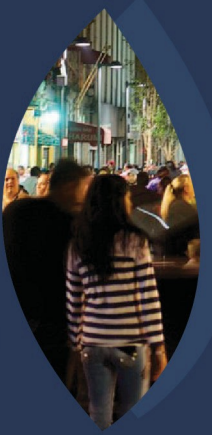
NDC | Desde sociedad civil
Iniciativa Climática de México

Una propuesta desde la sociedad civil para aumentar la ambición mediante un enfoque de justicia climática

ANEXO TÉCNICO





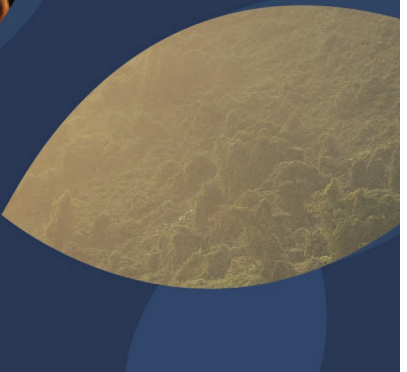


Tabla de contenido

1 Introducción 13

2 Contexto nacional de los sectores 15

3 Enfoque y metodología 19

3.1 Análisis del potencial de mitigación de emisiones de GEI 21

3.2 Supuestos transversales 23

4 Línea base nacional 24

5 Escenario no condicionado 26

5.1 Curva de costos marginales de abatimiento y portafolio 29

6 Escenario condicionado 32

6.1 Curva de costos marginales de abatimiento y portafolio 34

7 Electricidad y eficiencia energética 39

7.1 Contexto y comportamiento histórico 39

7.2 Línea base 60

7.3 Medidas de mitigación 76

7.4 Escenario no condicionado 129

7.5 Escenario condicionado 144

7.6 Análisis económico 161

7.7 Conclusiones 173

8 Petróleo y gas 183

8.1 Contexto y comportamiento histórico 183

8.2 Línea base 192

8.3 Medidas de mitigación 197

8.4 Escenario no condicionado 201

8.5 Escenario condicionado 230

8.6 Análisis económico 236

8.7 Conclusiones 238

9 Agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra 240

9.1 Contexto y comportamiento histórico 240

9.2 Línea base 261

9.3 Medidas de mitigación 264

9.4 Escenario no condicionado 298
9.5 Escenario condicionado 299
9.6 Análisis económico 302
9.7 Conclusiones 304

10 Residuos 306

10.1 Contexto y comportamiento histórico 306
10.2 Metodología y supuestos de entrada 317
10.3 Línea base 318
10.4 Medidas de mitigación 320
10.5 Escenario no condicionado 332
10.6 Escenario condicionado 337
10.7 Análisis económico 342
10.8 Conclusiones 346

11 Transporte 348

11.1 Contexto y comportamiento histórico 348
11.2 Línea base 381
11.3 Medidas de mitigación 392
11.4 Escenario no condicionado 410
11.5 Escenario condicionado 413
11.6 Análisis económico 417
11.7 Conclusiones 423

12 Industria 425

12.1 Contexto y comportamiento histórico 425
12.2 Metodología y supuestos 456
12.3 Línea base 457
12.4 Medidas de mitigación identificadas 461
12.5 Escenario no condicionado 464
12.6 Escenario condicionado 507
12.7 Análisis económico 513
12.8 Conclusiones 531

13 Referencias 533

14 Anexos 569

14.1 Glosario de términos del sector electricidad y eficiencia energética 569
14.2 Glosario de términos del sector AFOLU 574

14.3 Metodología de la construcción de curvas de costos marginales de abatimiento 576

Figuras

Figura 1. Diagrama de la metodología empleada. 21
Figura 2. Línea base de emisiones de GEI a 2030. 25
Figura 3. Trayectoria de emisiones de GEI y reducciones para el escenario no condicionado. 28
Figura 4. Curva de costos marginales de abatimiento para el escenario no condicionado. 30
Figura 5. Trayectoria de emisiones de GEI y reducciones para el Escenario condicionado. 34
Figura 6. Curva de costos marginales de abatimiento para el escenario condicionado. 36
Figura 7. Evolución del consumo de electricidad final. 41
Figura 8. Evolución de la demanda por región. 42
Figura 9. Evolución de la capacidad instalada por tecnología. 43
Figura 10. Evolución de la capacidad instalada por modalidad 44
Figura 11. Capacidad instalada por entidad federativa (cifras en GW). 45
Figura 12. Evolución de la generación bruta por tecnología (GWh) 47
Figura 13. Evolución de la generación bruta por tecnología (%). 47
Figura 14. Evolución de la capacidad instalada en Generación Distribuida. 49
Figura 15. Capacidad instalada de Generación Distribuida por entidad federativa. 50
Figura 16. Consumo de energía per cápita. 52
Figura 17. Consumo per cápita de energía eléctrica. 52
Figura 18. Intensidad energética nacional 53
Figura 19. Evolución de costos de inversión por tecnología 55
Figura 20. Evolución de costos fijos de O&M por tecnología. 56
Figura 21. Evolución de las emisiones de GEI del SEN. 57
Figura 22. Evolución de emisiones y generación bruta. 57
Figura 23. Evolución de emisiones de dióxido de carbono. 58
Figura 24. Evolución de emisiones de metano. 58
Figura 25. Evolución de emisiones de óxido nitroso. 59
Figura 26. Proyección del consumo final por región de control. 62
Figura 27. Proyección de la demanda del SEN por sector de consumo. 63
Figura 28. Proyección de pérdidas en transmisión y distribución. 64
Figura 29. Proyección de capacidad instalada por tecnología 2021-2030 en escenario línea base. 70
Figura 30. Proyección de generación por tecnología 2021-2030 en escenario línea base. 71
Figura 31. Participación de generación por tecnología en el año 2021. 72
Figura 32. Participación de generación por tecnología en el año 2030. Escenario línea base. 72
Figura 33. Proyección de la evolución de los costos anuales del sistema para la línea base. 74
Figura 34. Proyección de la evolución de los costos acumulados del sistema para la línea base. 74
Figura 35. Evolución del factor de emisiones y emisiones totales de GEI del sector eléctrico en escenario de línea base (proyección). 75

Figura 36. Esquema simplificado de las etapas en las que se divide el sistema eléctrico. 76
Figura 37. Proyección de capacidad instalada por tecnología en el escenario no condicionado. 140
Figura 38. Proyección de la generación neta por tecnología en el escenario no condicionado. 141
Figura 39. Porcentaje de participación por tecnología en 2021 Año base. 142
Figura 40. Porcentaje de participación por tecnología en 2030 (escenario no condicionado). 142
Figura 41. Proyección de costos anuales del sistema eléctrico en el escenario no condicionado. 143
Figura 42. Proyección de costos acumulados del sistema eléctrico en el escenario no condicionado. 143
Figura 43. Proyección de emisiones totales y factor de emisiones del sistema eléctrico en el escenario no condicionado. 144
Figura 44. Proyección de capacidad instalada por tecnología en el escenario condicionado. 156
Figura 45. Proyección de la generación neta por tecnología en el escenario condicionado. 157
Figura 46. Porcentaje de participación por tecnología en 2021. 158
Figura 47. Porcentaje de participación por tecnología en 2030 (EC). 158
Figura 48. Proyección de costos totales del sistema eléctrico en el escenario condicionado. 160
Figura 49. Proyección de emisiones totales y factor de emisiones del sistema eléctrico en el Escenario Condicionado (EC). 161
Figura 50. Comparación de proyección de demanda del SEN, línea base VS escenario no condicionado. 174
Figura 51. Comparación de la proyección de participación de generación por tecnología en ELB y ENC. 175
Figura 52. Comparación de la proyección de costos anuales y acumulados del sistema eléctrico en ELB y ENC. 176
Figura 53. Comparación de la proyección de emisiones de GEI del sector eléctrico en ELB y ENC. 177
Figura 54. Comparación de proyección de demanda. ENC vs EC vs ELB. 178
Figura 55. Comparación de la proyección de participación de generación por tecnología en ELB y EC. 179
Figura 56. Comparación de la proyección de costos totales del sistema eléctrico en ELB, ENC y EC. 180
Figura 57. Comparación de la proyección de emisiones de GEI del sector eléctrico en ELB, ENC y EC. 182
Figura 58. Evolución histórica de la producción y reservas de crudo y gas natural. 186
Figura 59. Evolución del consumo de energía en PEMEX. 190
Figura 60. Evolución de las emisiones de GEI en PEMEX. 191
Figura 61. Producción de hidrocarburos a 2030. 193
Figura 62. Evolución de las emisiones de GEI por el procesamiento de gas natural. 195
Figura 63. Línea base del sector petróleo y gas. 196
Figura 64. Distribución de las unidades de producción pecuaria en México por tamaño de unidad y tipo de manejo de los animales. 242
Figura 65. Población pecuaria en México por especie/producto. 243
Figura 66. Población de aves en México por especie/producto. 243
Figura 67. Distribución de las unidades de producción según número de bovinos. 245
Figura 68. Volumen de producción de leche en los 7 estados de mayor producción en México. 246

Figura 69. Sobrepastoreo por entidad federativa en 2002. 247
Figura 70. Cultivos cíclicos con mayor producción en el 2021. 248
Figura 71. Cultivos perennes con mayor producción en el 2020. 249
Figura 72. Superficie sembrada en México por cultivo. 250
Figura 73. Superficie nacional fertilizada. 251
Figura 74. Distribución de las unidades de producción agrícola en México por tamaño de unidad y régimen hídrico. 252
Figura 75. Superficie de tierras forestales y otras tierras en el territorio nacional. 253
Figura 76. Superficie autorizada para cambio de uso de suelo en tierras forestales. 254
Figura 77. Autorizaciones y volumen (m^3r) para el aprovechamiento forestal maderable anual. 255
Figura 78. Aprovechamiento forestal maderable por grupo de especies. 256
Figura 79. Número de incendios y superficie afectada por incendios en México. 257
Figura 80. Causas principales de los incendios registrados entre 2013 y 2018. 257
Figura 81. Evolución de las emisiones de GEI del sector AFOLU por fuente. 258
Figura 82. Evolución de emisiones por fermentación entérica (3A1) y gestión del estiércol (3A2) y producción de carne (bovino, porcino, caprino y ovino). 259
Figura 83. Evolución de emisiones por cambio de uso de suelo: tierras convertidas a tierras de cultivo (3B2b), tierras convertidas en praderas (3B3b), tierras convertidas en humedales (3B4b), tierras convertidas en asentamientos (3B5b), tierras convertidas en otras tierras (3B6b) y deforestación bruta. 260
Figura 84. Evolución de emisiones por encalado (3C2), Aplicación de urea (3C3), emisiones directas de los N_2O de los suelos gestionados (3C4), emisiones indirectas de los N_2O de los suelos gestionados (3C5) y cultivo del arroz (3C7) y producción agrícola. 261
Figura 85. Proyección de emisiones por subsector (AFOLU). 264
Figura 86. Proyección de emisiones por escenario y componente para el sector AFOLU. 301
Figura 87. Emisiones de GEI del sector residuos. 308
Figura 88. Emisiones de GEI de la eliminación de residuos sólidos 312
Figura 89. Caudal de aguas residuales municipales tratadas (m^3/s), 2009 - 2018. 313
Figura 90. Mapa de las plantas de tratamiento de aguas residuales municipales de acuerdo con el caudal tratado, 2018. 313
Figura 91. Principales procesos de tratamiento de aguas residuales municipales, por caudal tratado, 2018. 314
Figura 92. Caudal de aguas residuales industriales tratadas (m^3/s), 2009 - 2018. 315
Figura 93. Emisiones históricas de GEI de tratamiento y eliminación de aguas residuales. 316
Figura 94. Línea base de emisiones de GEI de tratamiento y eliminación del sector residuos 320
Figura 95. Modelo para la gestión sustentable de los residuos. 326
Figura 96. Modelo de economía circular para el manejo de los residuos y aprovechamiento de los recursos naturales. 326
Figura 97. Número de plantas de tratamiento de aguas residuales municipales por tipo de proceso, 2020. 330
Figura 98 Escenario no condicionado para el sector residuos por subsector, 2020-2030. 337
Figura 99. Escenario condicionado para el sector residuos por subsector, 2020-2030. 341
Figura 100. Escenarios de descarbonización para el sector residuos, 2020-2030. 342

Figura 101. Movimiento de toneladas por modo de transporte, periodo 1994 - 2020. 356
Figura 102. Reparto modal de las toneladas de carga en 2020 (Valores en millones de toneladas y porcentaje de participación en el total de la carga transportada). 357
Figura 103. Antigüedad de la flota aérea nacional comercial. 358
Figura 104. Consumo de energía por pasajero transportado en avión, 2010 -2020 360
Figura 105. Composición de la flota de carros del transporte ferroviario de carga en 2020. 362
Figura 106. Evolución de la intensidad energética 2010 - 2020. 364
Figura 107. Evolución de los tipos de vehículos registrados en el país. 365
Figura 108. Tasa de crecimiento del PIB del sector Transporte 2015 - 2020. 367
Figura 109. Inversiones de infraestructura por modo de transporte 2015 – 2021. 368
Figura 110. Precio anual promedio de combustibles por litro para el periodo 2010 – 2021. 369
Figura 111. Venta de vehículos ligeros por tipo y variación anual de las ventas para el periodo 2010 – 2021. 370
Figura 112. Distribución de la venta de vehículos por tipo para los años 2010 (círculo interno) y 2021 (círculo externo). 371
Figura 113. Porcentaje de vehículos usados importados dentro de la venta de vehículos ligeros nuevos 2010 - 2021. 372
Figura 114. Venta de vehículos eléctricos, híbridos e híbridos conectables. 372
Figura 115. Porcentaje de los vehículos híbridos y eléctricos en las ventas totales de vehículos ligeros nuevos. 373
Figura 116. Número de vehículos eléctricos y electrolineras públicas. 374
Figura 117. Precio ponderado por el volumen de las celdas y paquetes de baterías. 375
Figura 118. Consumo de energía por modo de transporte 2010 – 2020. 377
Figura 119. Consumo de energía por energético, 2010 – 2020. 378
Figura 120. Consumo de energía en el sector transporte por tipo de combustible (%) en 2019. 379
Figura 121. Emisiones GEI del sector transporte en 2019. 380
Figura 122. Emisiones GEI del sector transporte 2010 – 2019. 380
Figura 123. Contribución de emisiones GEI por modo de transporte en 2010 y 2019. 381
Figura 124. Matriz de correlación entre variables relativas al transporte marítimo. 384
Figura 125. Evolución y proyección de las emisiones de GEI del transporte marítimo en el periodo 2010 a 2030. 385
Figura 126. Matriz de correlación entre variables relativas al transporte aéreo. 386
Figura 127. Evolución y proyección de las emisiones de GEI del transporte aéreo en el periodo 2010 a 2030. 387
Figura 128. Evolución y proyección de las emisiones de GEI del transporte ferroviario en el periodo 2010 a 2030. 388
Figura 129. Proyección del consumo de combustibles de 2020 a 2030 del sector transporte para la línea base. 390
Figura 130. Evolución proyectada del consumo de electricidad del sector transporte para la línea base. 391
Figura 131. Proyección de emisiones de GEI de 2020 a 2030 en el sector transporte para la línea base. 392
Figura 132. Emisiones del sector transporte en el escenario no condicionado. 412

Figura 133. Consumo de electricidad asociado a la electromovilidad en el escenario no condicionado. 412
Figura 134. Emisiones del sector transporte en el escenario condicionado. 415
Figura 135. Consumo de electricidad asociado a la electromovilidad en el escenario condicionado. 416
Figura 136. Comparativo de reducción de emisiones entre escenarios. 416
Figura 137. Evolución del PIB industrial en México de 1996 a 2021. 427
Figura 138. Actividad comercial exterior del sector manufacturero en 2021. 428
Figura 139. Serie histórica 2010-2022 (enero), de la balanza comercial nacional. 429
Figura 140. Histórico de emisiones por uso de combustibles en el sector industria, 2010 - 2019. 432
Figura 141. Histórico de emisiones por procesos industriales y uso de productos en el sector industria, 2010 - 2019. 433
Figura 142. Datos económicos relevantes del sector minero. 436
Figura 143. Combustibles usados en el subsector minería, cemento y cal. 438
Figura 144. Datos económicos relevantes del subsector cemento y cal. 441
Figura 145. Combustibles usados en el subsector cemento y cal. 442
Figura 146. Datos económicos relevantes del subsector hierro y acero. 445
Figura 147. Combustibles usados en el subsector hierro y acero. 446
Figura 148. Datos económicos relevantes del subsector químico. 447
Figura 149. Combustibles usados en el subsector químico. 448
Figura 150. Datos económicos relevantes del subsector papel. 450
Figura 151. Combustibles usados en el subsector pulpa y papel. 452
Figura 152. Datos económicos relevantes del subsector vidrio. 453
Figura 153. Combustibles usados en el subsector vidrio. 454
Figura 154. Datos económicos relevantes del subsector azucarero. 455
Figura 155. Combustibles usados en el subsector azucarero. 456
Figura 156 Proyección de emisiones del sector industria en el escenario base. 459
Figura 157. Emisiones del sector industria en el escenario base por uso de combustibles. 459
Figura 158. Emisiones del sector industria en el escenario base (procesos industriales y uso de productos). 460
Figura 159. Proyección del consumo de electricidad en el sector industrial. 461
Figura 160. Potencial de mitigación del escenario no condicionado del sector industrial. 507
Figura 161. Potencial de mitigación del escenario condicionado del sector industrial. 512
Figura 162. Costos de mitigación y cantidad de CO2 mitigadas. 577
Figura 163. Curva de abatimiento. 584

Tablas

Tabla 1. Comparación entre clasificaciones de los sectores. 16
Tabla 2. Número de medidas de mitigación analizadas por sector. 22
Tabla 3. Porcentaje de mitigación para el escenario no condicionado. 27
Tabla 4. Inversión requerida en el escenario no condicionado para cada sector. 29
Tabla 5. Porcentaje de mitigación para el escenario condicionado. 33
Tabla 6. Inversión requerida en el escenario condicionado para cada sector. 35
Tabla 7. Escenarios de tasa de crecimiento de la demanda eléctrica del SEN. 61
Tabla 8. Proyección de capacidad y generación eléctrica bajo la modalidad de generación distribuida. 64
Tabla 9. Proyectos propuestos en el Plan de Negocios de la CFE. 67
Tabla 10. Adición de capacidad por tecnología y año para el escenario tendencial 69
Tabla 11. Listado de NOM vigentes. 77
Tabla 12. Micro, pequeña, mediana y cogeneración a gran escala. 115
Tabla 13. Proyección de capacidad geotérmica instalada en el escenario no condicionado. 134
Tabla 14.Proyección de capacidad hidroeléctrica instalada en el escenario no condicionado. 135
Tabla 15. Proyección de capacidad fotovoltaica instalada en el escenario no condicionado. 135
Tabla 16. Proyección de capacidad eólica instalada en el escenario no condicionado. 136
Tabla 17. Proyección de capacidad térmica instalada en el escenario no condicionado. 137
Tabla 18. Proyección de retiro de capacidad térmica instalada en el escenario no condicionado. 137
Tabla 19. Proyección de capacidad geotérmica instalada en el escenario condicionado. 149
Tabla 20. Proyección de capacidad hidroeléctrica instalada en el escenario condicionado. 150
Tabla 21. Proyección de capacidad fotovoltaica instalada en el escenario condicionado. 151
Tabla 22. Proyección de capacidad eólica instalada en el escenario condicionado. 151
Tabla 23. Proyección de capacidad térmica instalada en el escenario condicionado. 152
Tabla 24. Proyección de capacidad térmica instalada en el escenario no condicionado. 153
Tabla 25. Análisis económico del sector electricidad y eficiencia energética. 162
Tabla 26. Emisiones de GEI para la producción de hidrocarburos a 2030. 194
Tabla 27. Medidas del sector petróleo y gas. 197
Tabla 28. Acciones habilitadoras para las medidas del sector petróleo y gas. 198
Tabla 29. Potencial de mitigación por medidas que eviten la quema y venteo de gas. 201
Tabla 30. Potencial de mitigación por medidas que eviten la quema y venteo de gas. 204
Tabla 31. Supuestos de estimación para mejorar la eficiencia en calderas de refinación. 212
Tabla 32. Supuestos para la estimación de los sistemas de cogeneración. 229
Tabla 33. Proyectos de cogeneración y potencial de mitigación. 230
Tabla 34. Análisis económico del sector petróleo y gas. 237
Tabla 35. Composición alimentaria a 2030. 262

Tabla 36. Costos de inversión (MXN/ha). 283

Tabla 37. Supuestos de entrada para los escenarios de mitigación en el sector AFOLU en el escenario no condicionado. 299

Tabla 38. Supuestos de entrada para los escenarios de mitigación en el sector AFOLU en el escenario condicionado. 300

Tabla 39. Porcentaje de reducción de emisiones brutas a 2015 y 2030 por escenario. 301

