduce household food waste. World Resources Institute. Disponible en <https://www.wri.org/research/making-food-waste-socially-unacceptable>

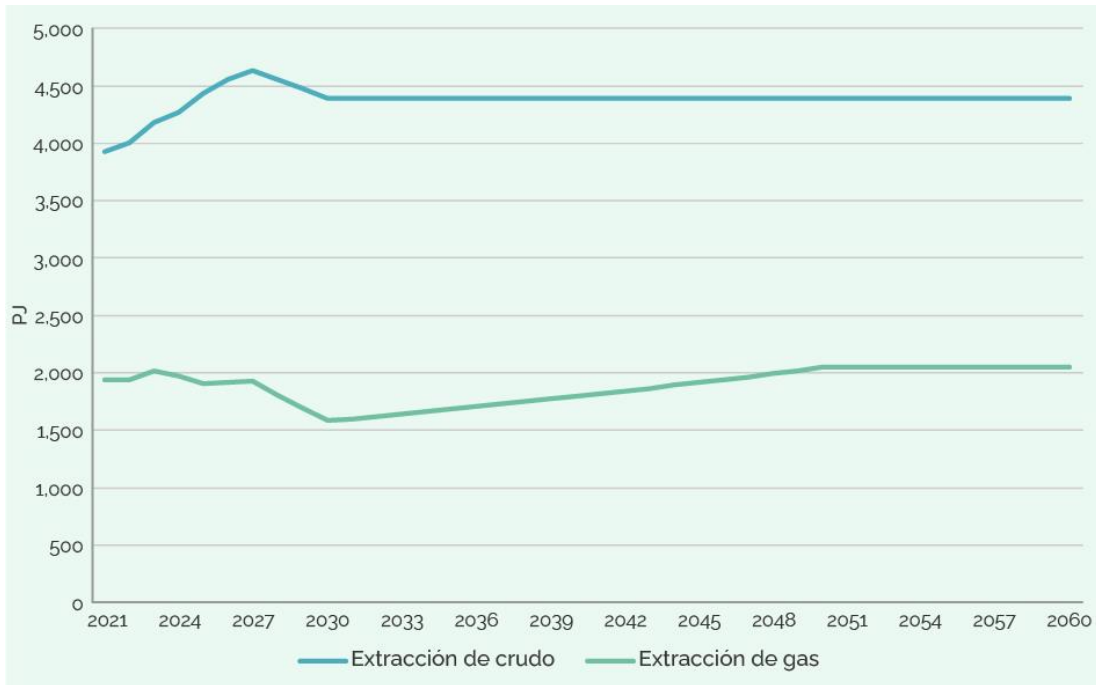


L. Anexos



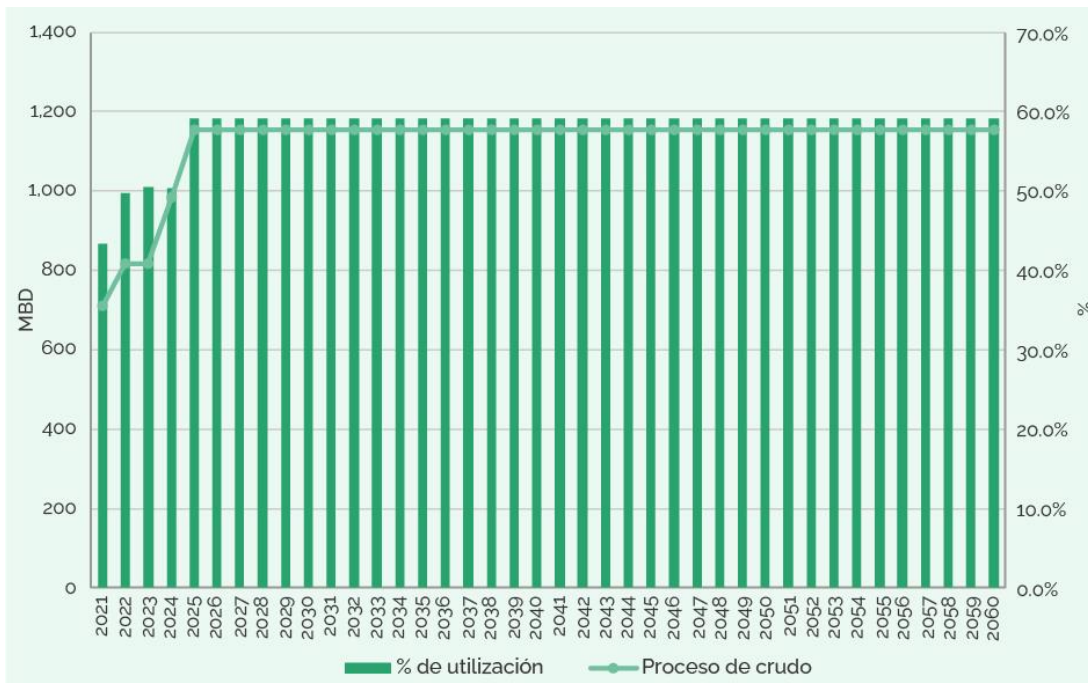
L.1. Contribución del sector petróleo y gas