Tabla 40. Porcentaje de incremento en la captura de emisiones a 2015 y 2030 por escenario. 302

Tabla 41. Análisis económico del sector AFOLU. 302

Tabla 42. Generación de residuos sólidos urbanos 2004, 2012 y 2020. 309

Tabla 43. Tipos de tratamiento de aguas residuales industriales, 2018. 315

Tabla 44. Metas de reducción de aguas residuales industriales no tratadas. 331

Tabla 45. Supuestos y costos asociados a la medida 1 - captura, quema y aprovechamiento de biogás en rellenos sanitarios para el escenario no condicionado. 333

Tabla 46. Supuestos y costos asociados a la medida 2 - plantas de digestión anaeróbica para el escenario no condicionado. 333

Tabla 47. Supuestos y costos asociados a la medida 3 - captura y aprovechamiento de biogás en PTAR municipales para el escenario no condicionado. 334

Tabla 48. Supuestos y costos asociados a la medida 4 - incremento de la cobertura de tratamiento de aguas residuales municipales para el escenario no condicionado. 334

Tabla 49. Supuestos y costos asociados a la medida 5 - incremento de la cobertura de tratamiento de aguas residuales industriales para el escenario no condicionado. 335

Tabla 50. Supuestos y costos asociados a la medida 6 – termovalorización para el escenario no condicionado. 336

Tabla 51. Supuestos y costos asociados a la medida 1 - captura, quema y aprovechamiento de biogás en rellenos sanitarios para el escenario condicionado. 337

Tabla 52. Supuestos y costos asociados a la medida 2 - plantas de digestión anaeróbica para el escenario condicionado. 338

Tabla 53. Supuestos y costos asociados a la medida 3 - captura y aprovechamiento de biogás en PTAR municipales para el escenario condicionado. 338

Tabla 54. Supuestos y costos asociados a la medida 4 - incremento de la cobertura de tratamiento de aguas residuales municipales para el escenario condicionado. 339

Tabla 55. Supuestos y costos asociados a la medida 5 - incremento de la cobertura de tratamiento de aguas residuales industriales para el escenario condicionado. 339

Tabla 56. Supuestos y costos asociados a la medida 6 – termovalorización para el escenario condicionado. 340

Tabla 57. Potenciales de mitigación de emisiones de GEI por medida y escenario. 341

Tabla 58. Análisis económico del sector residuos. 343

Tabla 59. Variaciones en la carga transportada por los cuatro modos de transporte entre 2019 y 2020. 356

Tabla 60. Antigüedad promedio por modelo de aeronave. 359

Tabla 61. Factor de ocupación de pasajeros por vuelo 2015 – 2020. 360

Tabla 62. Indicadores y valores del transporte ferroviario en 2020 por concesionario. 363

Tabla 63. Participación del sector transporte en el PIB nacional en 2021 a precios corrientes. 366

Tabla 64. Vehículos eléctricos disponibles en México y su precio en 2022. 375

Tabla 65. Comparativa de estimaciones de emisiones de GEI del sector transporte para el año 2030 según diversos estudios. 392

Tabla 66. Año de penetración total de las ventas de vehículos eléctricos en cada tipo de vehículo. 407

Tabla 67. Ahorros de las medidas del sector transporte en el escenario no condicionado. 410

Tabla 68. Ahorros de emisiones por paquete de medidas del sector transporte en el escenario no condicionado. 411

Tabla 69. Ahorros de las medidas del sector transporte en el escenario condicionado. 413

Tabla 70. Ahorros de emisiones por paquete de medidas del sector transporte para el escenario condicionado. 415

Tabla 71. Análisis económico del sector transporte. 417

Tabla 72. Participación de las distintas industrias en el PIB manufacturero. 430

Tabla 73. Crecimiento del PIB del sector industrial y subsectores 458

Tabla 74. Acciones de mitigación del sector industria que forman parte de las rutas de mitigación. 462

Tabla 75 Características de la medida incrementar la participación de combustibles alternativos en el consumo térmico del sector cemento en el escenario no condicionado. 465

Tabla 76. Supuestos del consumo de energía en el sector cementero. 466

Tabla 77. Precios de combustibles considerados para el sector cementero. 467

Tabla 78. Características de la medida Cogeneración eficiente en el sector de cal en los escenarios de mitigación en el escenario no condicionado. 468

Tabla 79. Características de la medida Cogeneración eficiente y venta de excedentes en ingenios azucareros en el escenario no condicionado. 470

Tabla 80. Características de la medida Implementación de sistemas de cogeneración en la industria química en el escenario no condicionado. 475

Tabla 81. Supuestos de ahorro de energía e indicadores económicos de las medidas de eficiencia energética. 478

Tabla 82. Potenciales de mitigación por medida para cada subsector el escenario no condicionado.480

Tabla 83. Características de la medida incrementar la participación de combustibles alternativos en el consumo térmico del sector cemento en el escenario condicionado. 507

Tabla 84. Características de la medida cogeneración eficiente en el sector de cal en el escenario condicionado. 508

Tabla 85. Características de la medida Cogeneración eficiente y venta de excedentes en ingenios azucareros en el escenario condicionado. 508

Tabla 86. Características de la medida Implementación de sistemas de cogeneración en la industria química en el escenario condicionado. 509

Tabla 87. Potenciales de mitigación por medida para cada subsector el escenario condicionado. 509

Tabla 88. Análisis económico del sector industrial. 513

1 Introducción

En 2015, más de 190 países, entre los que se encuentra México, adoptaron el Acuerdo de París con una meta: limitar el calentamiento mundial por debajo de 2 y preferiblemente a 1.5 grados centígrados, en comparación con los niveles preindustriales. Para ello, el máximo de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) debe alcanzarse lo más pronto posible (CMNUCC, 2019). Durante marzo del mismo año, México publicó su Contribución Nacionalmente Determinada (o NDC, por sus siglas en inglés) de mitigación y adaptación ante el cambio climático para el periodo 2020-2030, en donde se establecieron dos metas de reducción de emisiones de GEI. La primera fue del 22 por ciento de forma no condicionada y del 36 por ciento de manera condicionada, es decir, con el requerimiento de cooperación y esquemas de financiamiento internacional, en comparación con un escenario tendencial sin intervenciones (Gobierno de la República, 2015).

Si bien el establecimiento de las metas de reducción representó un avance para el país en la senda de la acción climática, la primera NDC de México fue calificada por la organización Climate Action Tracker como incompatible con la meta de limitar el calentamiento global por debajo de 2°C. Posteriormente, como lo mandata el Acuerdo de París, México publicó una actualización a su primera NDC en diciembre de 2020. Sin embargo, esta actualización no elevó el nivel de las metas de mitigación y fue considerada como insuficiente y con falta de ambición por el Climate Action Tracker, una iniciativa internacional independiente que evalúa el nivel de ambición de las metas de mitigación de los países. Además, consideró la NDC de Méxco como regresiva en cuanto al apoyo a las energías renovables y que correspondía a un escenario de incremento en la temperatura media global entre 2°C y 3°C (Climate Action Tracker, 2022).

El Grupo de Trabajo I del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés) declaró en 2021 que es inequívoco que la

influencia humana ha calentado la atmósfera, el océano y la tierra (IPCC, 2021). Durante la COP26, se enfatizó sobre la necesidad de que todos los países actúen para reducir al menos 45 por ciento las emisiones de dióxido de carbono en los próximos diez años y poder llegar a un estado de emisiones netas cero hacia mediados del siglo. Debido a que las metas iniciales de mitigación ofrecidas por los países firmantes del Acuerdo de París son insuficientes, el Pacto de Glasgow para el Clima propuso que los países presenten propuestas mucho más ambiciosas en 2022 y no esperar hasta el 2025, fecha inicialmente considerada para entregar nuevas metas ante el Acuerdo de Paris (Naciones Unidas, 2021).

En respuesta a este llamado, Iniciativa Climática de México (ICM) presenta este documento como una aportación desde la sociedad civil para ayudar a las autoridades ambientales a elaborar y entregar una NDC más ambiciosa para México. Como parte de este ejercicio se provee información y análisis técnicos bien fundamentados sobre las mejores acciones de mitigación que pueden implementarse en los diversos sectores, así como su potencial de reducir emisiones de gases de efecto invernadero. Adicionalmente, también se presentan algunas condiciones habilitadoras necesarias para la implementación de las medidas de mitigación. En algunos sectores existe la necesidad de realizar cambios en aspectos económicos, regulatorios, políticos, culturales y/o sociales.

Esta propuesta de NDC desde la Sociedad Civil ofrece dos opciones de metas de mitigación, una no condicionada y otra condicionada a contar con apoyos financieros internacionales. El escenario no condicionado se construyó con base en acciones y tecnología disponibles, cuya implementación permitiría alcanzar reducciones de emisiones con los recursos propios del país. Por su parte, el escenario condicionado reconoce que para lograr una mayor ambición es necesario contar con la cooperación internacional para tener acceso a tecnología, financiamiento y personal capacitado.

Bajo una óptica de justicia climática, México es responsable de disminuir su contribución al cambio climático, pues ocupa el decimocuarto lugar a nivel mundial en términos de emisión de gases de efecto invernadero (Climate Watch, 2022). Además, la vulnerabilidad del país ante eventos climáticos extremos en regiones costeras, zonas agrícolas y regiones urbanas se extiende en distintos niveles. Aun cuando la población de menores ingresos contribuye en menor

medida al fenómeno del cambio climático, es claro que los efectos tienen un impacto más devastador sobre esta población debido a dinámicas discriminatorias basadas en la raza, la etnia, las capacidades y el estado de salud, el género, el nivel de ingresos, las preferencias sexuales, la edad o el estatus migratorio, y las intersecciones que se generan entre ellas, que agravan aún más la situación de vulnerabilidad (Nishio, 2021; Amorim-Maia *et al.*, 2022; Yale Sustainability, 2022). Recientemente hemos sido testigos de inundaciones, sequías y otros eventos climatológicos que se espera que aumenten tanto en frecuencia como en intensidad, por lo que el impacto negativo asociado también puede incrementar.

Las medidas que conforman la propuesta incrementan un 8% la mitigación del escenario no condicionado y 11% del condicionado sobre los niveles establecidos en la Contribución de 2015, con costos que van de -272.4 USD/tCO_2e a 257.8 USD/tCO_2e en el escenario no condicionado y de -272.4 USD/tCO_2e a 189.9 USD/tCO_2e en el escenario condicionado. Las medidas cumplen con lo establecido en la Ley General de Cambio Climático (Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, 2012) sobre la prioridad que deben recibir las acciones de mitigación con menor costo y que entreguen cobeneficios en salud y bienestar a la población.

2 Contexto nacional de los sectores

En el marco de la acción climática, existen diferentes clasificaciones para estudiar los procesos y actividades propios de la interacción entre la humanidad y su entorno, cuyas intrincadas transformaciones determinan la cantidad de GEI que llegan a la atmósfera. En la siguiente tabla se muestra una comparativa entre clasificaciones, o sectores, de acuerdo con el IPCC, el gobierno mexicano en 2015 y el presente estudio.

Tabla 1. Comparación entre clasificaciones de los sectores.

DIRECTRICES 2006 (IPCC, 2006)	NDC 2015 DE MÉXICO (GOBIERNO DE LA REPÚBLICA, 2015)	APORTACIONES PARA LA NDC DE MÉXICO DESDE LA SOCIEDAD CIVIL
Energía	Transporte	Transporte
	Generación de electricidad	Electricidad y eficiencia energética
	Residencial y comercial	
	Petróleo y gas	Petróleo y gas
Procesos industriales y uso de productos (IPPU, por sus siglas en inglés)	Industria	Industria
Agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra (AFOLU, por sus siglas en inglés)	Agricultura y ganadería	Agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra
	Usos del suelo, cambio de uso del suelo y silvicultura	
Desechos	Residuos	Residuos

Fuente: elaboración propia.

Como se puede ver, esta propuesta toma un enfoque híbrido entre la visión del IPCC y la NDC de 2015 de México. La clasificación de este ejercicio reconoce la participación mayoritaria que tiene el sector energético en la emisión de GEI, así como la relevancia que tienen de manera individual las actividades de generación de electricidad y calor y el transporte, pues son los principales emisores a nivel nacional y dependen de la quema de combustibles fósiles. Asimismo, estas actividades pueden beneficiarse considerablemente de la implementación de tecnologías bajas en carbono, tales como los vehículos enchufables y la generación distribuida de electricidad renovable. La separación del sector petróleo y gas subraya, además, la importancia de este sector estratégico en la economía nacional y cuya contribución al cambio climático es indiscutible.

La dinámica del sector AFOLU es compleja, pues incluye fuentes emisoras, como la agricultura y ganadería, y sumideros en océanos y bosques, así como cambios en el uso del suelo que pueden incrementar o disminuir la capacidad de absorción, lo cual se refleja en la categorización que se usó en este trabajo. La actividad humana dentro y fuera del sector AFOLU ha generado presión sobre la capacidad de absorción de los sumideros naturales y puede comprometer esta capacidad de manera irreversible si la cantidad de GEI es suficientemente alta como para provocar un incremento de 1.5°C y 2°C en la temperatura promedio

global. Las intervenciones propuestas en este sector toman en cuenta que es necesario incrementar los sumideros y la productividad en el campo, así como generar cambios en los hábitos de consumo.

Por su parte, el sector industrial está conformado por subsectores que operan de manera distinta, pero en todos se consume electricidad y calor. Adicionalmente, existen procesos que, por su naturaleza, pueden emitir GEI. El sector tiene un gran potencial de mitigación que hasta el momento no ha sido completamente estudiado, pero al reducir sus emisiones aprovechando los mejores avances tecnológicos es posible, al mismo tiempo, mejorar la productividad del sector.

Finalmente, el sector de residuos, a pesar de ser el sector con menos emisiones, podría reducir de manera considerable su aportación a las emisiones nacionales a través de medidas basadas en la tecnología para aprovechar con fines energéticos los residuos, pero también a partir de transformaciones en los hábitos y la creación de nuevas cadenas de valor.

De acuerdo con el más reciente INEGyCEI (SEMARNAT-INECC, 2022), el balance de 2019 entre fuentes y sumideros de carbono en el territorio nacional resultó en 535 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente ($MtCO_2e$), con 737 $MtCO_2e$ emitidas y 202 $MtCO_2e$ que fueron absorbidas en sumideros naturales como bosques, selvas y manglares. Asimismo, la emisión de GEI por habitante fue de 3.47 toneladas de dióxido de carbono equivalente. El Instituto de Recursos Mundiales (WRI, por sus siglas en inglés), por su parte, estima una cantidad total de 671 $MtCO_2e$, equivalente al 1.35 por ciento de las emisiones globales, y emisiones per cápita de 5.26 tCO_2e. Estos resultados sitúan a México en el lugar número catorce a nivel mundial en cuanto a emisiones de GEI, detrás de Corea del Sur, Arabia Saudita y Canadá, y por encima de Australia y Sudáfrica (Climate Watch, 2022).

En INEGyCEI también muestra que el sector energía generó el 63.5 por ciento de las emisiones nacionales en 2019[1]. Este sector comprende la quema de

[1] Los porcentajes que se mencionan en este párrafo están referidos a las emisiones brutas.

combustibles fósiles y no fósiles[2] con fines energéticos y las emisiones fugitivas debidas a las actividades de petróleo y gas. Las fuentes de emisión que más aportaron dentro del sector fueron la combustión fija para generación de electricidad (23.3 por ciento del total nacional) todas las fuentes de emisión de la categoría transporte (20.1 por ciento del total nacional), así como la refinación y las emisiones fugitivas por la producción de petróleo y gas (5.4 por ciento del total nacional). Por otro lado, el sector industrial aportó el 10 por ciento del total nacional; más de la mitad de las emisiones de esta categoría se debe a la industria de los minerales (4.2 por ciento del total nacional) y a la industria de los metales (2.3 por ciento del total nacional). En el caso del balance de emisiones del sector AFOLU, las emisiones del sector representan el 19.1 por ciento del total nacional, y se deben en su mayoría al proceso de fermentación entérica propio de los bovinos y al manejo de sus excretas (13.2 por ciento del total nacional), , mientras que las absorciones ocurrieron por los usos de la tierra y la silvicultura. El sector residuos aportó menos del 7.4 por ciento del total nacional en 2019, generando emisiones por la descomposición de los residuos sólidos y el tratamiento y eliminación de las aguas residuales (SEMARNAT-INECC, 2022, p. 34).

En cuanto a los GEI que se emiten y su distribución porcentual, el más abundante es el dióxido de carbono (CO_2) (55 por ciento del total neto[3] de GEI emitidos en 2019 a nivel nacional), pues se genera durante los procesos de combustión que caracterizan a los sectores de generación de electricidad y transporte, así como en algunos procesos industriales y durante incendios forestales. En segundo lugar, con 33 por ciento, se tiene al metano (CH_4), un gas cuyo potencial de calentamiento a 100 años (GWP-100) es casi 30 veces mayor al del CO_2. El metano se genera en procesos de digestión de rumiantes, en la descomposición de la materia orgánica y es el principal componente del gas natural, un combustible que se produce en el país, pero también se importa debido a que la demanda supera a la oferta. El óxido nitroso (N_2O) tiene un GWP-100 273 mayor al CO_2 y aportó el 8 por ciento del total en 2019. Este gas se emite principalmente durante las actividades de fertilización agrícola y por el manejo de excretas en la industria pecuaria, así como en el tratamiento y eliminación de aguas residuales. Por último,

[2] Los combustibles no fósiles que se incluyeron en el INEGyCEI 2019 son: bagazo de caña, licor negro, aserrín, bagazo de malta y biogás (SEMARNAT-INECC, 2022).

[3] Es decir, considerando las absorciones.

los hidrofluorocarbonos (HFC) son una familia de gases usados en equipos de refrigeración y acondicionamiento de espacios con GWP-100 que van de 771 a 7380. Los HFC fueron responsables del 4 por ciento de las emisiones nacionales en 2019 (IPCC, 2021; SEMARNAT-INECC, 2022).

Las emisiones de GEI y sus principales fuentes, así como las acciones necesarias para su reducción, se enmarcan en el contexto de una economía que ha crecido en términos reales, entre 2010 y 2021, a una tasa media anual de 1.6%. Adicionalmente, entre 2019 y 2020, en el marco de la crisis sanitaria por el virus SARS-CoV-2, la economía nacional cayó un 8.1% (INEGI, 2022b). Sin duda, resulta pertinente y necesario establecer un compromiso que pueda conducir a una verdadera transición hacia una economía resiliente y de bajas emisiones de GEI, capaz de generar las condiciones de justicia, seguridad y equidad que merece la población.

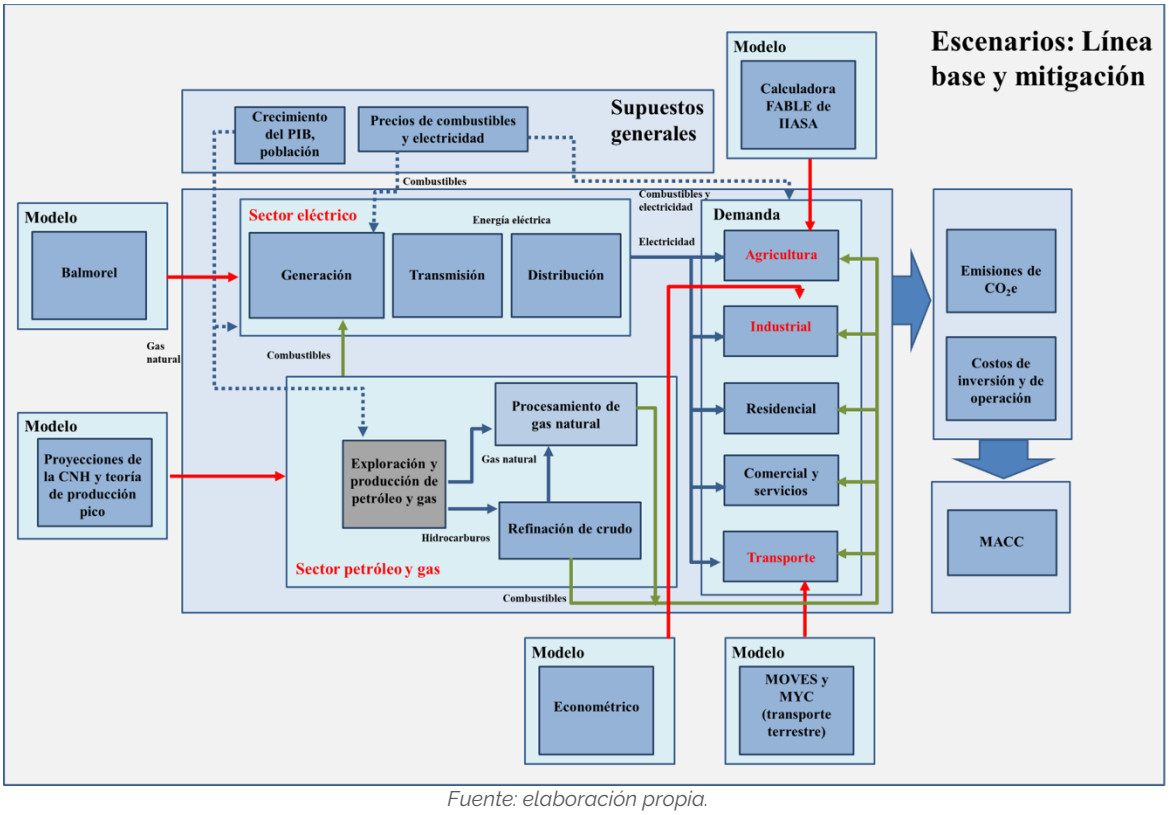
3 Enfoque y metodología

El trabajo que se presenta a continuación se basó en un enfoque multisectorial y de abajo hacia arriba de las oportunidades de mitigación para la economía mexicana. Además, se basó en un enfoque novedoso tanto de *forecasting* (de prospectiva hacia el futuro) como de *backcasting* (retrospectiva desde el futuro) a 2030, el cual permitió la revisión de los resultados en ambos sentidos de tiempo, particularmente para la definición de los paquetes de medidas para los escenarios no condicionado y condicionado. El ejercicio inició con la construcción de una línea base para cada uno de los sectores (eléctrico y eficiencia energética; transporte; industria; petróleo y gas; agricultura, silvicultura y uso de suelo (AFOLU, por sus siglas en inglés); y residuos). La construcción se basó en distintos supuestos y refleja la posible evolución de las emisiones de cada uno de los sectores. Después, se realizó una revisión exhaustiva de medidas de mitigación para uno de los sectores, tomando en cuenta la naturaleza de cada uno de ellos, y a partir de esto

se tomaron distintos supuestos y enfoques de caracterización y modelado para determinar el potencial de mitigación de las medidas. Las medidas presentadas en este trabajo se analizaron de forma individual, estimándose su potencial de mitigación, así como sus costos marginales de abatimiento (a lo largo de su vida útil), mediante la metodología presentada por el Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC) (INECC-ADE, 2021). Finalmente se definieron los paquetes de medidas para los escenarios de mitigación no condicionados y condicionados.

Es importante señalar que tanto para el cálculo de la línea base como de los escenarios de mitigación se incorporaron las interacciones entre los sectores con respecto a su consumo de energía eléctrica y de combustibles. La reducción de la demanda eléctrica por las medidas de eficiencia energética en los sectores de uso final de la energía (industrial, residencial, comercial y de servicios, y agrícola) se consideraron en el modelado del sector eléctrico. El aumento en el consumo de energía eléctrica por la electrificación del transporte o el incremento de la generación eléctrica en sectores industriales y de residuos por la cogeneración, también se incluyeron en el sector eléctrico. Por otro lado, la reducción por el consumo de combustibles fósiles se contabilizó, pero dada la naturaleza del sector petróleo y gas de México no se consideró el impacto de otros sectores por la reducción de su demanda de hidrocarburos. Lo anterior se basa en el hecho de que si bien, el sector eléctrico es un sector movido por la demanda, el sector petróleo y gas es un sector movido por la oferta, la cual está determinada por el gobierno en turno. Además, en el caso de la producción de hidrocarburos, cualquier exceso de oferta es absorbido por las exportaciones. Ocurre algo similar con la reducción de combustibles como gas natural y combustibles (diésel, gasolinas o gas natural), los cuales en su mayoría son importados de los Estados Unidos. La Figura 1 presenta un diagrama que resume la metodología empleada para la construcción de los escenarios para cada uno de los sectores, así como sus interacciones.

Figura 1. Diagrama de la metodología empleada.



Fuente: elaboración propia.

El objetivo principal del trabajo fue definir de manera puntual alternativas de mitigación que puedan contribuir a la disminución de emisiones a nivel nacional y apoyar los esfuerzos que se han llevado a cabo en la materia desde la administración pública. El enfoque de implementación es en el corto plazo, por lo cual se analizaron también las acciones habilitadoras que se necesitan para la implementación exitosa de las medidas para consolidar la mitigación necesaria para limitar el aumento de la temperatura global dentro de un marco de justicia climática y sin dejar a nadie atrás.

3.1 Análisis del potencial de mitigación de emisiones de GEI

México cuenta con varios estudios que se llevaron a cabo con el objetivo de cuantificar el potencial de mitigación de emisiones de GEI y los costos asociados. En la propuesta de NDC desde la sociedad civil, la revisión de las medidas de

mitigación y la estimación de costos se basó en el trabajo de Johnson et al. (2009), Houdashelt, Helme y Klein (2009), CMM-McKinsey (2008), IMCO (2011), MGMInnova (2012), INECC-Mckinsey (2013), CMM (2017; 2018), ICM (2020), INECC (2018g; 2018h) e INECC-ADE (2021). El modelado de la reducción de emisiones que puede lograrse al implementar las medidas de mitigación se llevó a cabo de manera individual para cada medida, tal que se incorporara el mayor detalle técnico posible y se representara el comportamiento real de cada intervención. El detalle técnico de las medidas consideradas se describe en los distintos capítulos sectoriales del documento, pero los principales resultados se resumen a continuación.

El total de medidas de mitigación analizadas fue de 88 tomando en cuenta todas las medidas de cada sector. Es importante mencionar que algunas de estas medidas incluyen acciones específicas; por ejemplo, la medida de protección de las tierras forestales del sector AFOLU incluye la detención del cambio de uso de suelo ilegal en las tierras forestales, el incremento de la superficie de tierras forestales bajo estrategias de conservación, el incremento de la superficie de tierras forestales y plantaciones bajo manejo sostenible y la reducción de la superficie forestal afectada por incendios. De manera similar, en el sector petróleo y gas, la medida de sustitución de sellos húmedos por sellos secos en compresores centrífugos incluye el análisis para compresores en plataformas marinas, estaciones de compresión y complejos procesadores de gas. En la siguiente tabla se presenta la distribución del total de las medidas para cada uno de los sectores analizados.

Tabla 2. Número de medidas de mitigación analizadas por sector.

Sector	Número de medidas
Electricidad y eficiencia energética	22
Industria	21
Petróleo y gas	19
Transporte	16
Residuos	6
AFOLU	4
Total	**88**

Fuente: elaboración propia.

La estimación de los potenciales de mitigación de las medidas se basó en distintos supuestos específicos para cada una de ellas, así como de supuestos transversales, los cuales se presentan a continuación.

3.2 Supuestos transversales

Los GEI que se estimaron para cada sector y escenarios coinciden con los que se calcularon para la NDC 2015 de México y considerados por la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (UNFCCC, por sus siglas en inglés): el dióxido de carbono (CO_2), el metano (CH_4), el óxido nitroso (N_2O), los hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y el hexafluoruro de carbono (SF_6). Los potenciales de calentamiento global (PCG, o GWP por sus siglas en inglés) para cada uno de los GEI son los reportados para un periodo de 100 años por el Grupo de Trabajo I en el Sexto Informe de Evaluación del IPCC (2021). Para el CH_4, el valor se consideró de 29.8, mientras que, para el N_2O de 273.

Tanto la línea base como los escenarios de mitigación involucran la quema de combustibles fósiles. Los factores de emisión de CO_2 para la quema de combustibles fósiles se tomaron de las estimaciones a nivel nacional que presenta SEMARNAT-INECC (2014). Asimismo, se utilizaron los factores de emisión por defecto para el CH_4 y el N_2O que presenta el IPCC (2006; 2019). Estos factores se consideraron también en la estimación de la reducción de emisiones de GEI para aquellas medidas que disminuyen el consumo de combustibles fósiles. Asimismo, en el caso de las medidas de mitigación relacionadas con la reducción en el consumo de energía eléctrica se utilizó un factor de emisiones de CO_2e de la red eléctrica para cada año hasta 2030, el cual se obtuvo a partir de la línea base determinada para el sector eléctrico.

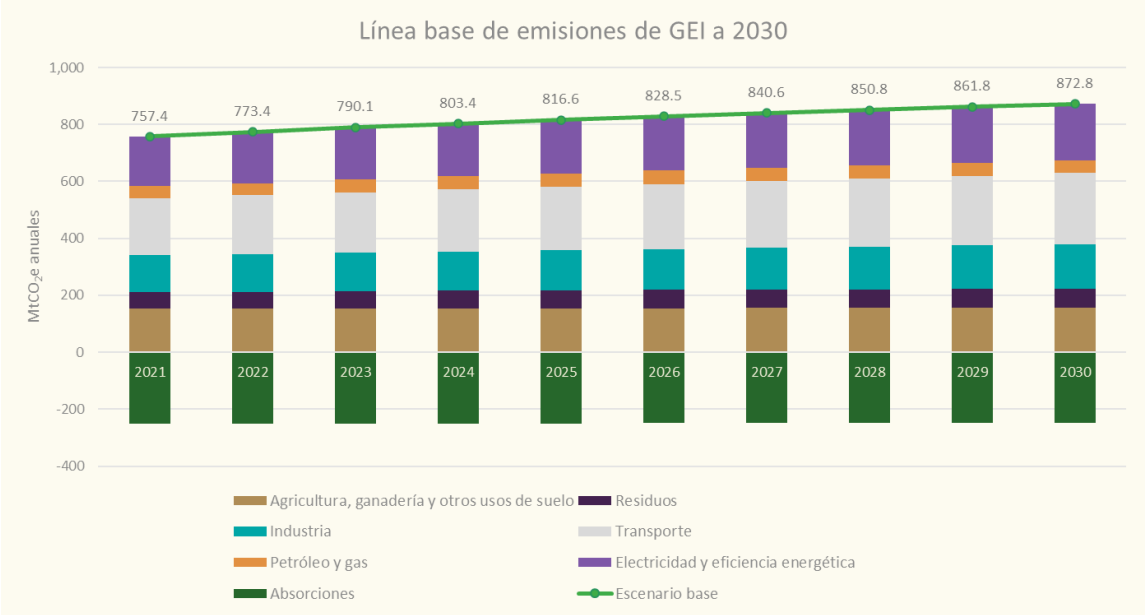
4 Línea base nacional

Para cada uno de los sectores analizados se estimó una línea base a 2030 considerando diferentes supuestos que se presentan en cada uno de los capítulos sectoriales. Las emisiones totales de GEI estimadas para 2021 corresponden a 757.4 millones de toneladas de CO_2e ($MtCO_2e$). Se espera que estas emisiones crezcan a una tasa media anual de 1.6 por ciento, de manera que llegarán a 872.8 $MtCO_2e$ en 2030.

El sector que presenta un mayor crecimiento en sus emisiones dentro del periodo es el sector de transporte, con una tasa media de crecimiento anual (TMCA) de 2.5 por ciento. El sector de agricultura, silvicultura y uso de suelo, por su parte, presenta el menor crecimiento con 0.2 por ciento. En el caso del sector petróleo y gas, su TMCA se estimó en 0.8 por ciento. En los últimos años, las emisiones de este sector han disminuido de manera significativa debido a una producción reducida de hidrocarburos, y los problemas operativos que se presentan a lo largo de toda la cadena de suministro del sector. De acuerdo con el INEGyCEI más reciente, en 2019 las emisiones de GEI por la producción y refinación de hidrocarburos disminuyeron casi 36 por ciento en comparación con los valores de 2010. Las emisiones calculadas para el sector eléctrico y eficiencia energética consideran las emisiones por la generación eléctrica, así como de la quema de combustibles en los sectores residencial, comercial y de servicios, agrícola y público.

En la Figura 2 se presenta la línea base estimada. Es importante señalar que la línea del escenario base presenta las emisiones totales de GEI sin considerar las absorciones por sumideros. Estas absorciones se presentan como valores negativos en la gráfica de la Figura 2. Con esto, las emisiones netas para 2021 se estimaron en 505.6 $MtCO_2e$ y en 625.5 $MtCO_2e$ para 2030.

Figura 2. Línea base de emisiones de GEI a 2030.



Fuente: elaboración propia.

En 2030, las emisiones de GEI del sector transporte representan el 28.5% de las emisiones totales. Este sector es seguido por el sector electricidad y eficiencia energética con el 22.7%, y los sectores industria, y agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra, ambos con el 17.9%. Finalmente, el sector residuos y el de petróleo y gas representan el 7.8% y el 5.2%, respectivamente.

5 Escenario no condicionado

El escenario propuesto no condicionado ofrece un nivel de reducción de emisiones del 8% por encima del que se plantea en la NDC de México de 2015, llegando a 30% con respecto a la línea base calculada en este trabajo. Este escenario se caracteriza por los siguientes aspectos.

- Está basado en tecnología con un alto grado de madurez y a nivel comercial (*Technology Readiness Level* o TRL 9) que se puede desplegar durante los próximos 8 años.

- Cuenta con el marco regulatorio y políticas habilitadoras requeridos para implementar las medidas (ya que se necesitan incentivos y condiciones para que se lleven a cabo y se incremente la ambición).

El portafolio de medidas que se consideran para este escenario corresponde a 80 de las medidas antes presentadas. En conjunto, estas medidas pueden reducir hasta 265.1 $MtCO_2e$, lo cual equivale a poco más de 30% de las emisiones a 2030 que se estimaron en la línea base. El potencial de reducción de emisiones se concentra principalmente en el sector de transporte con 82.0 $MtCO_2e$ en 2030 (30.9% de las reducciones posibles), seguido por el sector eléctrico y de eficiencia energética con 77.2 $MtCO_2e$ en 2030 (29.1% de las reducciones posibles). El sector de agricultura, silvicultura y otros usos de suelo puede reducir hasta 41.4 $MtCO_2e$ (15.6% de las reducciones posibles). Los sectores de petróleo y gas, residuos e industria, puede reducir hasta 22.9 $MtCO_2e$ (8.6% de las reducciones posibles), 26.6 $MtCO_2e$ (10.0% de las reducciones posibles) y 15.0 $MtCO_2e$ (5.7% de las reducciones posibles), respectivamente. Cabe mencionar que en casi todos los sectores se encontró que existe un potencial mayor de reducción que la planteada en la NDC de 2015. La Tabla 3 compara los porcentajes de reducción de cada uno de los sectores de este trabajo y los presentados en la NDC de 2015.

Tabla 3. Porcentaje de mitigación para el escenario no condicionado.

Sector	NDC de 2015	NDC desde la sociedad civil
Electricidad y eficiencia energética	25.2	38.9
Industria	4.8	9.6
Petróleo y gas	13.9	50.3
Transporte	18.0	33.0
Residuos	28.6	39.1
Agricultura, silvicultura y otros usos de suelo	42.4	26.5

Fuente: elaboración propia.

En el caso del sector eléctrico y eficiencia energética, el establecimiento de metas y mecanismos para la adición de capacidad solar fotovoltaica a gran escala corresponde a la medida con el mayor potencial de reducción de emisiones (17.2 $MtCO_2e$ anuales a 2030). Para este sector, es necesario que también se limite la instalación de nuevas centrales de generación eléctrica basada en combustibles fósiles (14.9 $MtCO_2e$ anuales a 2030), además de que aquellas plantas fósiles que han rebasado su vida útil sean retiradas (12.7 $MtCO_2e$ anuales a 2030). La reducción del consumo de energía eléctrica también puede apoyar a la reducción de emisiones de GEI para el sector; y la incorporación de iluminación eficiente en viviendas es una medida que debe de impulsarse con mayor fuerza dado que su potencial estimado fue de 1.8 $MtCO_2e$ anuales. Otra medida relacionada con el uso eficiente de la energía corresponde al uso de calentadores solares para sustituir el uso de gas licuado de petróleo (LP) (3.0 $MtCO_2e$ anuales a 2030).

En el sector transporte las principales reducciones corresponden a la actualización de la norma de eficiencia energética para vehículos ligeros (19.5 $MtCO_2e$ anuales a 2030) y la electrificación de la flota vehicular (11.8 $MtCO_2e$ anuales a 2030).

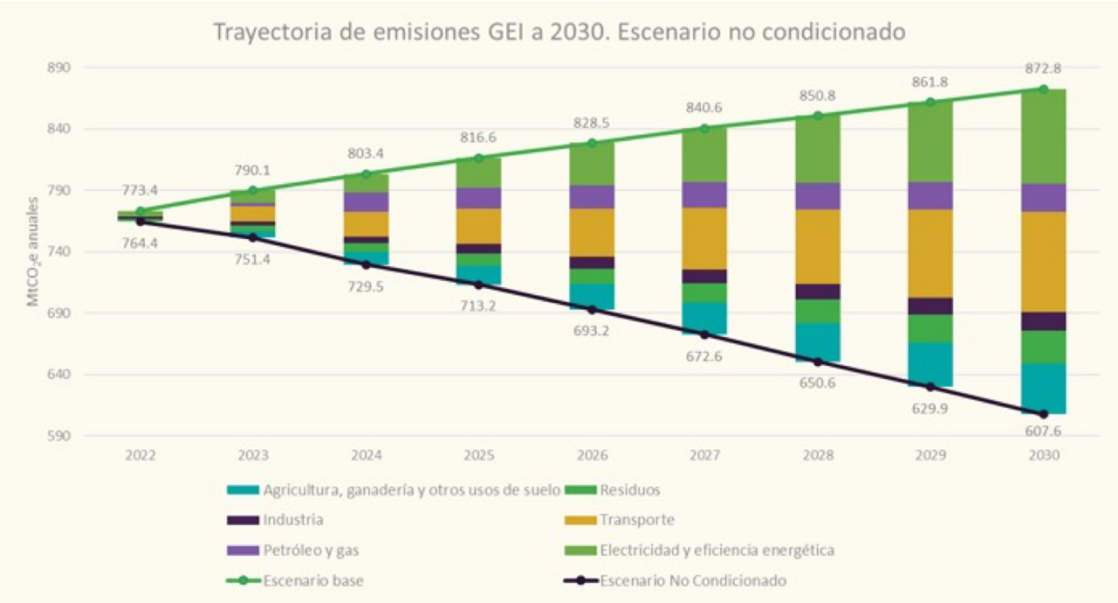
El sector petróleo y gas presenta una reducción de emisiones de GEI si se reduce el venteo y la quema de gas natural (11.9 $MtCO_2e$ anuales a 2030), además de que los proyectos de cogeneración en PEMEX se implementen (5.3 $MtCO_2e$ anuales a 2030). La reducción de las emisiones fugitivas de metano es otra de las medidas de mitigación que deben de implementarse para este sector (4.5 $MtCO_2e$ anuales a 2030).

Para el sector industrial la principal medida de mitigación consiste en incrementar la participación de combustibles alternativos en el consumo térmico del subsector cemento (3.3 $MtCO_2e$ anuales). La industria involucra un número significativo de medidas de eficiencia energética cuyo potencial es relativamente menor al de otros sectores; sin embargo, su implementación es necesaria para poder lograr las reducciones propuestas.

En el sector residuos, el aprovechamiento de biogás tanto en plantas de tratamiento de aguas residuales como en rellenos sanitarios puede reducir hasta 9.8 $MtCO_2e$ anuales a 2030. Asimismo, este sector tiene oportunidades de reducción de emisiones de GEI a partir del reciclado de plásticos (2.6 $MtCO_2e$ anuales a 2030) y la termovalorización (4.2 $MtCO_2e$ anuales a 2030).

Finalmente, la restauración de ecosistemas forestales (18.8 $MtCO_2e$ anuales a 2030) y la protección de tierras forestales (22.0 $MtCO_2e$ anuales a 2030) presentaron el mayor potencial de mitigación para el sector agricultura, silvicultura y otros usos de suelo. La Figura 3 presenta la trayectoria de emisiones de GEI para la Línea base y el Escenario no condicionado, así como las reducciones de emisiones de GEI para cada uno de los sectores.

Figura 3. Trayectoria de emisiones de GEI y reducciones para el escenario no condicionado.



Fuente: elaboración propia.

5.1 Curva de costos marginales de abatimiento y portafolio

La implementación de las medidas de mitigación demanda grandes cantidades de recursos financieros. El esfuerzo requerido alcanza los 105.640 millones de dólares a 2030, con una inversión anual de 13,205 millones de dólares.

Con el objetivo de implementar las medidas analizadas en el sector transporte es necesaria la inversión de 54,857 millones de dólares, mientras que para el sector eléctrico y de eficiencia energética se requiere de 23,103 millones de dólares a 2030. La inversión anual que se necesita para estos sectores es de 6,857 millones de dólares, y de 2,889 millones de dólares respectivamente. Como se observa, la inversión necesaria para los demás sectores es considerablemente menor. Los costos de operación y mantenimiento promedio anuales para todos los sectores se estimaron en 769 millones de dólares. A pesar de ello, los beneficios anuales cuantificados para las medidas ascienden a 19,610 millones de dólares anuales.

Tabla 4. Inversión requerida en el escenario no condicionado para cada sector.