Figura 81. Proyecciones de producción de petróleo y gas.



Fuente: Elaboración propia.

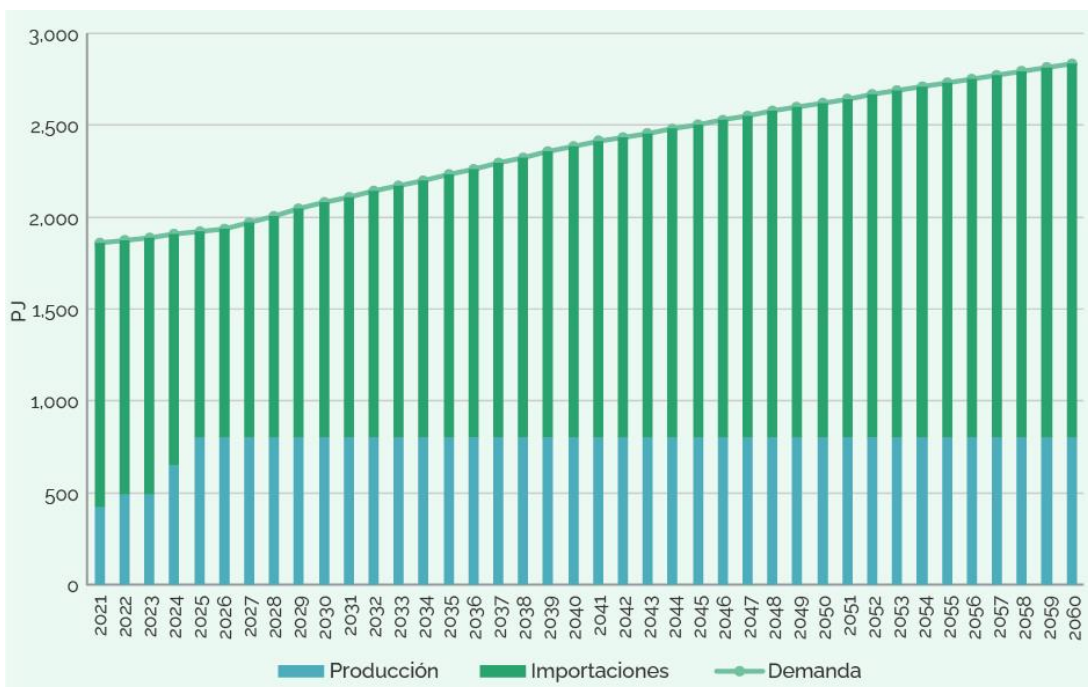
Figura 82. Proceso de crudo en refinerías y porcentaje de utilización, línea base.



Fuente: Elaboración propia.