Sector	Inversión a 2030 (Millones de dólares)	Inversión promedio anual (Millones de dólares anuales)
Electricidad y eficiencia energética	23,103	2,888
Industria	6,712	839
Petróleo y gas	5,672	709
Transporte	54,857	6,857
Residuos	15,112	1,889
Agricultura, silvicultura y otros usos de suelo	185[4]	23

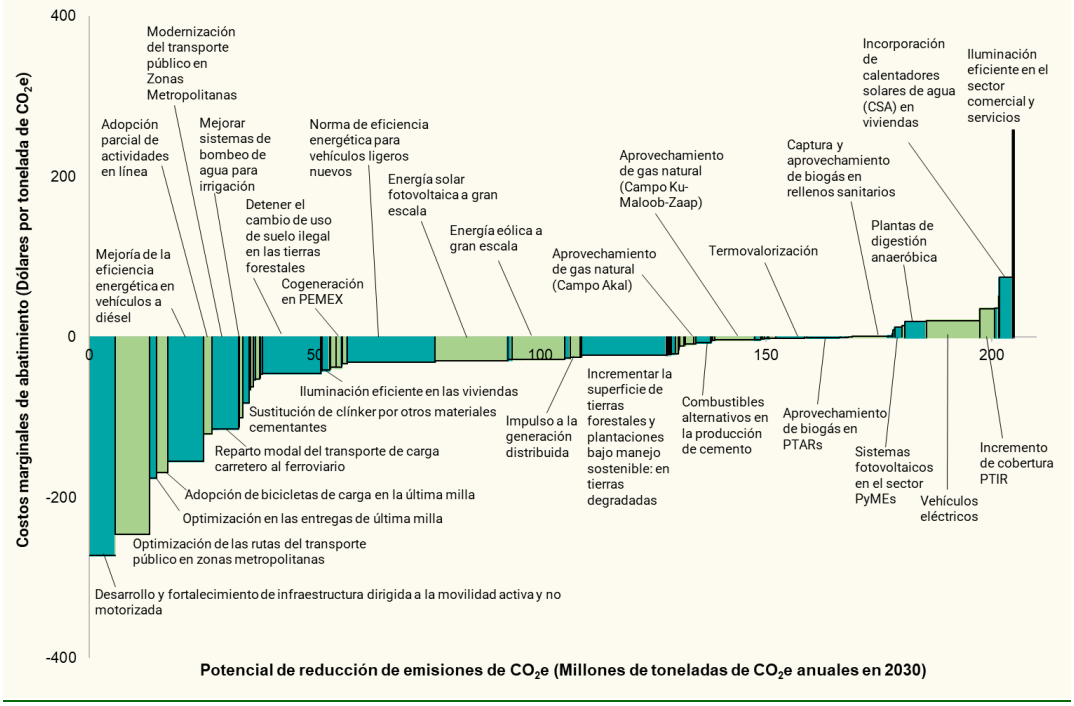
Fuente: elaboración propia.

Es importante señalar que, debido a la falta de información consistente, no fue posible estimar los costos marginales de abatimiento de todas las medidas. Sin embargo, se incluyen las medidas más importantes. De las medidas revisadas, el

[4] Únicamente para el incremento de la superficie de tierras forestales y plantaciones bajo manejo sostenible: en tierras degradadas.

83 por ciento corresponde a medidas que son costo-efectivas, es decir, tienen un costo marginal negativo. La medida con el menor costo marginal (-272.4 USD/tCO_2e) corresponde al desarrollo y fortalecimiento de la infraestructura dirigida a la movilidad activa y no motorizada, del sector transporte. Asimismo, la medida con el mayor costo marginal (257.8 USD/tCO_2e) corresponde a la iluminación eficiente en el sector comercial y servicios, del sector eléctrico y de eficiencia energética. A continuación, se presenta la curva de costos marginales de abatimiento para todos los sectores analizados en el escenario no condicionado. Los supuestos y cálculos para cada una de las medidas se presentan en sus respectivos capítulos sectoriales.

Figura 4. Curva de costos marginales de abatimiento para el escenario no condicionado.



Fuente: elaboración propia.

A partir del análisis de costos marginales de abatimiento y del potencial de mitigación de las medidas, es posible observar que existen medidas de mitigación que deben de implementarse a la brevedad. El sector transporte es uno de los sectores que tienen medidas costo-efectivas y con un potencial de reducción de

emisiones importante. Además de soluciones de última milla, existe la oportunidad de reducir sus emisiones a través de la mejora de la eficiencia energética en vehículos a diésel, además del establecimiento de una norma de eficiencia energética para vehículos ligeros nuevos. Por otro lado, aún con el impulso que han recibido los vehículos eléctricos, éstos todavía presentan un costo marginal positivo. No obstante, el costo es de alrededor de 14 dólares por tCO_2e, por lo que un precio al carbono de ese nivel o mayor podría hacer esta medida costo-efectiva. Además, las políticas de electrificación en otros países podrían ayudar a reducir estos costos en el corto plazo. México no sólo debe de promover la mejora de la eficiencia de vehículos con motor de combustión interna, sino la electrificación de la flota vehicular.

Con respecto al sector eléctrico y de eficiencia energética, es importante destacar que la implementación de sistemas tanto eólicos como fotovoltaicos a gran escala es una acción costo-efectiva que podría reducir hasta casi 28 $MtCO_2e$ anuales a 2030. Asimismo, la generación renovable distribuida y las medidas de reducción del consumo eléctrico (especialmente en el sector residencial) son otras alternativas que deben de seguir recibiendo promoción e impulso para conseguir disminuciones de GEI en el corto plazo. En el caso del sector industrial, la medida más importante identificada en la figura anterior consiste en el uso de combustibles alternativos en el sector cemento. Sin embargo, es preciso que se implementen medidas de eficiencia energética en el sector. Estas medidas tienen un potencial de reducción menor, pero son costo-efectivas, y su efecto agregado es de 2.4 $MtCO_2e$ anuales en 2030 (sin considerar la cogeneración u otras medidas de sustitución de materiales).

Dentro del sector petróleo y gas, sin duda, es necesario que se cumpla con la normatividad existente con respecto al aprovechamiento de gas natural en la producción de hidrocarburos, así como la reducción de fugas de metano a lo largo de la cadena de suministro. Todas las medidas estimadas para lograr lo anterior tuvieron un costo marginal de abatimiento negativo. Asimismo, PEMEX debe de llevar a cabo los proyectos planeados de cogeneración ya que podrían permitir el uso racional de los recursos en la empresa y contribuir a reducir sus emisiones de GEI. El sector residuos también tiene una oportunidad de reducir sus emisiones, especialmente las de metano, si éste se emplea para la generación de energía eléctrica. Tanto el aprovechamiento de biogás en rellenos sanitarios y en PTAR

tienen costos marginales de abatimiento muy cercanos a cero. Para este sector, la termovalorización fue otra alternativa costo-efectiva. Finalmente, el sector AFOLU puede reducir emisiones de GEI de manera costo-efectiva a través del incremento de la superficie de tierras forestales y plantaciones bajo manejo sostenible, además de detener el cambio de uso de suelo ilegal en las tierras forestales.

6 Escenario condicionado

En el escenario condicionado se plantea una reducción de emisiones de 11% adicional a la presentada en la NDC de México de 2015. La reducción de emisiones se logra gracias a la implementación de todas las medidas del escenario no condicionado, cuya participación en algunos casos se ve incrementada, en conjunto con medidas adicionales. Se incluyen intervenciones basadas en tecnología probada a nivel piloto (TRL 6-8) y en la existencia de financiamiento, recursos y asistencia técnica considerando el contexto nacional.

El portafolio de medidas que se plantean para este escenario corresponde a la totalidad (88) de las medidas previamente mencionadas. En conjunto, estas medidas pueden reducir hasta 415.9 $MtCO_2e$, representando poco más del 47% de las emisiones a 2030 que se estimaron en la línea base. El potencial de reducción de emisiones se concentra mayoritariamente en el sector transporte con 111.4 $MtCO_2e$ en 2030 (26.8% de las reducciones posibles), seguido por el sector eléctrico y eficiencia energética con 101.8 $MtCO_2e$ en 2030 (24.5% de las reducciones posibles). El sector de agricultura, silvicultura y otros usos de suelo puede reducir hasta 88.8 $MtCO_2e$ (21.4% de las reducciones posibles). Los sectores de residuos, petróleo y gas e industria pueden reducir hasta 45.3 $MtCO_2e$ (10.9% de las reducciones posibles), 40.0 $MtCO_2e$ (9.6% de las reducciones posibles) y 28.6 $MtCO_2e$ (6.9% de las reducciones posibles), respectivamente. Para este escenario, todos los sectores superan la reducción de emisiones planteada en la NDC de

2015 para el Escenario no condicionado[5]. La Tabla 3 compara los porcentajes de reducción de cada uno de los sectores de este trabajo y los presentados en la NDC de 2015.

Tabla 5. Porcentaje de mitigación para el escenario condicionado.

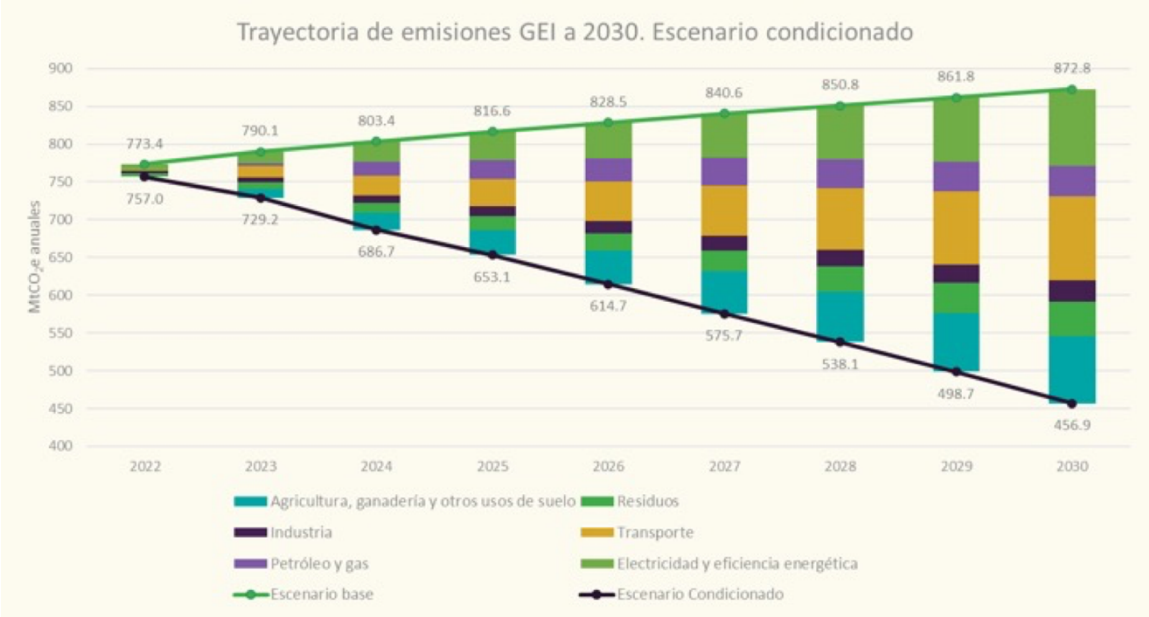
Sector	NDC de 2015 (Escenario no condicionado)	NDC desde la sociedad civil
Electricidad y eficiencia energética	25.2	51.3
Industria	4.8	18.3
Petróleo y gas	13.9	88.1
Transporte	18.0	44.7
Residuos	28.6	66.7
Agricultura, silvicultura y otros usos de suelo	42.4	56.9

Fuente: elaboración propia.

Para el sector eléctrico y eficiencia energética se consideraron las medidas del Escenario no condicionado, con una participación incrementada. El incremento de reducción de emisiones en este sector corresponde a un aumento de 31.8% con respecto al Escenario no condicionado. El aumento de ambición para los sectores de transporte, residuos, y agricultura, silvicultura y otros usos de suelo, corresponde a 44.0%, 70.3%, y 114.6%, respectivamente. En el caso del sector industrial, el incremento fue de 90.0%, pero además se agregó la alternativa de agregar dos proyectos de hidrógeno verde en 2030, para su utilización en los vehículos mineros de dos minas. Es importante destacar que, ya existe un proyecto piloto en el que se están probando este tipo de vehículos. Finalmente, para el sector petróleo y gas, el aumento fue de 75.0%. Para este sector se consideró también el uso de hidrógeno verde para los procesos de hidrodesulfuración de destilados intermedios para una refinería de PEMEX (Salamanca). La Figura 5 presenta la trayectoria de emisiones de GEI para la Línea base y el Escenario condicionado, así como las reducciones de emisiones de GEI para cada uno de los sectores.

[5] La NDC de 2015 no presenta un desglose de las metas de reducción por sectores para el escenario condicionado.

Figura 5. Trayectoria de emisiones de GEI y reducciones para el Escenario condicionado.



Fuente: elaboración propia.

6.1 Curva de costos marginales de abatimiento y portafolio

En el caso del escenario condicionado, se amplía la ambición necesaria para descarbonizar a la economía mexicana y, por lo tanto, se requiere de una mayor cantidad de recursos para llevar a cabo la mitigación propuesta. Adicionalmente, se incorporan medidas cuyo costo de implementación sigue siendo alto, como el hidrógeno verde. El esfuerzo requerido alcanza los 255,997 millones de dólares a 2030, con una inversión anual de 32,000 millones de dólares.

Con el objetivo de implementar las medidas en el sector transporte es necesaria la inversión de 174.355 millones de dólares, mientras que, para el sector eléctrico y de eficiencia energética se requieren de 34,979 millones de dólares a 2030. La inversión anual requerida para estos sectores es de 21,794 millones de dólares, y de 4,372 millones de dólares respectivamente. Como se observa, la inversión necesaria para los demás sectores es considerablemente menor. Los costos de operación y mantenimiento promedio anuales para todos los sectores se estimaron en 1,315 millones de dólares. A pesar de lo anterior, los beneficios

anuales cuantificados para las medidas ascienden a 26.532 millones de dólares anuales.

Tabla 6. Inversión requerida en el escenario condicionado para cada sector.

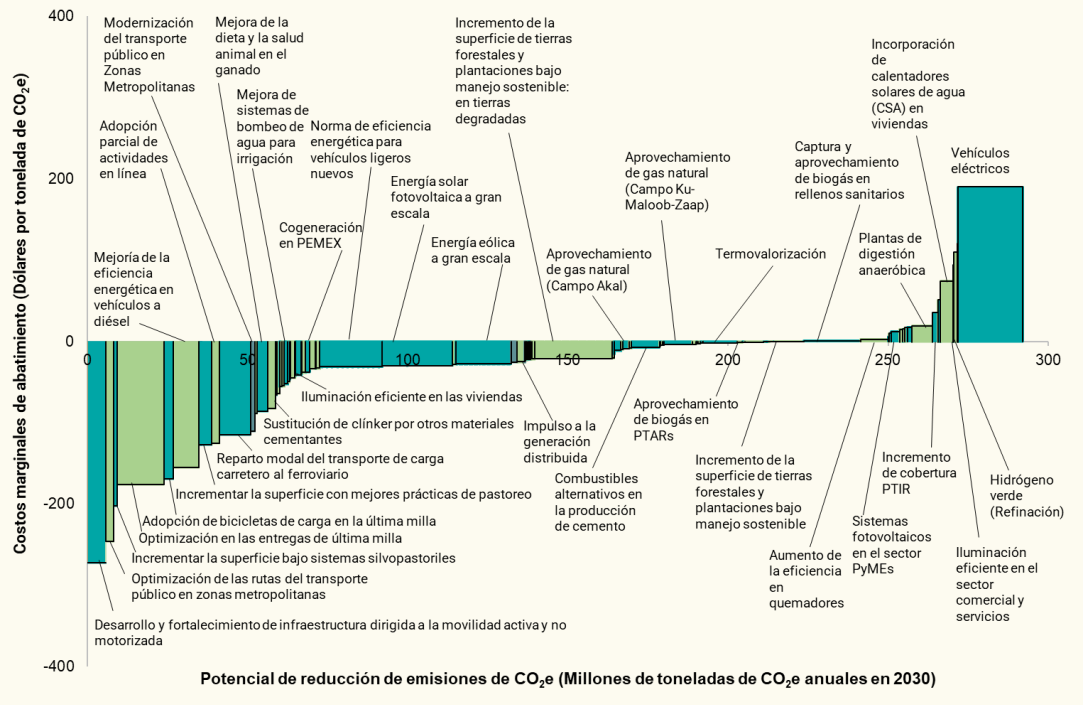
Sector	Inversión a 2030 (Millones de dólares)	Inversión promedio anual (Millones de dólares anuales)
Electricidad y eficiencia energética	34,979	4,372
Industria	10,818	1,352
Petróleo y gas	6,277	785
Transporte	174,355	21,794
Residuos	26,820	3,353
Agricultura, silvicultura y otros usos de suelo	277[6]	35

Fuente: elaboración propia.

De las medidas revisadas y con base en la información disponible, el 76 por ciento corresponde a medidas que son costo-efectivas, es decir, tienen un costo marginal negativo. La medida con el menor costo marginal corresponde a la misma medida que en el escenario no condicionado (desarrollo y fortalecimiento de la infraestructura dirigida a la movilidad activa y no motorizada con -272.4 USD/tCO_2e). Asimismo, la medida con el mayor costo marginal (189.9 USD/tCO_2e) corresponde a vehículos eléctricos. A continuación, se presenta la curva de costos marginales de abatimiento para todos los sectores analizados en el escenario condicionado. Los supuestos y cálculos para cada una de las medidas se presentan en sus respectivos capítulos sectoriales.

[6] Únicamente para el incremento de la superficie de tierras forestales y plantaciones bajo manejo sostenible: en tierras degradadas.

Figura 6. Curva de costos marginales de abatimiento para el escenario condicionado.



Fuente: elaboración propia.

Como se observa, en este caso las medidas coincidieron en su mayoría con las medidas planteadas en el escenario no condicionado, pero con una mitigación más ambiciosa. Los costos marginales de abatimiento entre ambos escenarios fueron similares; para este escenario se introdujeron medidas nuevas en los sectores industrial, petróleo y gas y AFOLU. Para los dos primeros sectores, se propone al hidrógeno verde como una alternativa a introducir en 2030. El costo marginal de abatimiento de esta medida es positivo debido a que la inversión toma en cuenta no sólo la instalación de electrolizadores sino también la construcción de una planta solar que pueda generar la energía eléctrica suficiente para producir el hidrógeno verde *in situ*. En el caso del sector petróleo y gas, es preciso que se implementen proyectos de captura y almacenamiento geológico de CO_2, siempre y cuando la tecnología alcance un mayor grado de madurez. Asimismo, es importante considerar el agotamiento de hidrocarburos, pero se necesita encontrar nuevas estrategias que compensen las pérdidas debido a una menor extracción de crudo. En el caso del sector AFOLU es importante que se pongan

en práctica mejores prácticas de pastoreo, así como en la dieta y la salud del ganado.



NDC
Desde sociedad civil
Iniciativa Climática de México

Capítulos sectoriales

7 Electricidad y eficiencia energética

7.1 Contexto y comportamiento histórico

La energía eléctrica es uno de los pilares para el desarrollo de cualquier sociedad, pues forma parte de prácticamente todas las actividades productivas y cotidianas de la población, desde la producción de bienes y servicios, hasta el entretenimiento y salud (García Ochoa, 2014). No obstante, el acceso, uso y participación a lo largo de toda la cadena de generación de energía eléctrica suelen estar determinadas por las relaciones de género, es decir, por la distribución de roles y tareas entre mujeres y hombres en una sociedad. De ahí, que los objetivos de mitigación de emisiones en el sector eléctrico resultan en una oportunidad para impulsar el desarrollo económico sustentable, generar beneficios para todas las personas e incluso impulsar la igualdad de género.

Este sector está constituido por 4 etapas que, de forma general, se pueden clasificar en: generación, transmisión, distribución y consumo. En su conjunto, el sistema eléctrico debe garantizar el acceso universal a la energía, que a su vez debe ser suficiente, adecuada, asequible, racional y eficiente para todas las personas, en un esquema de bajas emisiones de gases de efecto invernadero (WEC, 2019).

Existen diversos retos y oportunidades que el sector debe afrontar para asegurar un desarrollo sustentable. Por un lado, se busca transitar aceleradamente hacia un nuevo modelo de generación y consumo de energía con menores emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y alineado con los compromisos internacionales de reducción de emisiones. Por otro lado, algunos de los desafíos por resolver son el comportamiento creciente de la demanda energética, la desigual distribución de costos y beneficios, la falta de atención a los impactos sociales y económicos de los proyectos de infraestructura energética, así como la falta de participación de las mujeres en la toma de decisiones relevantes en la política energética.

Datos del Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 2019 (INEGyCEI) muestran que el sector eléctrico cuenta con una participación de 36.6% del total de emisiones netas en $GgCO_{2e}$ dentro del país, lo cual lo sitúa como el sector con mayor contribución a las emisiones nacionales (SEMARNAT-INECC, 2022). Además, según datos del CENACE, obtenidos a través del Observatorio de la Transición Energética en México (obtrenMX), el 72.56% de la generación eléctrica total proviene de fuentes fósiles mientras que el 27.44% restante es generado a través de fuentes limpias, y dentro de estas, el 13.12% se produce a través de fuentes renovables que tienen un papel fundamental para lograr las metas nacionales y los compromisos internacionales de mitigación del cambio climático.

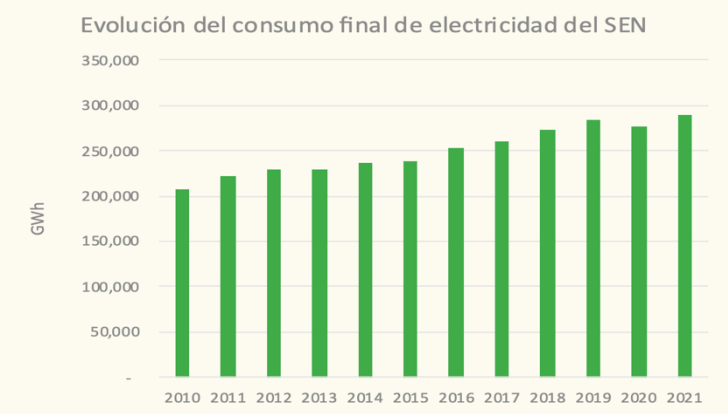
Con base en lo anterior, las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional de México deben contemplar a este sector, para lo cual es necesario un análisis profundo de su contexto y las posibilidades de reducción de emisiones bajo diferentes escenarios. El sector cuenta con un gran potencial de mitigación de forma individual, pero también resulta fundamental en la mitigación de emisiones de otros sectores, ya que la electrificación de la economía es una realidad cada vez más presente. Además, las acciones de mitigación deben llevarse a cabo bajo una perspectiva de justicia climática que genere las condiciones propicias para capitalizar las oportunidades y sinergias con otros sectores (por ejemplo, eficiencia, movilidad eléctrica y electrificación de la industria), maximizar los cobeneficios, fortalecer la resiliencia ante el cambio climático y acelerar los esfuerzos de desarrollo (IEA, 2014; Smith, 2017). Las políticas y recomendaciones de transición energética justa tienen que ser coherentes con los objetivos de desarrollo sostenible y con los contextos locales para que la transición no signifique mayor exclusión, desigualdad y marginalización (SYLCAN Trust, 2021). De igual manera, la transformación del sistema energético se puede beneficiar de un diseño de política pública, en donde se construyan espacios de participación y representación en la toma de decisiones (CER, 2020).

7.1.1 Demanda

La demanda del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) ha mantenido un aumento constante durante la última década, a excepción del año 2020, cuando el impacto de la pandemia de COVID-19 se vio reflejado en una reducción significativa. El

crecimiento de la demanda es resultado de un crecimiento sostenido en el consumo final[7]. Como se observa en la Figura 7**,** el consumo final de electricidad pasó de 208,408 GWh en 2010 a 289,988 GWh en 2021, es decir, hubo un incremento del 39.14% en un periodo de 11 años.

Figura 7. Evolución del consumo de electricidad final.



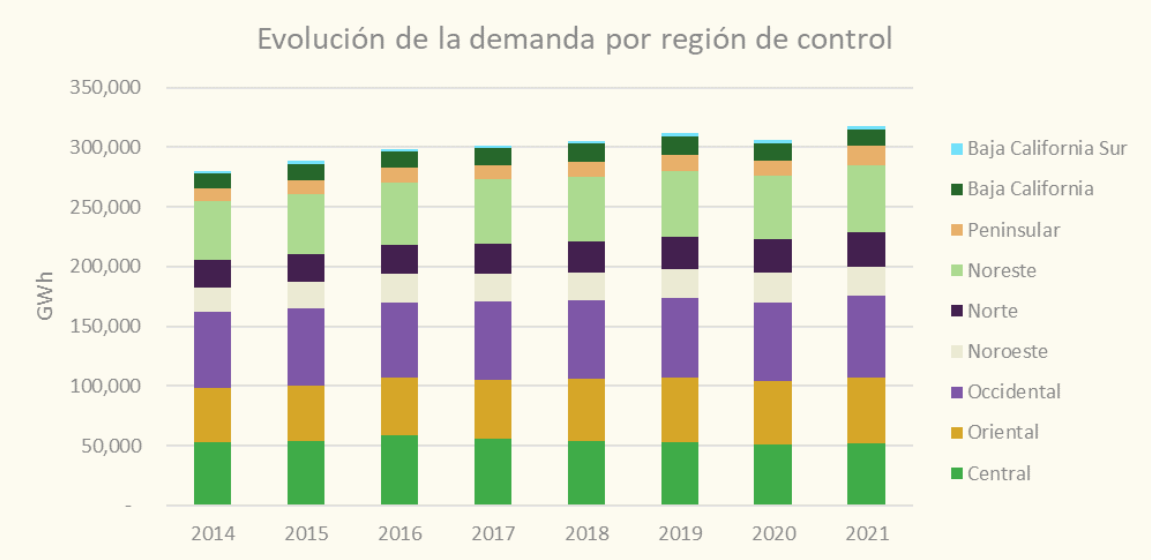
Fuente: elaboración propia con información de SENER (2015, 2016, 2017, 2018, 2022b), CFE (2017, 2022), obtrenMX (ICM, n.d.) y CRE (2022b).

La evolución de la demanda tiene un comportamiento heterogéneo desde el punto de vista geográfico. La región Peninsular ha presentado el mayor crecimiento, con una subida del 51.19% desde 2014[8], al pasar de una demanda de 10,635 GWh en 2014 a 16,080 GWh en 2021. Las regiones Oriental y Norte tuvieron crecimientos de 23.91% y 23.08%, respectivamente, en el mismo periodo. Pese a que la región Occidental es la que mostró el menor crecimiento (7.28%), sigue siendo la que tiene la mayor demanda eléctrica en el país, con 68,166 GWh en 2021, lo que representa el 21.46% de la demanda total del SEN. Cabe hacer notar que, durante el mismo periodo, la región central tuvo una caída del 3.14%. En la Figura 8 se puede observar la evolución de la demanda del SEN para cada una de las regiones del país.

[7] La diferencia entre demanda y consumo final yace en que mientras el consumo solo contempla el uso de energía eléctrica de los sectores residencial, agrícola, industrial, transporte, comercial y servicios, y público, la demanda suma a estos las pérdidas en transmisión y distribución del sector eléctrico.

[8] No se dispone de información pública sobre la distribución de la demanda previa a 2014.

Figura 8. Evolución de la demanda por región.



Fuente: elaboración propia con información de SENER (2015, 2016, 2017, 2018, 2022b) y obtrenMX (ICM, n.d.).

7.1.2 Capacidad

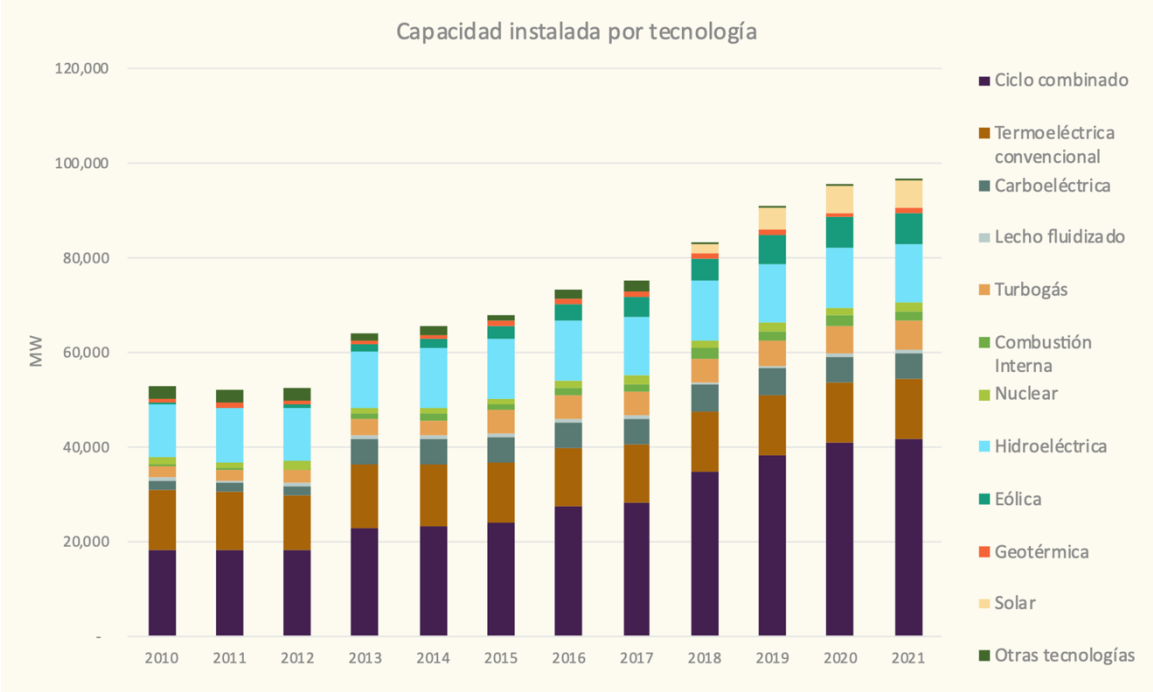
La matriz de generación del sector eléctrico ha experimentado cambios significativos en la última década, especialmente en los años posteriores a la promulgación de la Ley de Industria Eléctrica (LIE) en 2014 (Congreso General de los Estados Unidos Mexicanos, 2014) y la Ley de Transición Energética (LTE) en 2015 (Congreso General de los Estados Unidos Mexicanos, 2015). Tal y como se ve reflejado en la Figura 9, la capacidad de generación casi se ha duplicado en los últimos 11 años: pasó de 52.9 GW en 2010, a 96.7 GW en 2021. Entre las principales tecnologías que impulsaron este crecimiento se encuentran las siguientes:

- Ciclo combinado, que pasó de 22.8 GW en 2013 a 41.6 GW en 2021.
- Eólica, pasando de 1.6 GW en 2013 a 6.5 GW en 2021.
- Solar fotovoltaica, pasando de menos de 0.1 GW en 2013 a 6.0 GW en 2021.
- Turbogás, pasando de 3.4 GW en 2013 a 6.1 GW en 2021.
- Combustión interna, que pasó de 1.1 GW en 2013 a 2.2 GW en 2021.

Durante los últimos once años no han entrado en operación nuevas centrales carboeléctricas ni termoeléctricas convencionales. Por su parte, las tecnologías limpias nuclear, hidroeléctrica y geotérmica, han tenido crecimientos muy ligeros

en cuanto a capacidad instalada. En concreto, la tecnología hidroeléctrica experimentó su última adición de capacidad significativa en 2014, cuando pasó de 11,697 MW a 12,429 MW (+6.42%). A finales del año 2021, la capacidad hidroeléctrica instalada fue de 12,643 MW.

Figura 9. Evolución de la capacidad instalada por tecnología.



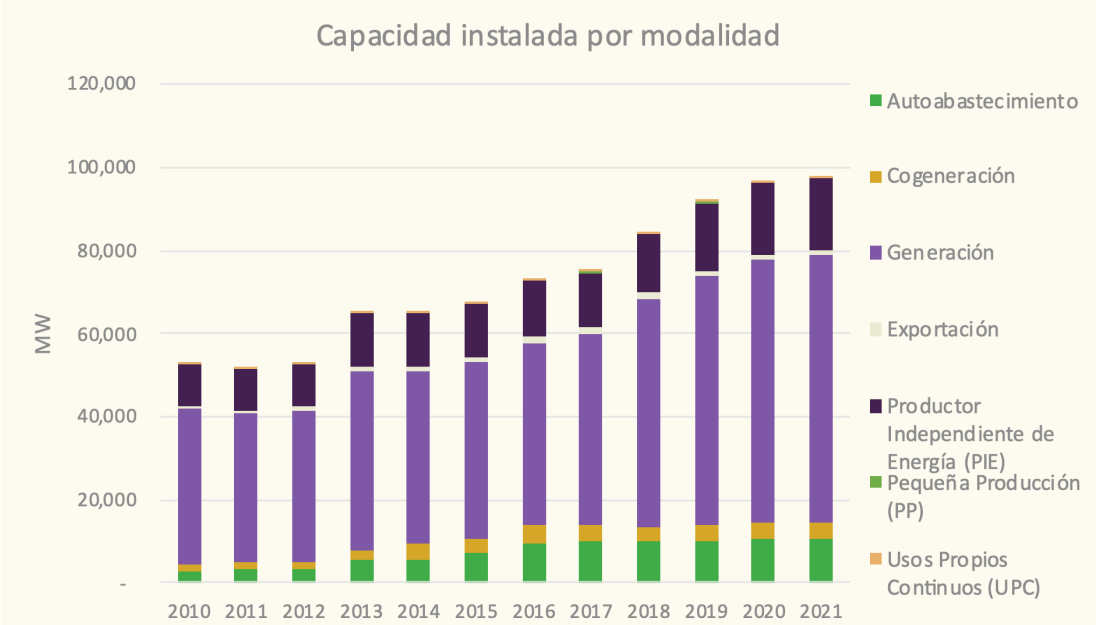
Fuente: elaboración propia con información de SENER (2015, 2016, 2017, 2018, 2022b) y CRE (2022b).

En cuanto a la modalidad de los permisos otorgados para la operación de las centrales eléctricas, predominan los permisos de generación, los cuales han abarcado más del 60% de la capacidad instalada. Entre los años 2010 y 2021, se observó un incremento del 73%, al pasar de 37.19 GW a 64.26 GW. En el mismo periodo, los permisos de autoabastecimiento subieron en un 376%, pues en 2010 había 2.83 GW pero en 2021 se llegó a 10.62 GW, con lo que alcanzaron el primer lugar en cuanto a crecimiento de capacidad instalada por tipo de permiso. La capacidad en operación mediante permisos de cogeneración también creció considerablemente, pasando de 1.69 GW a 4.05 GW, es decir, un aumento del 240%. Por su parte, los permisos concedidos en la modalidad de Productor Independiente de Energía (PIE) se elevaron en un 69% (10.22 GW en 2010 a 17.27

GW en 2021). Esto los ubicó como la segunda modalidad con mayor participación en la matriz eléctrica durante todo el periodo de 2010 a 2021.

En la Figura 10 se muestra la evolución de la capacidad instalada en todas las modalidades en operación para el periodo 2010-2021.

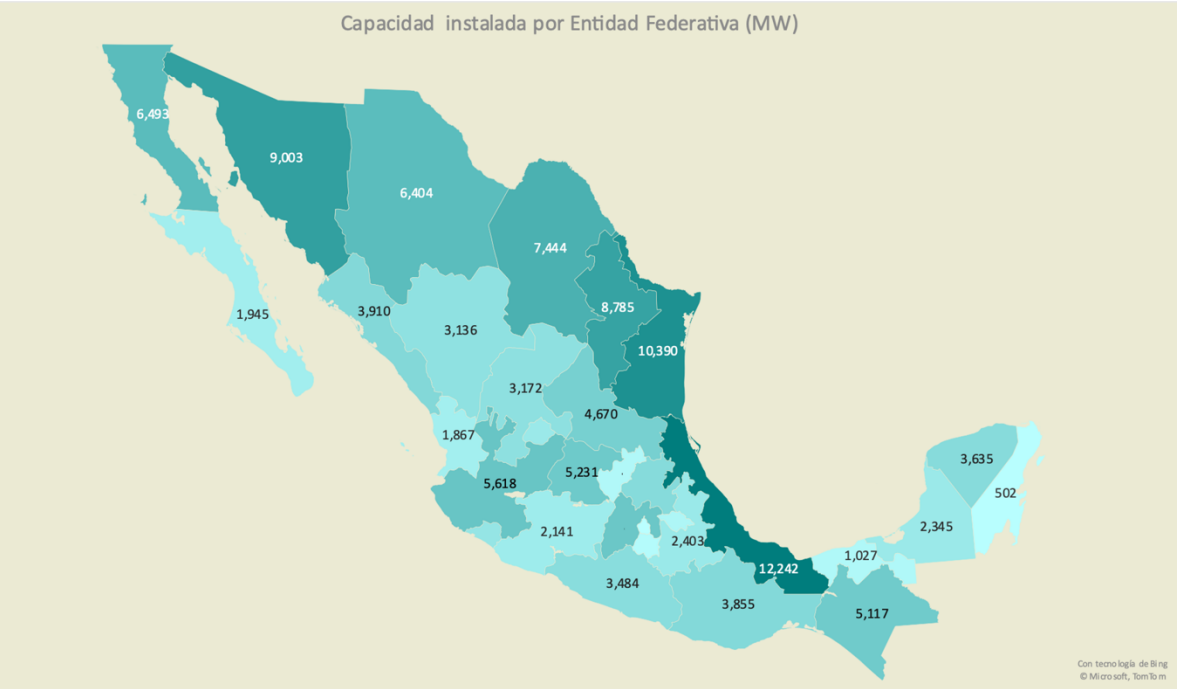
Figura 10. Evolución de la capacidad instalada por modalidad



Fuente: elaboración propia con información de SENER (2015, 2016, 2017, 2018, 2022b) y CRE (2022b).

Por último, es importante analizar la distribución de la capacidad instalada a través de la geografía mexicana. Como se puede observar en la Figura 11, los estados del norte del país, junto con el estado de Veracruz, concentran el 43% de la capacidad instalada en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Además, algunos núcleos poblacionales de la zona central y peninsular concentran grandes demandas de electricidad. Este hecho ha venido provocando la congestión de algunas líneas de transmisión desde hace varios años, como, por ejemplo, la línea que conecta la península de Yucatán con el resto del SIN.

Figura 11. Capacidad instalada por entidad federativa (cifras en GW).



Fuente: elaboración propia con información de CRE (2022a)

7.1.3 Generación

La evolución de la generación centralizada anual está directamente relacionada con los cambios en la matriz eléctrica y ha experimentado transformaciones considerables en los últimos diez años. En la Figura 12 se presenta la evolución de la generación bruta[9] por tecnología entre los años 2010 y 2021. La demanda y, consecuentemente, la generación bruta[10] han crecido a un ritmo significativo en los últimos años. La generación bruta pasó de 245 TWh en 2010 a 333 TWh en 2021 (TMCA del 3.1%). Por otro lado, se observa un comportamiento de reducción progresiva en la generación de las tecnologías con menor costo-efectividad, a saber, la carboeléctrica y termoeléctrica convencional. Esta situación se debe al despacho económico aplicado como consecuencia de la modificación del marco regulatorio en 2014. En 2013, las centrales carboeléctricas contribuyeron con el 11%

[9] La generación bruta es el total de energía eléctrica generada por una central eléctrica. Si a ella se le descuentan la cantidad de energía usada por la propia planta, se tiene la generación neta, misma que se contabiliza como la energía inyectada a la red eléctrica.

[10] Esto se debe a que la demanda y la generación deben de igualarse en todo momento.

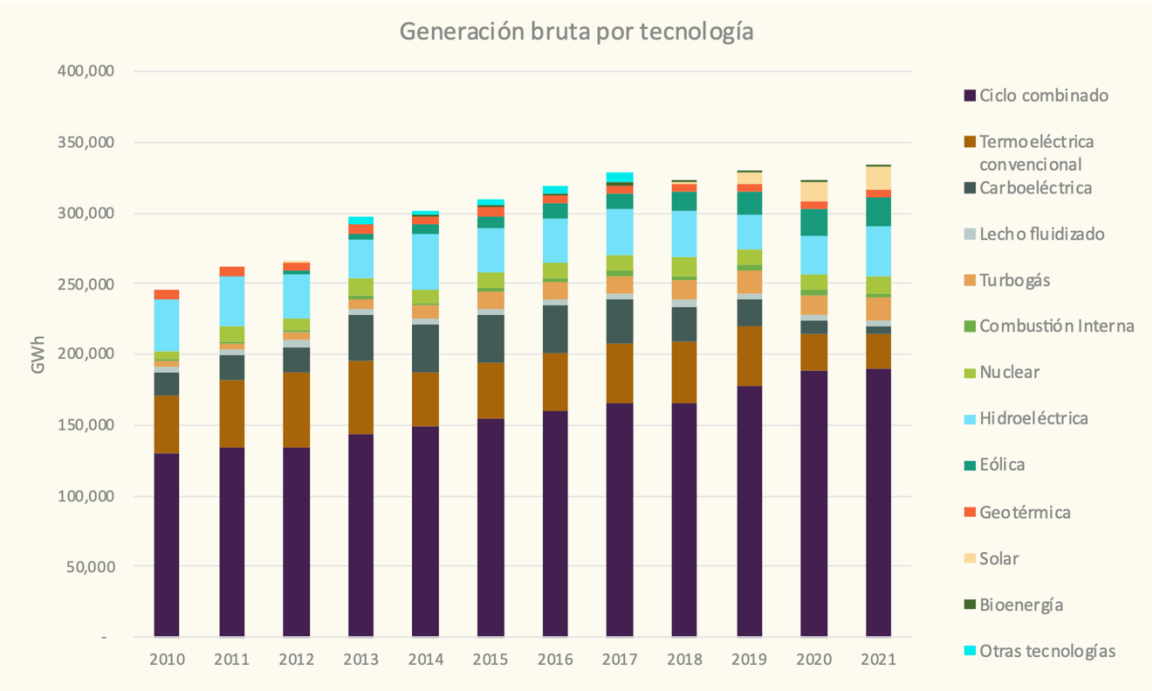
de la generación neta total del SEN, mientras que las termoeléctricas convencionales representaron el 16.9%. En 2021, los porcentajes llegaron a 2.7% y 7.2%, respectivamente.