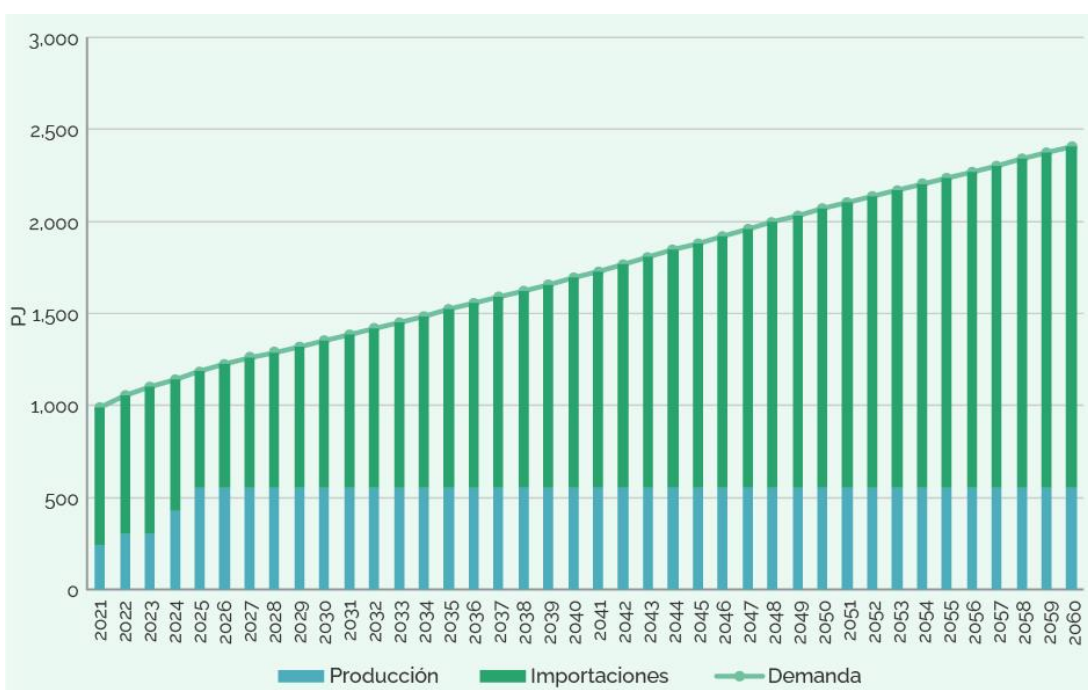


Figura 83. Demanda, producción e importaciones de gasolinas, línea base.



Fuente: Elaboración propia.

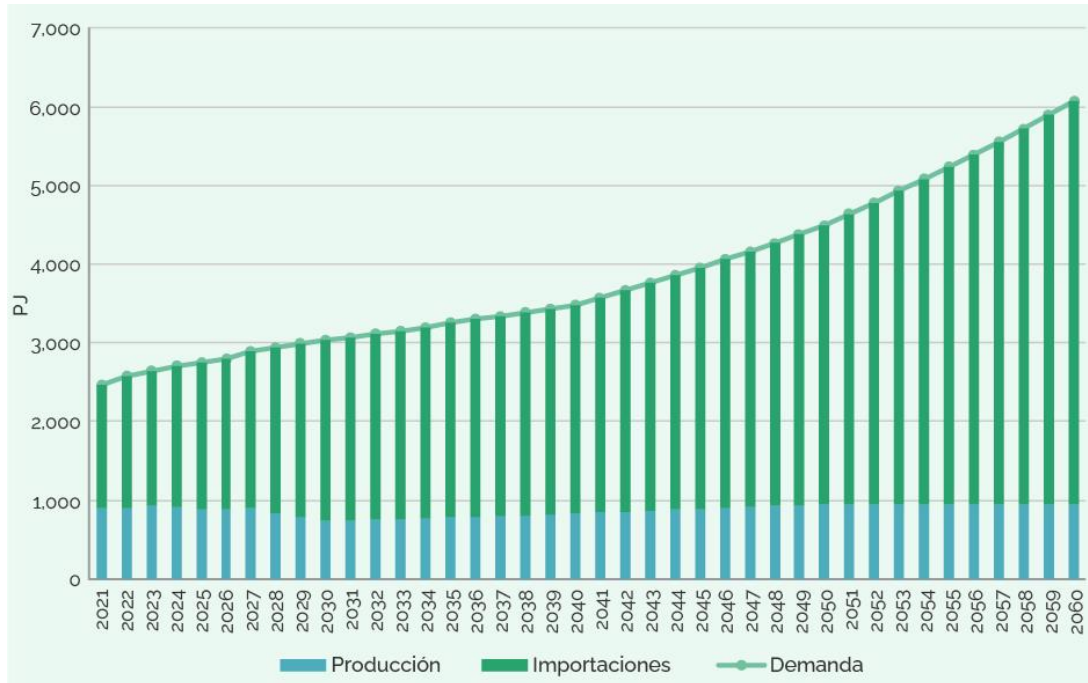
Figura 84. Demanda, producción e importaciones de diésel, línea base.