La entrada de generación renovable —nuevas centrales eólicas y solares— ha desplazado a las centrales con tecnología carboeléctrica y termoeléctrica convencionales. Entre 2013 y 2021, la generación eólica pasó de aportar el 1.5% a la generación total hasta un 6.5%. De igual manera, la solar fotovoltaica pasó de 0.0% a 5.3% en este mismo periodo. Sin embargo, otras tecnologías fósiles también aumentaron su participación. El ciclo combinado pasó de 49.1% en 2013 a 57.0% en 2021, mientras que la tecnología de turbogás pasó de 2.5% a 5.0% en el mismo periodo.

La contribución de la energía nuclear se mantuvo relativamente estable durante el periodo estudiado, con el 3.2% y 4.3% de la generación total en 2013 y 2021, respectivamente. Por otro lado, la hidroeléctrica tuvo una participación variable entre 7.4% y 13.3% en función del recurso hídrico anual[11]. Por último, la contribución de la energía geotérmica se redujo de 2.0% a 1.3%, como consecuencia de que la generación de esta tecnología permaneció casi constante pero la demanda continuó creciendo.

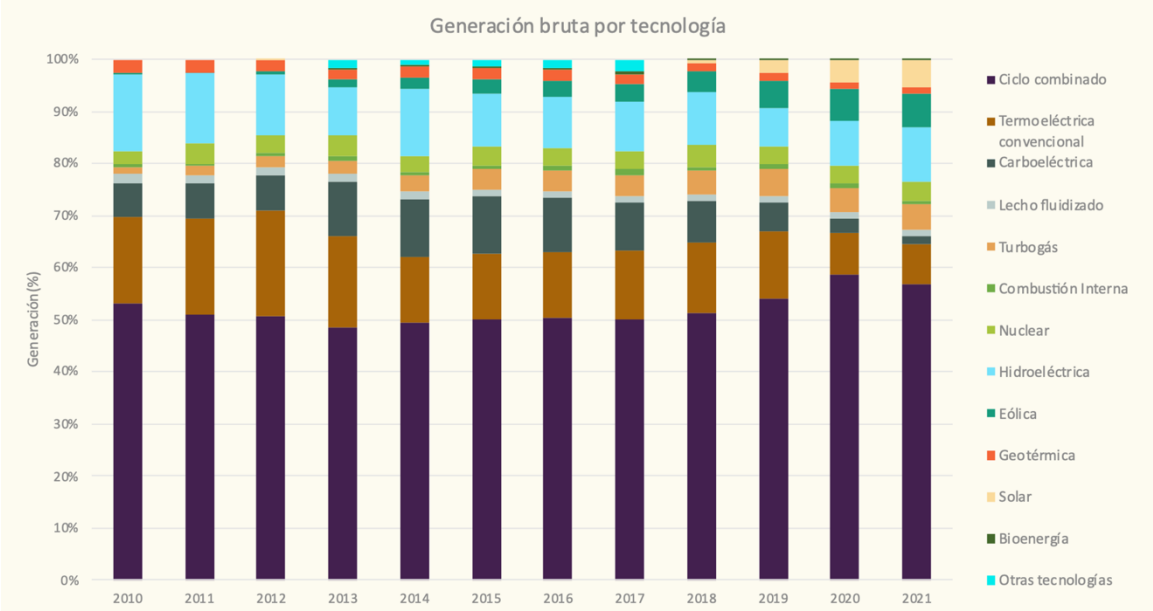
[11] Para mayor detalle de la variabilidad hidroeléctrica acudir a Anexo Estadístico.

Figura 12. Evolución de la generación bruta por tecnología (GWh)



Fuente: elaboración propia con información de SENER (2015, 2016, 2017, 2018, 2022b) y obtrenMX (ICM, n.d.).

Figura 13. Evolución de la generación bruta por tecnología (%).



Fuente: elaboración propia con información de SENER (2015, 2016, 2017, 2018, 2022b) y obtrenMX (ICM, n.d.).

7.1.4 Generación distribuida

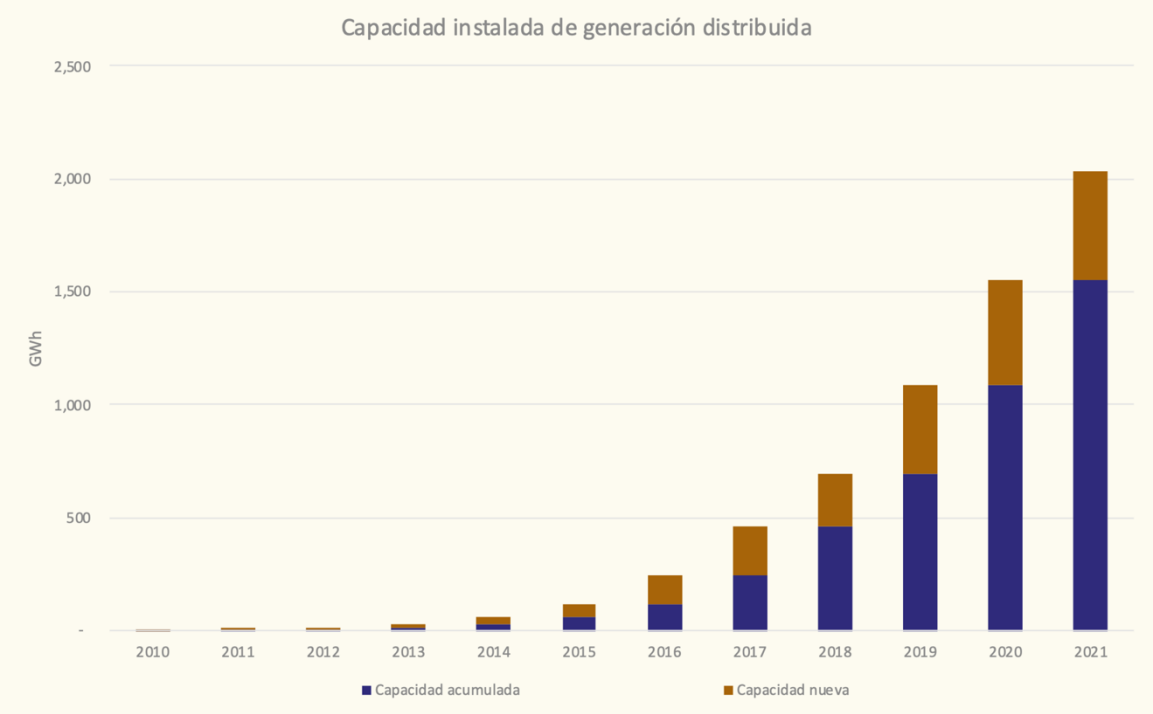
La Generación Distribuida (GD) es el esquema de participación en el SEN que permite que un usuario se convierta en generador a pequeña escala, bajo la figura de Generador Exento[12]. Los sistemas de generación bajo esta modalidad deben tener una capacidad instalada inferior a 500 kW, y menor o igual a la capacidad que pueden alojar los circuitos de distribución a los cuales se interconectan. Además, la Ley de Transición Energética (LTE) establece en el artículo 30, sección XX, que si la generación se realiza a partir de Energías Limpias se trata de Generación Limpia Distribuida (GLD). Como se puede apreciar en la Figura 14, la capacidad instalada en GD fue de 2,031.24 MW (2.03 GW) en 2021, con lo cual se alcanzó el mayor crecimiento anual histórico gracias a la instalación de 480.15 MW nuevos.

Dentro de las tecnologías empleadas en proyectos de GD, la solar fotovoltaica (GDFV) fue la tecnología dominante con un 99.20% de la capacidad instalada (2,015 MW) en 2021. El 0.8% restante 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.

El mapa mostrado en la Figura 15 refleja cómo se distribuye la capacidad GD instalada en el país. Jalisco es el estado con mayor capacidad (309.98 MW), seguido de Nuevo León (220.52 MW), Chihuahua (136.04 MW), el Estado de México (126.82 MW), Guanajuato (110.42 MW) y la Ciudad de México (109.93 MW).

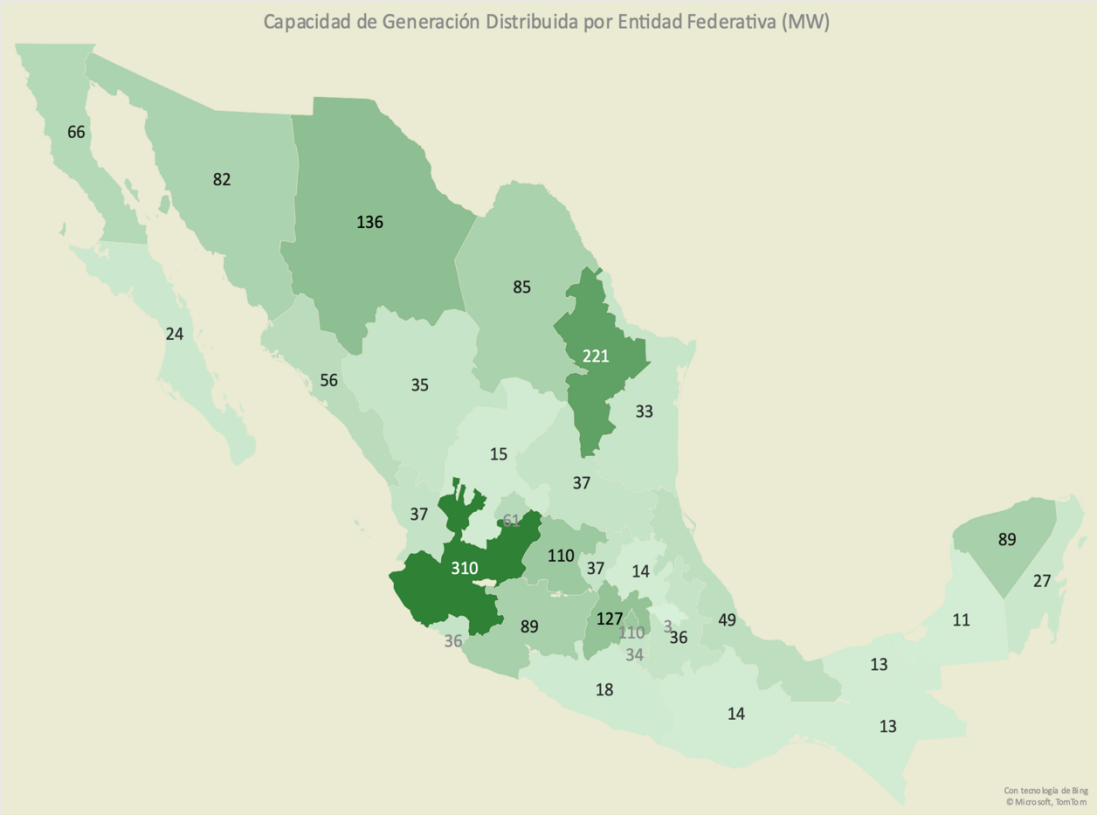
[12] *El generador exento es el propietario o poseedor de una o varias Centrales Eléctricas que no requieren ni cuentan con permiso para generar energía eléctrica en términos de esta Ley*. Artículo 3, sección XXV de la Ley de la Industria Eléctrica (Congreso General de los Estados Unidos Mexicanos, 2014).

Figura 14. Evolución de la capacidad instalada en Generación Distribuida.



Fuente: elaboración propia con información de CRE (2022b).

Figura 15. Capacidad instalada de Generación Distribuida por entidad federativa.



Fuente: elaboración propia con información de CRE (2022b).

7.1.5 Eficiencia energética

La eficiencia energética (EE) se refiere a todas aquellas acciones que permiten reducir el consumo energético sin afectar la satisfacción de las necesidades de las personas, servicios o cualquier actividad desarrollada. Estas acciones se reconocen como un factor clave para reducir las emisiones generadas dentro de cualquier región o país, pues tienen un impacto directo sobre el crecimiento de la demanda energética, y, al mismo tiempo, proveen beneficios adicionales. Por una parte, se han reconocido los beneficios económicos asociados con la reducción en la cantidad de energía necesaria para la realización de algún procedimiento o actividad; por otra, se puede esperar una mejora en la calidad del aire al aprovechar en mayor proporción el energético utilizado; además, la EE un elemento fundamental en el establecimiento de rutas de descarbonización como una de las estrategias con menor costo (CEPAL, 2018; COEES, 2021; IEA, 2021).

A partir de los años 80 del siglo pasado, se han puesto en marcha diversos programas, estrategias y acciones que han permitido mejorar notablemente la eficiencia energética de los diferentes sectores que conforman a la economía mexicana.

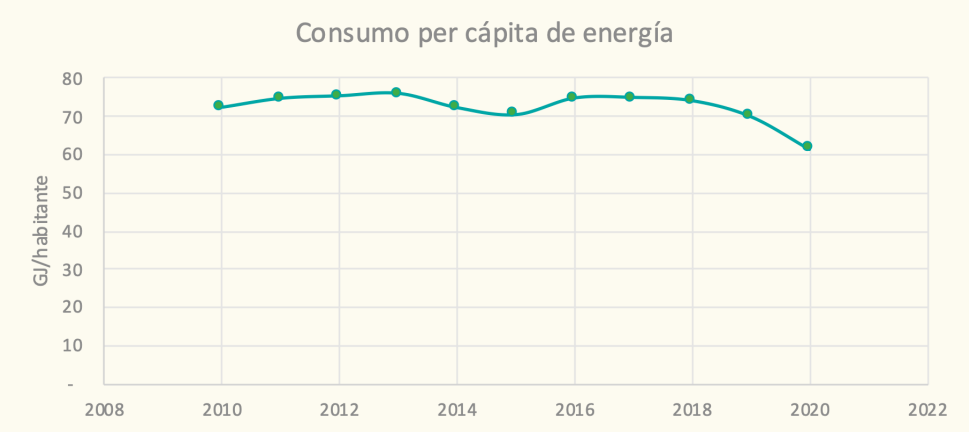
De acuerdo con CEPAL (2018), en términos generales, las instituciones involucradas la formulación de los instrumentos que conforman el contexto actual de la eficiencia energética han tomado como base tres ejes:

1. Normalización de productos, sistemas y tecnologías.
2. Programas de apoyo a usuarios finales.
3. Difusión de información y mejores prácticas de consumo.

Las primeras Normas Oficiales Mexicanas de Eficiencia Energética (identificadas con la nomenclatura NOM-ENER) surgieron a inicios de la década de 1990 y entraron en vigor por vez primera en 1995. Posteriormente, se han actualizado y generado diversos fondos y programas que para establecer nuevas metas y objetivos de eficiencia energética alineados con el marco jurídico vigente. En relación con esto, uno de los eslabones más relevantes en el establecimiento de la política nacional vinculada con la EE a mediano y largo plazo es la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios.

Como parte del monitoreo y seguimiento del estado de la eficiencia energética dentro del país se han establecido algunos indicadores de eficiencia energética que relacionan la cantidad de energía utilizada con el desarrollo de alguna actividad. Entre estos, dentro del Sistema de Información Energética (SIE), se encuentra el consumo de energía total per cápita, el cual ha tenido una tasa media de crecimiento anual (TMCA) de -1.46% entre los años 2010 y 2020, al pasar de 72.39 GJ/h a 61.58 GJ/h, como se puede observar en la siguiente figura.

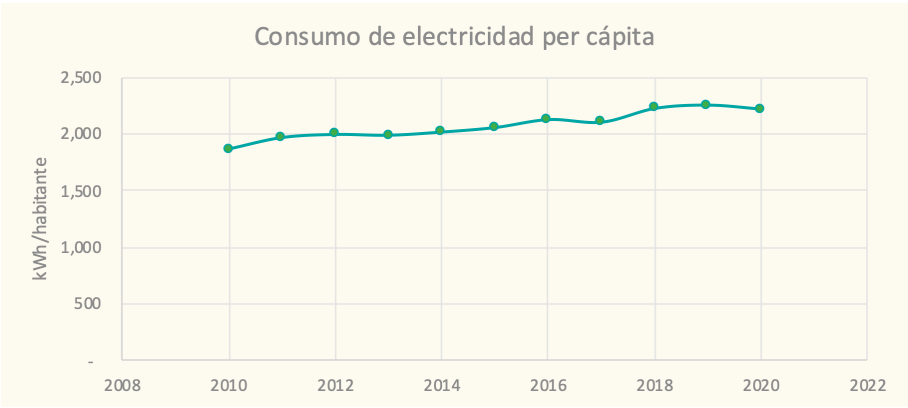
Figura 16. Consumo de energía per cápita.



Fuente: elaboración propia con datos del SIE (SENER, 2022b).

Sin embargo, a diferencia del consumo total de energía, el consumo de energía eléctrica per cápita ha incrementado en la última década. Entre 2010 y 2020, pasó de 1,862 kWh a 2,200 kWh por habitante, es decir, creció a una TMCA de 1.61%.

Figura 17. Consumo per cápita de energía eléctrica.

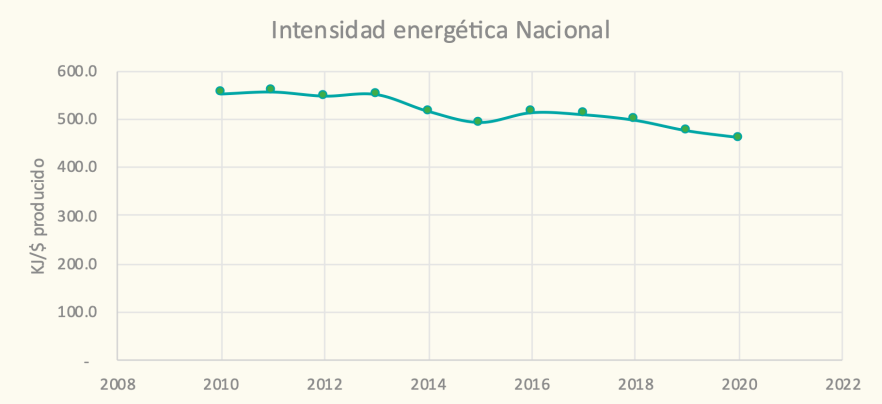


Fuente: elaboración propia con datos del SIE (SENER, 2022b).

La intensidad energética expresa la cantidad de energía que requiere un país para poder generar un peso del Producto Interno Bruto (PIB), por lo que se considera el indicador de eficiencia energética de mayor comparabilidad a nivel internacional. En el caso de México, se ha observado una reducción de 1.63% promedio anual entre 2010 y 2020, pues al inicio del periodo la intensidad energética fue de 553.33 KJ/$, mientras que en 2020 se llegó hasta 461.71 KJ/$. Esto significa que en la actualidad se utiliza una menor cantidad de energía para generar una unidad

monetaria, es decir, la producción de una unidad del PIB se ha vuelto energéticamente más eficiente.

Figura 18. Intensidad energética nacional



Fuente: elaboración propia con datos del SIE (SENER, 2022b).

7.1.6 Costos

7.1.6.1 Costos de capital

Los costos de capital para la instalación de nuevas centrales (Lazard 2012-2021) han variado notablemente en la última década, especialmente los de las tecnologías renovables variables. La Figura 19 muestra la evolución del margen superior e inferior de costos de inversión para las distintas tecnologías de generación. Los costos de inversión para las centrales solares fotovoltaicas han disminuido más de un 50% en 9 años, al pasar de entre 2,000 y 2,750 USD/kW en 2012 a valores entre 800 y 950 USD/kW en 2021. De igual manera, los costos de capital de la eólica terrestre se redujeron más del 30%, con costos de entre 1,500 y 2,000 USD/kW en 2012 a un rango entre 1,025 y 1,350 USD/kW en 2021.

Otras tecnologías renovables como la geotérmica han pasado por una relativa estabilidad en cuanto a costos de inversión en los últimos diez años. El límite inferior pasó de 4,600 USD/kW en 2012 a 4,325 USD/kW en 2021. La solar térmica, por su parte, experimentó fuertes fluctuaciones en el periodo y el costo de 2021 (6,000-9090 USD/kW) superó al de 2012 (5,600-7,300 USD/kW).

En lo que respecta a la tecnología nucleoeléctrica, sus costos de inversión han tenido un crecimiento progresivo en la última década, especialmente a partir de 2018. Estos costos aumentaron de entre 5,385 y 8,199 USD/kW en 2012 a entre 7,800 y 12,800 USD/kW en 2021.

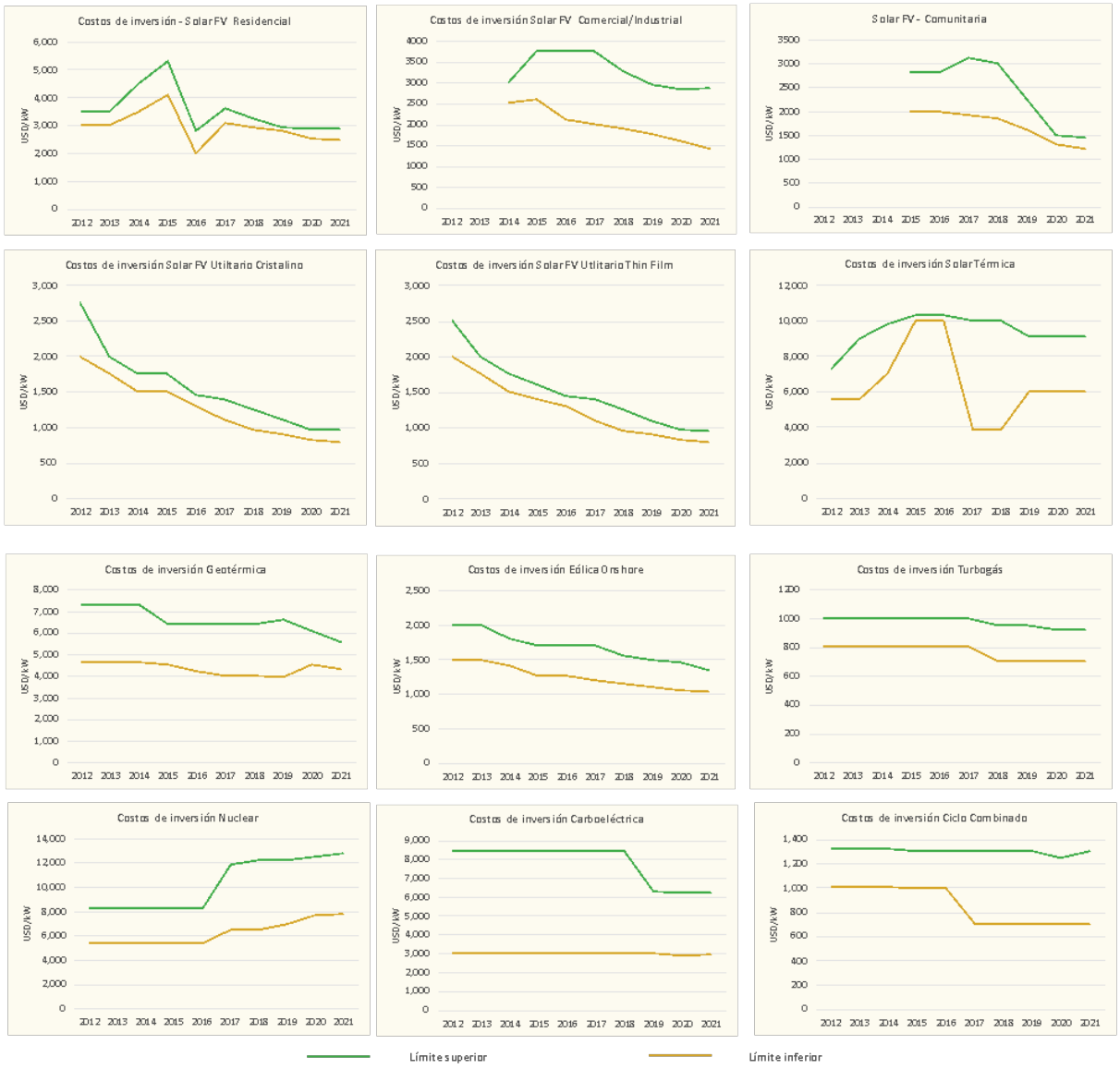
Por último, los costos de capital de las tecnologías basadas en combustibles fósiles han presentado una ligera reducción general en la última década. El costo de capital de las centrales turbogás se redujo de entre 800 y 1,000 USD/kW en 2012 a entre 700 y 925 USD/kW en 2021. De igual manera, el del ciclo combinado lo hizo del rango de 1,006 a 1,318 USD/kW en 2012, a entre 700 y 1,300 USD/kW. Asimismo, los costos de capital de la carboeléctrica se redujeron de entre 3,000 y 8,400 USD/kW a entre 2,950 y 6,225 USD/kW.

7.1.6.2 Costos de operación y mantenimiento

Por otra parte, los costos fijos de operación y mantenimiento de las distintas tecnologías ya mencionadas también han experimentado fluctuaciones en la última década, como se puede ver en la Figura 20; aunque, en general, han sido menos significativas que las de los costos de capital.

En la actualidad, las tecnologías que presentan los costos fijos de operación y mantenimiento más bajos son la solar FV escala utilitaria (9.5-13.5 USD/kW/año), la turbogás (7.0-21.3 USD/kW/año) y el ciclo combinado (15.0-18.0 USD/kW/año).

Figura 19. Evolución de costos de inversión por tecnología



Fuente: elaboración propia con información de LAZARD (2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021.

Figura 20. Evolución de costos fijos de O&M por tecnología.



Fuente: elaboración propia con información de LAZARD (2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021.

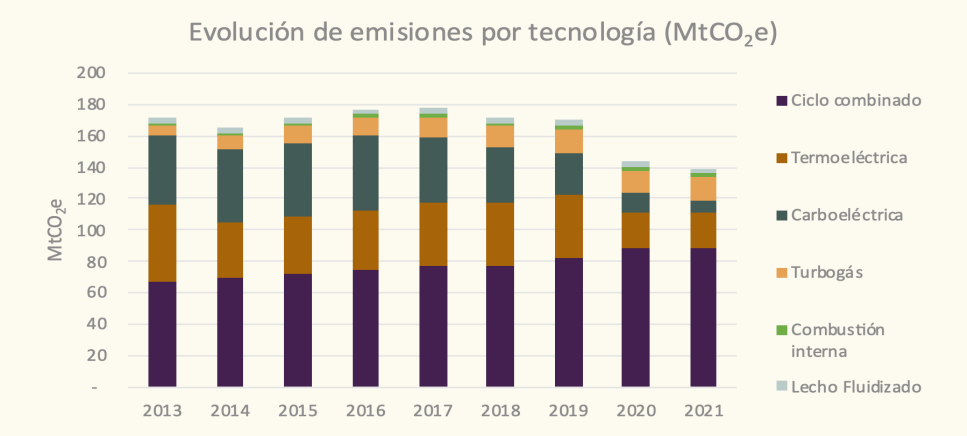
7.1.7 Emisiones

Las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) derivadas de las actividades de generación de energía eléctrica se han reducido progresivamente en la última década. Este comportamiento 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. La Figura 21 muestra la evolución de las emisiones totales anuales del sector eléctrico entre los años 2013 y 2021, así como la procedencia, por tecnología, de las mismas[13]. Como se puede apreciar, la reducción de emisiones ha sido constante desde el año 2016, cuando se emitieron 177.5 $MtCO_2e$, hasta llegar a 139.2 $MtCO_2e$ en 2021. Se ha conseguido, por tanto, una reducción del 21.6% pese al incremento de la demanda eléctrica (ver Figura 22).

[13] 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.

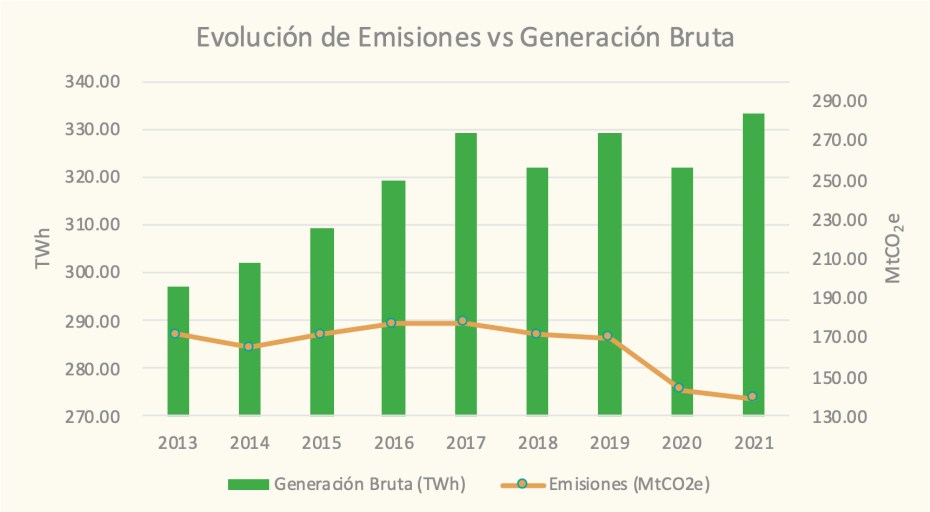
Regresando a la Figura 21**,** se puede observar que la reducción de emisiones proviene principalmente del decremento de la producción en las centrales carboeléctricas y termoeléctricas convencionales. Adicionalmente, la evolución de las emisiones de GEI individuales (dióxido de carbono, metano y óxido nitroso) se presenta en la Figura 23, Figura 24 y Figura 25, respectivamente.

Figura 21. Evolución de las emisiones de GEI del SEN.



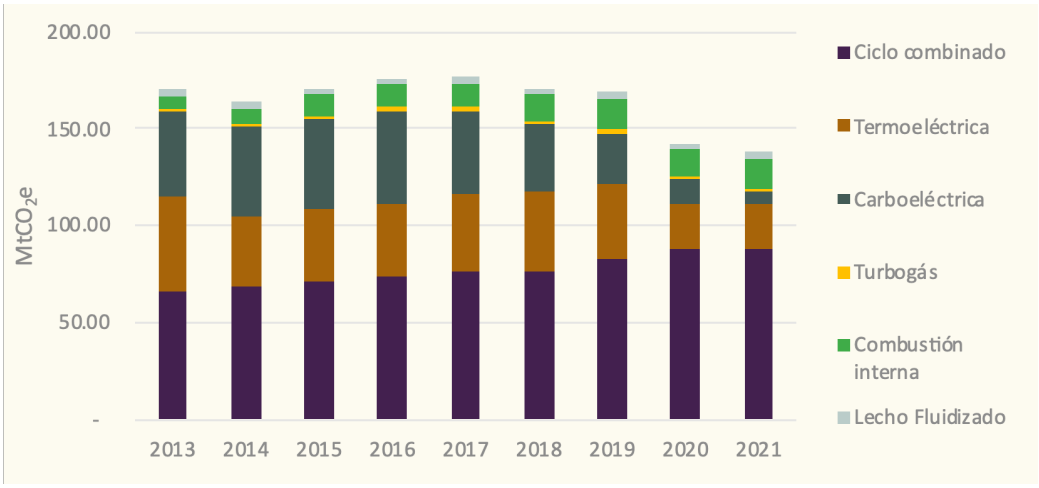
Fuente: elaboración propia con información de SENER (2015, 2016, 2017, 2018 , obtrenMX (ICM, n.d.), DOF (2015), SEMARNAT-INECC(2014) e IPCC (2006, 2021).

Figura 22. Evolución de emisiones y generación bruta.



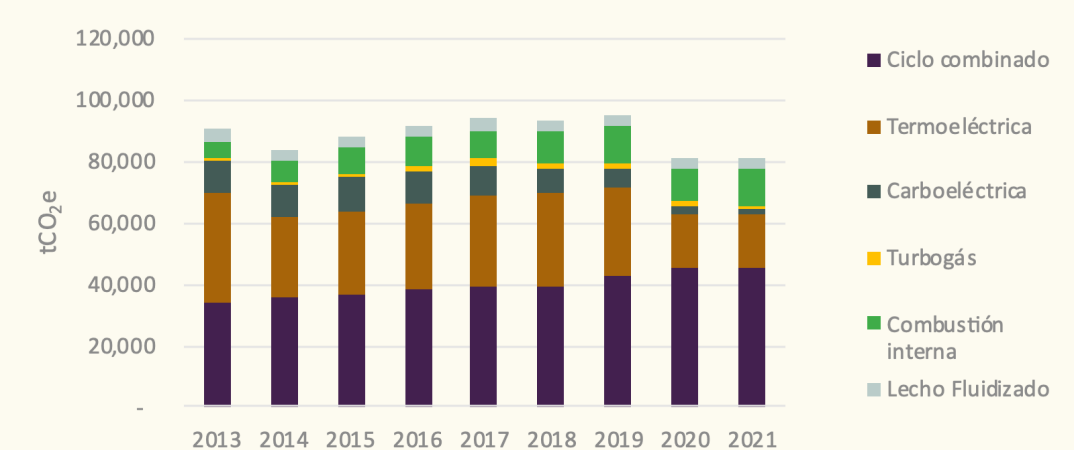
Fuente: elaboración propia con información de SENER (2015, 2016, 2017, 2018), PIIRCE (SENER, 2018a) , obtrenMX (ICM, n.d.), SEMARNAT-INECC(2014), IPCC (2006), SEMARNAT (2015, 2016, 2017, 2021, 2022a) y CRE (2018, 2019, 2020).

Figura 23. Evolución de emisiones de dióxido de carbono.



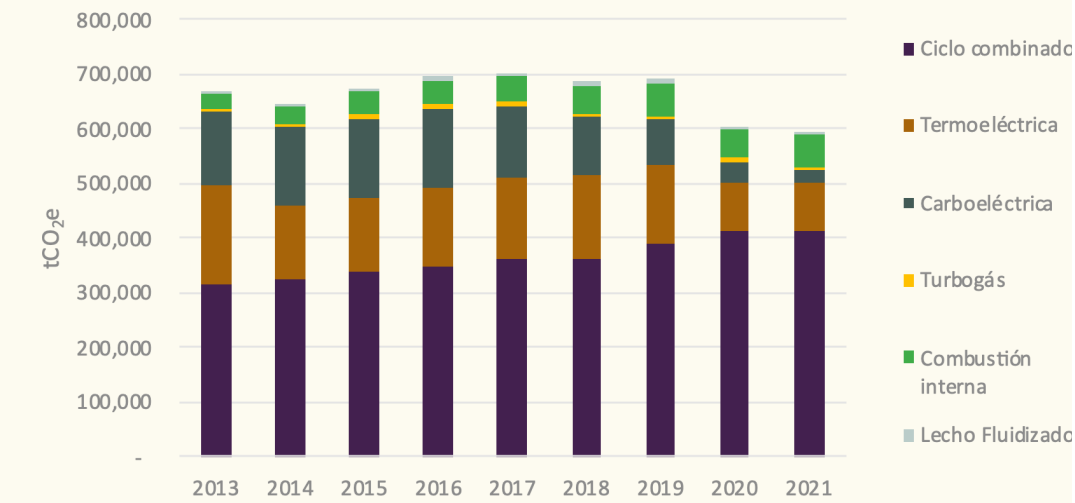
Fuente: elaboración propia con información de SENER (2015, 2016, 2017, 2018), PIIRCE (SENER, 2018a) , obtrenMX (ICM, n.d.), SEMARNAT-INECC(2014) e IPCC (2006).

Figura 24. Evolución de emisiones de metano.



Fuente: elaboración propia con información de SENER (2015, 2016, 2017, 2018), PIIRCE (SENER, 2018a) , obtrenMX (ICM, n.d.), SEMARNAT-INECC(2014) e IPCC (2006, 2021).

Figura 25. Evolución de emisiones de óxido nitroso.



Fuente: elaboración propia con información de SENER (2015, 2016, 2017, 2018), obtrenMX (ICM, n.d.), DOF (2015), SEMARNAT-INECC(2014) e IPCC (2006).

7.1.7.1 Metodología y supuestos de entrada

El presente estudio está enfocado en determinar el impacto generado por una serie de medidas de mitigación sobre sector eléctrico, medidas alineadas a una NDC que incremente la ambición de México para mitigar el cambio climático. Para cumplir con tal objetivo, se partió del análisis de la evolución del sector eléctrico en la última década, considerando el comportamiento de la demanda, capacidad, generación y costos asociados a la inversión de capital para diferentes tecnologías, así como para la operación y mantenimiento del sistema eléctrico. Asimismo, se incluye una evaluación del progreso de la eficiencia energética a nivel nacional, tomando en cuenta la evolución de indicadores como la intensidad energética, el consumo de energía y el consumo eléctrico per cápita.

El comportamiento histórico del sector se usó para establecer una línea base sobre el cual se harán las comparaciones de emisiones evitadas por la implementación de medidas. Este escenario, o línea base, se construyó a partir de diversos supuestos en cuanto a la demanda y pérdidas en transmisión y distribución, así como adiciones de capacidad a la matriz energética que se reportan en planes de instalación vigentes al año 2021. El año base del escenario tendencial se fijó en 2021, a partir del cual se proyectaron los datos hasta 2030.

Posteriormente se realizó la búsqueda y selección de medidas. Con base en el análisis del sector, se escogieron las medidas con mayor relevancia. Las medidas fueron categorizadas conforme a la tipología y etapa en donde se propone su implementación. Por una parte, se caracterizaron aquellas medidas aplicables a las etapas de generación, transmisión y distribución, repartidas en cuatro categorías: eficiencia del sistema; reducción de pérdidas en transmisión y distribución; mecanismos para el impulso de las energías renovables; y flexibilidad, almacenamiento y otros vectores de energía de la energía eléctrica. Para el caso de la etapa de consumo, se establecieron medidas de eficiencia energética aplicables a los sectores de consumo residencial, comercial y servicios, agropecuario y público. Cada una de estas medidas se encuentra determinada por los usos finales específicos de cada sector, así como del estado actual de estos y la disponibilidad del nivel de información necesaria para su estimación.

Finalmente, se plantearon dos escenarios de aplicación de medidas de mitigación: no condicionado, condicionado. En ellos, se modificó el alcance de cada una de las medidas conforme al logro de compromisos determinados por cada escenario.

7.2 Línea base

El escenario de línea base se elaboró a partir de las proyecciones de los distintos instrumentos de planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y considerando la información pública disponible para el año base 2021.

7.2.1 Demanda eléctrica hacia 2030

El escenario de planeación del PRODESEN 2022-2036 (SENER, 2022c) muestra una proyección de la demanda del SEN a una tasa media de crecimiento anual (TMCA) de 2.7% (ver Tabla 7). Esta estimación se tomó como referencia para las proyecciones del escenario de línea base del presente ejercicio. Debido a que el crecimiento de la demanda eléctrica no es homogéneo en todas las regiones del país, la TMCA del escenario de planeación se ajustó de forma iterativa para cada región de manera que el crecimiento conjunto de todas las regiones se mantuvo en el 2.7% con el objetivo de respetar lo proyectado por SENER.

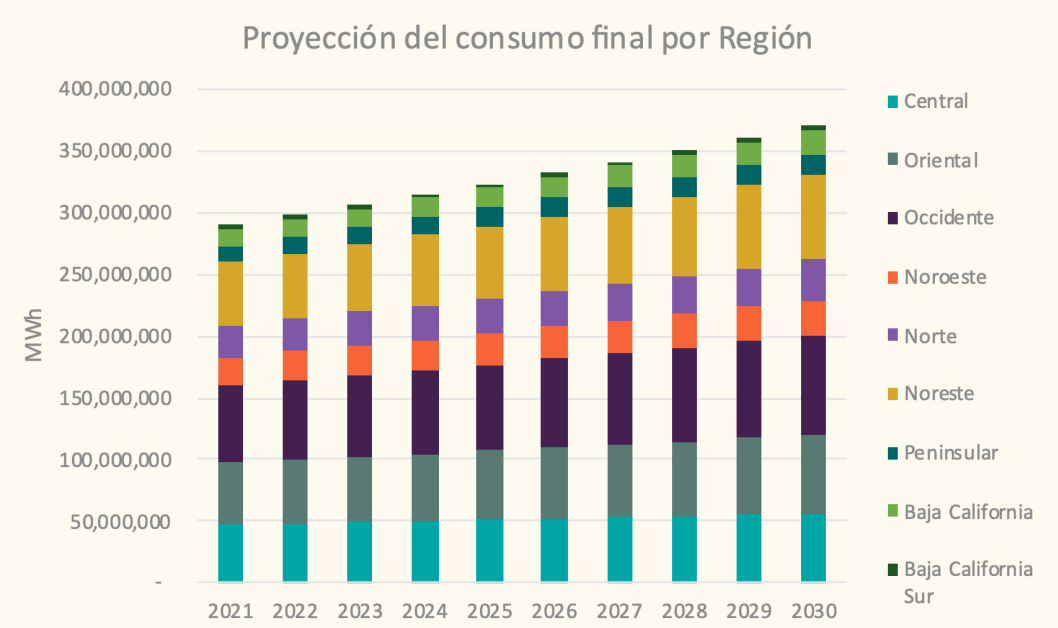
Tabla 7. Escenarios de tasa de crecimiento de la demanda eléctrica del SEN.