Fuente: Elaboración propia.



Figura 85. Demanda, producción e importaciones de gas natural, línea base.



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 24. Emisiones de línea base, millones de toneladas de CO₂e.

Línea Base	Producción de crudo	Producción de gas	Procesamiento de gas	Refinación	Consumo de combustibles EyP	Total, línea base
2021	21.82	7.88	4.01	8.69	15.66	58.05
2022	22.26	7.89	4.01	8.69	16.05	58.91
2023	23.23	8.21	4.17	8.69	16.76	61.06
2024	23.71	8.05	4.09	9.60	17.28	62.73
2025	24.66	7.75	3.94	10.52	18.28	65.14
2026	25.33	7.82	3.97	10.52	18.85	66.49
2027	25.79	7.87	4.00	10.52	19.24	67.41
2028	25.33	7.37	3.75	10.52	19.08	66.04
2029	24.88	6.90	3.51	10.52	18.91	64.71
2030	24.43	6.47	3.29	10.52	18.73	63.43
2031	24.43	6.51	3.31	10.52	18.71	63.48
2032	24.43	6.60	3.35	10.52	18.67	63.56
2033	24.43	6.68	3.40	10.52	18.62	63.65
2034	24.43	6.77	3.44	10.52	18.58	63.74
2035	24.43	6.86	3.48	10.52	18.53	63.82
2036	24.43	6.95	3.53	10.52	18.49	63.91
2037	24.43	7.04	3.58	10.52	18.44	64.00
2038	24.43	7.13	3.62	10.52	18.40	64.10



2039	24.43	7.22	3.67	10.52	18.35	64.19
2040	24.43	7.32	3.72	10.52	18.30	64.28
2041	24.43	7.41	3.77	10.52	18.25	64.38
2042	24.43	7.51	3.82	10.52	18.20	64.48
2043	24.43	7.61	3.87	10.52	18.15	64.57
2044	24.43	7.71	3.92	10.52	18.10	64.67
2045	24.43	7.81	3.97	10.52	18.05	64.77
2046	24.43	7.91	4.02	10.52	18.00	64.88
2047	24.43	8.01	4.07	10.52	17.95	64.98
2048	24.43	8.12	4.13	10.52	17.89	65.08
2049	24.43	8.22	4.18	10.52	17.84	65.19
2050	24.43	8.33	4.23	10.52	17.79	65.30
2051	24.43	8.33	4.23	10.51	17.79	65.29
2052	24.43	8.33	4.23	10.51	17.79	65.29
2053	24.43	8.33	4.23	10.51	17.79	65.29
2054	24.43	8.33	4.23	10.51	17.79	65.29
2055	24.43	8.33	4.23	10.51	17.79	65.29
2056	24.43	8.33	4.23	10.51	17.79	65.29
2057	24.43	8.33	4.23	10.51	17.79	65.29
2058	24.43	8.33	4.23	10.51	17.79	65.29
2059	24.43	8.33	4.23	10.51	17.79	65.29
2060	24.43	8.33	4.23	10.51	17.79	65.29

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 25. Indicadores de intensidad de emisiones por unidad de actividad.

Actividad	Indicador	Unidades
Exploración y producción de crudo	0.012421	Millones de toneladas de CO ₂ e por mil barriles diarios de crudo extraído
Exploración y producción de gas	0.001661	Millones de toneladas de CO ₂ e por millón de pies cúbicos diarios de gas extraído
Consumo de combustibles en exploración y producción de crudo y gas*	0.011195	Millones de toneladas de CO ₂ e por mil barriles diarios de crudo extraído
Procesamiento de gas natural	0.001819	Millones de toneladas de CO ₂ e por millón de pies cúbicos diarios de gas producido en el país.
Refinación de petróleo	Entre 0.0122 -0.0097 en el periodo 2021-2024 0.0091 para 2025 y años subsecuentes.	Millones de toneladas de CO ₂ e por mil barriles diarios de crudo procesado en refinarias.

*No incluye emisiones en procesamiento de gas.

Fuente: Elaboración propia.







Rutas sectoriales para el escenario nacional emisiones netas cero de México

Una propuesta desde Sociedad Civil

2023