Tasa de crecimiento promedio de la demanda del sen por sistema y gerencia de control regional (%)			
	ALTO	PLANEACIÓN	BAJO
SEN	3.2	2.7	2.3
SIN	3.1	2.7	2.2
Central	2.4	2.0	1.6
Oriental	2.8	2.5	2.0
Occidental	3.4	2.9	2.4
Noroeste	3.1	2.5	2.1
Norte	3.0	2.5	2.0
Noreste	3.6	3.1	2.6
Peninsular	4.2	3.8	3.5
Baja California	3.7	3.1	2.6
Baja California Sur	3.8	3.5	3.2
Mulegé	2.3	2.1	2.0

Fuente: SENER (2022).

Bajo estas consideraciones, el consumo final del SEN en 2030 alcanzaría los 370,991 GWh, lo que significa un incremento de 53,338 GWh respecto al consumo total de 2021. El 61.22% de este incremento se concentra en las tres regiones de mayor consumo: Oriental, Occidental y Noreste. La cuarta región con mayor consumo, la Central, presenta la menor TMCA de la demanda, lo que conlleva que disminuya su participación en más de un punto porcentual en el consumo final nacional, reduciéndose de 16.23% a 15.19% a 2030.

Figura 26. Proyección del consumo final por región de control.

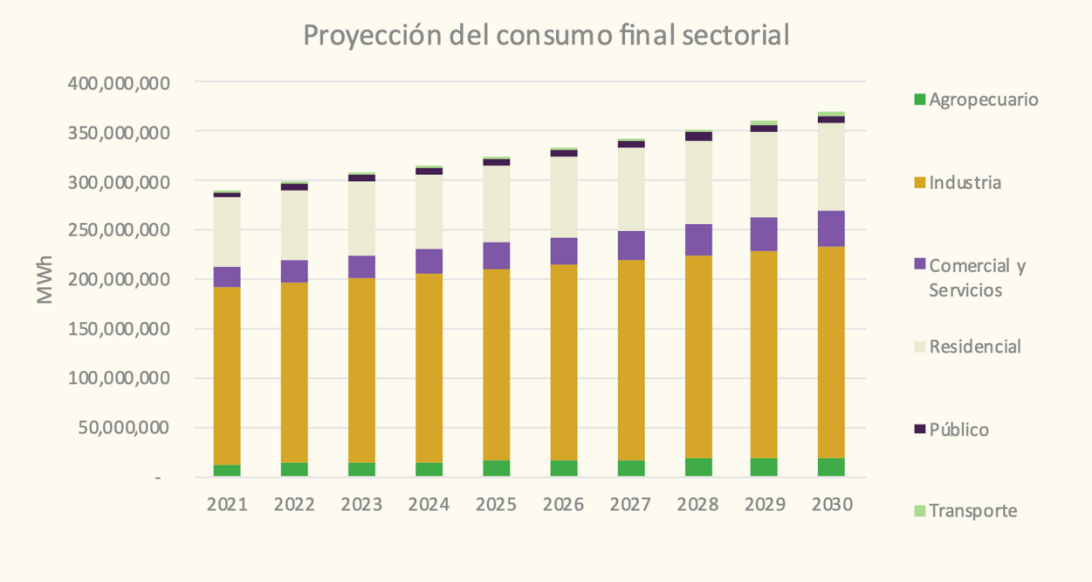


Fuente: elaboración propia con información de SENER (2022) y obtrenMX (ICM, s.f.).

Al igual que en el aspecto geográfico, el crecimiento del consumo por sectores de la economía presenta distintas tasas de crecimiento para cada uno. Para proyectar el consumo sectorial, se tomó como base la TMCA de 2011 a 2019[14]; los sectores público e industrial presentan las menores tasas de crecimiento anual, con 1.72% y 1.98%, respectivamente. En seguida, se encuentran el sector residencial (2.89%), el sector agropecuario (4.25%) y el sector comercial y servicios (6.09%). El sector con un mayor incremento en el consumo eléctrico es el sector transporte, derivado de la transición hacia la movilidad eléctrica. Este último presenta una TMCA de 15.38%, de manera que en 2030 alcanzaría el 1.25% del consumo final de electricidad.

[14] No se consideraron los años 2020 y 2021, dado el impacto que tuvo la pandemia en los patrones de consumo, y la distorsión que provocan ambos años para evaluar la tendencia inercial de cada sector.

Figura 27. Proyección de la demanda del SEN por sector de consumo.

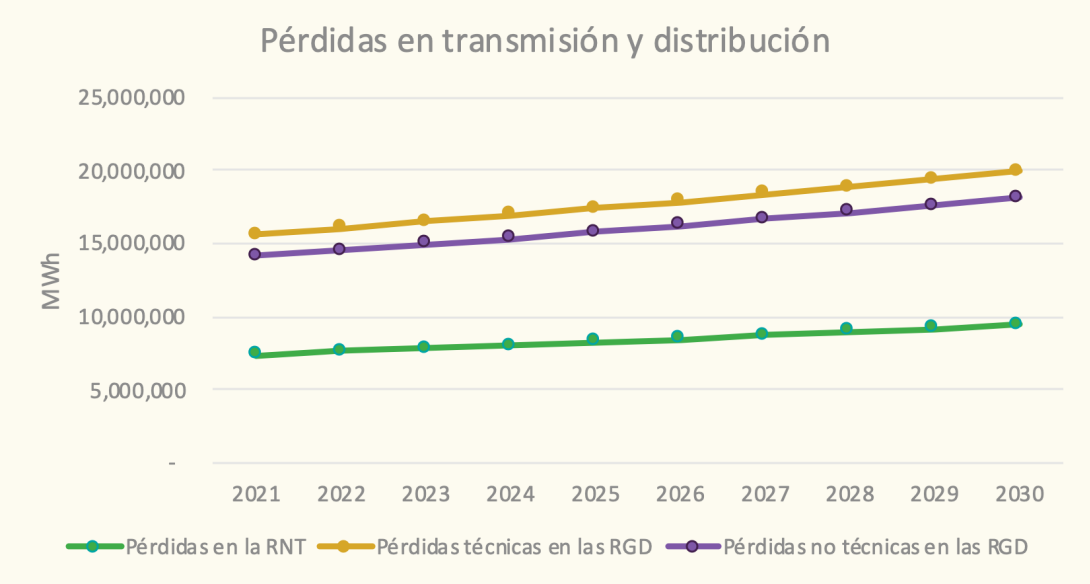


Fuente: elaboración propia con información de SENER (2022), BNE (2020), CRE (s.f.), CFE (2022), obtrenMX (ICM, s.f.) y CRE (2022).

7.2.2 Pérdidas en transmisión y distribución

Además de la demanda, la proyección de las pérdidas en transmisión y distribución eléctrica es necesaria para evaluar el desarrollo del SEN. Para trazar el crecimiento a lo largo del periodo evaluado, se tomó como base la información reportada por el CENACE sobre pérdidas en transmisión, pérdidas técnicas en distribución y pérdidas no técnicas en distribución para el año base 2021 (datos obtenidos a través de la plataforma obtrenMX (ICM, s.f.)). Dado que en las últimas ediciones de los instrumentos de planeación del SEN no se reportan inversiones en la modernización y ampliación de la Red Nacional de Transmisión (RNT) ni de las Redes Generales de Distribución (RGD), así como tampoco estrategias para la reducción de las pérdidas no técnicas, se asumió que los porcentajes de pérdidas se mantendrán constantes; incrementándose proporcionalmente al consumo final proyectado.

Figura 28. Proyección de pérdidas en transmisión y distribución.



Fuente: elaboración propia con información de obtrenMX (ICM, s.f.).

7.2.3 Instalación de generación distribuida

Por lo que respecta a la adición de capacidad instalada en modalidad de generación distribuida, se tomaron como referencia los valores proyectados por el PRODESEN (SENER, 2022c) 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 de poblaciones, hasta alcanzar la cifra de referencia. La Tabla 8 muestra la capacidad y generación distribuida proyectadas para el periodo de estudio.

Tabla 8. Proyección de capacidad y generación eléctrica bajo la modalidad de generación distribuida.

Evolución de la generación distribuida (MW y GWh)									
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Capacidad (MW)	2,520	3,009	3,498	3,987	4,476	4,965	5,647	6,329	7,011
Generación (MWh)	4,669	5,575	6,481	7,387	8,293	9,199	10,463	11,726	12,990

Fuente: elaboración propia con información de SENER (2022c).

7.2.4 Adición de capacidad

La proyección de adición de capacidad es esencial para evaluar el desarrollo futuro del SEN, ya que la incorporación progresiva de nueva capacidad determinará tanto la composición del parque de generación eléctrica en el horizonte de estudio, como los tipos de centrales disponibles para cubrir la demanda eléctrica, así como su tamaño y ubicación. En la línea base se integraron los datos de adición de capacidad reportados por las distintas fuentes oficiales: la SENER, la CRE y la CFE.

En el caso de la CFE, se usaron los datos del Plan de Negocios 2022-2026 (CFE, 2022), en el cual se reportan 31 adiciones de capacidad hasta 2025, considerando nuevas centrales y la repotenciación de centrales existentes. La capacidad total proyectada, de 9,949.8 MW, se distribuye de la siguiente manera:

- 11 proyectos de nuevas centrales de ciclo combinado representan el 70.57% de la adición de capacidad, con 7,021.4 MW.
- 3 centrales de combustión interna, del orden de 400 MW cada una, adicionan un total de 1,236.4 MW de capacidad, equivalente al 12.43% de la adición de capacidad.
- 3 centrales turbogás en Baja California y Baja California Sur, con una capacidad total de 373 MW, la cual constituye el 3.75% de la adición de capacidad.

Por consiguiente, el 86.74% de la nueva capacidad adicionada por la CFE serán centrales térmicas basadas en combustibles fósiles. Respecto a las tecnologías basadas en fuentes renovables y limpias, se plantean tres estrategias para la incorporación de 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.

Tabla 9. Proyectos propuestos en el Plan de Negocios de la CFE.

Nombre del proyecto	Estado	Entrada en operación	Capacidad (MW)	Fideicomiso
CCC Baja California Sur	Baja California Sur	2024	327	FMI
CTG Gonzalez Ortega	Baja California	2021	186	FMI
CCC Gonzalez Ortega	Baja California	2024	429	FMI
CCC San Luis Río Colorado	Sonora	2024	596	FMI
CCC Mérida	Yucatán	2024	500	FMI
CCC Yucatán	Yucatán	2024	752	FMI
CCC Tuxpan, Fase 1	Veracruz	2024	1086	FMI
Turbogás aeroderivadas en BCS	Baja California Sur	2021	187	FMI
CCC Salamanca	Guanajuato	2024	927	FPGC
CCC El Sauz II	Querétaro	2024	261	FPGC
CCC Manzanillo III	Colima	2025	348.6	FPGC
CCC Lerdo	Durango	2023	990	FPGC
CCC San Luis Potosí	San Luis Potosí	2024	804.8	FPGC
CCI Mexicali Oriente	Baja California	2022	430	FPGC
CCI Parque industrial	Sonora	2022	397.6	FPGC
CCI Guadalajara I	Jalisco	2023	408.8	FPGC
CG Humeros III, Fase B	Puebla	2023	25	FEL
CFV Puerto Peñasco, Fase I	Sonora	2022	210	FEL
CFV Puerto Peñasco, Fase II	Sonora	2024	210	FEL
CFV Puerto Peñasco, Fase III	Sonora	2026	290	FEL

CFV Puerto Peñasco, Fase IV	Sonora	2028	290	FEL
Repotenciación CH La Villita	Michoacán	2023	17.74	FEL
Mejora de eficiencia infiernillo	Guerrero	2024	66.54	FEL
Repotenciación CH Caracol	Guerrero	2023	33.27	FEL
Repotenciación de CH Zimapán	Hidalgo	2023	16.19	FEL
Mantenimiento CH Humaya	Sinaloa	2022	4.99	FEL
Eq. Hidroelectrico Amata	Sinaloa	2023	10	FEL
RM Angostura	Chiapas	2024	49.9	FEL
RM Malpaso	Chiapas	2024	59.88	FEL
RM Mazatepec	Puebla	2023	12.2	FEL
RM Peñitas	Chiapas	2023	23.29	FEL

Fuente: CFE (2022)[15]

En lo que concierne a la CRE, se tomaron en cuenta los proyectos de generación que actualmente disponen de un permiso de generación y se encuentran en estado de construcción[16] según lo reportado por el organismo, con un total de 6,364.9 MW.

[15] La capacidad estimada para cada proyecto se ha tomado de distintas fuentes (ver anexo metodológico) dado que en el Plan de Negocios de la CFE no están incluidos datos de capacidad de los proyectos entrantes.

[16] La CRE considera tres estados para los proyectos de generación: operación, construcción y por iniciar obras.

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 y 2026-2030[17].

La Tabla 10 muestra el resultado para la adición de capacidad por tecnología y año, producto de la suma de las tres fuentes previamente descritas. Cabe señalar un elemento importante en el conteo, pues, debido a que algunos proyectos se encuentran mencionados en más de una de estas fuentes, se cuidó evitar la duplicidad de datos.

Adicionalmente, es importante mencionar que en este cálculo no se consideraron retiros de centrales que hayan superado su vida útil, debido a que, desde el año 2018, no existen fuentes oficiales que incluyan un plan de retiro. También es conveniente destacar que, dado que las fuentes oficiales no aportan la información suficiente en cuanto a la ubicación de ciertas adiciones de capacidad, todas las adiciones de capacidad se desagregaron de forma regional, manteniendo las proporciones entre regiones de control del año base.

Tabla 10. Adición de capacidad por tecnología y año para el escenario tendencial

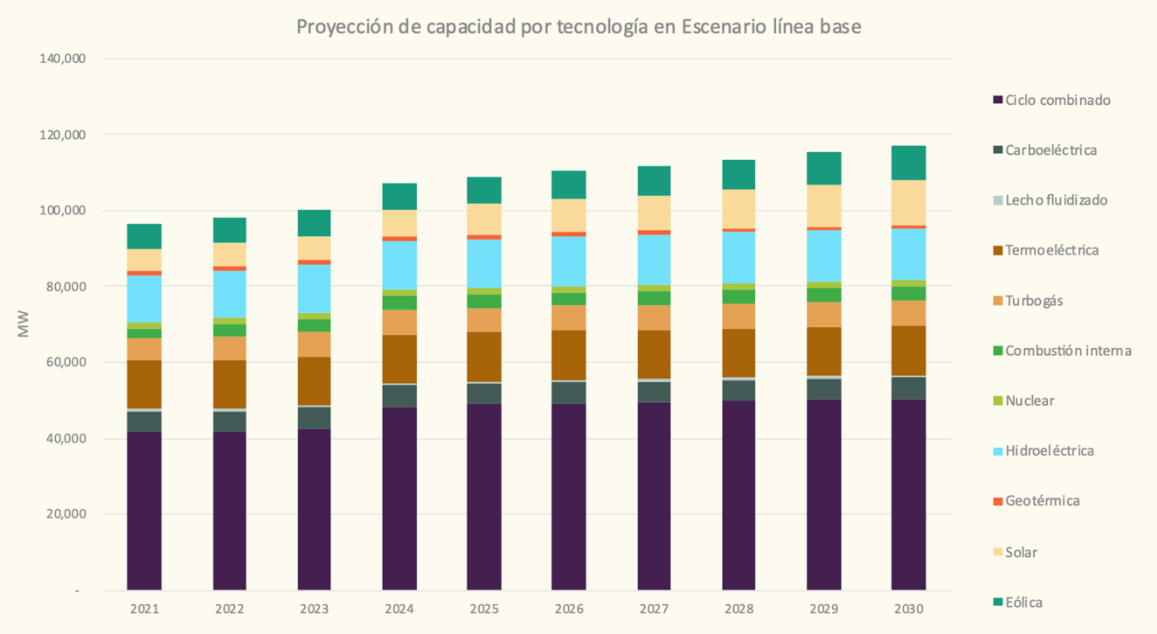
	TOTAL	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ciclo combinado	**8,872**		990	5,829	479	280	240	400	405	250
Carboeléctrica	**55**		55							
Termoeléctrica Convencional	**201**				46	156				
Turbogás	**483**	375		107	1					
Combustión interna	**1,507**	830	418	56	16	102	84			
Nuclear	**0**									
Hidroeléctrica	**972**	5	129	176	12	150	180	180	90	50
Geotérmica	**25**		25							
Solar	**7,432**	392	114	831	744	1,060	1,090	1,080	1,110	1,010
Eólica	**3,141**		155	138	448	580	360	580	300	580
TOTAL	22,689	1,603	1,887	7,137	1,746	2,328	1,954	2,240	1,905	1,890

Fuente: elaboración propia con información de CFE (2022a) , CRE (2022a) y SENER (2022c).

[17] Para más información respecto a los periodos de proyección basados en el PRODESEN 2022–2036, ver el anexo metodológico.

La Figura 29 muestra la proyección de la capacidad instalada por tecnología entre 2021 y 2030, teniendo en consideración las adiciones de capacidad mencionadas con anterioridad. De toda la capacidad adicionada en el periodo, un 43.2% corresponde a ciclos combinados, seguido de solar con 28.3% y de eólica con 12.5%. Como se puede apreciar, el crecimiento ocurre principalmente en ciclos combinados (+21.3%), combustión interna (+68.8%), solar fotovoltaica (+96.35%) y eólica (+39.85%).

Figura 29. Proyección de capacidad instalada por tecnología 2021-2030 en escenario línea base.



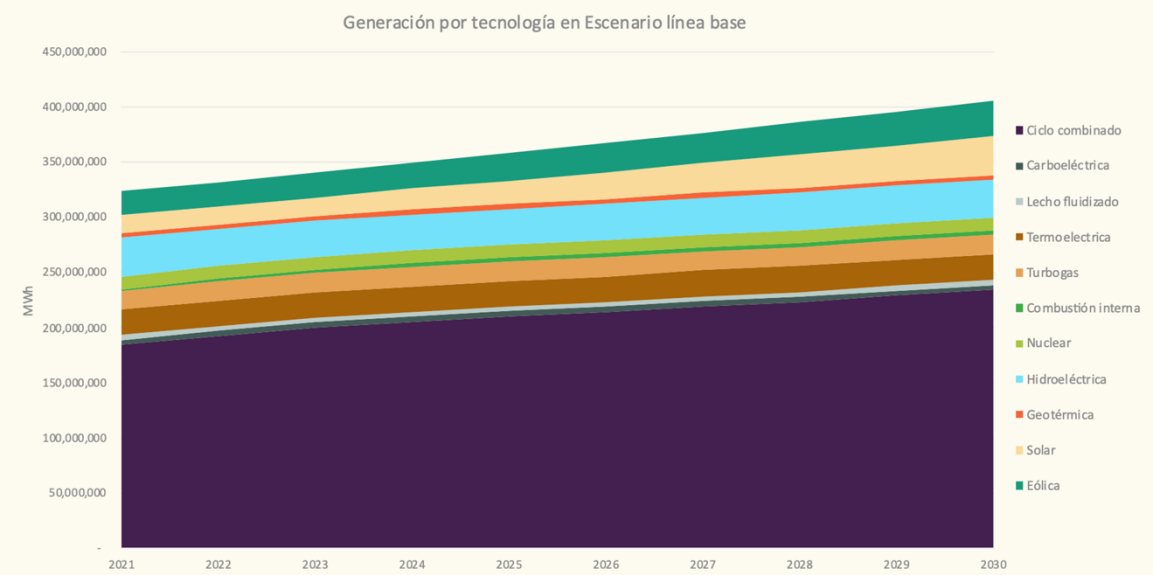
Fuente: elaboración propia con información de CFE (2022a) , CRE (2022a) y SENER (2022c).

7.2.5 Proyección de generación eléctrica por tecnología

Una vez obtenida la información descrita en secciones precedentes, se procedió a efectuar las simulaciones de operación del sistema eléctrico a través del software de modelación de sistemas eléctricos Balmorel (The Balmorel Open Source Project, 2022), desarrollado por el Doctor Hans Ravn de la Universidad Técnica de Dinamarca (DTU). En este caso, por tratarse del Escenario Línea Base, solo se establecieron como insumos las adiciones de capacidad anual por tecnología previamente descritas y no se permitió al modelo proponer otras adiciones por medio de la optimización económica. Sin embargo, sí se optimizó la

operación del sistema, es decir, la generación anual por tecnología, minimizando costos y respetando las restricciones del sistema (como la capacidad de los enlaces de transmisión, por mencionar un ejemplo). Los resultados obtenidos se muestran en la Figura 30. Como se puede apreciar, el aumento de la demanda es principalmente cubierto por las centrales de ciclo combinado, solar y eólicas. Las centrales termoeléctricas convencionales y carboeléctricas, por su parte, mantienen una generación relativamente constante debido a que, como se explicó anteriormente, no se cuenta con un plan de retiro, además de que existe la tendencia de mantener al mínimo el consumo de combustóleo y carbón[18].

Figura 30. Proyección de generación por tecnología 2021-2030 en escenario línea base.



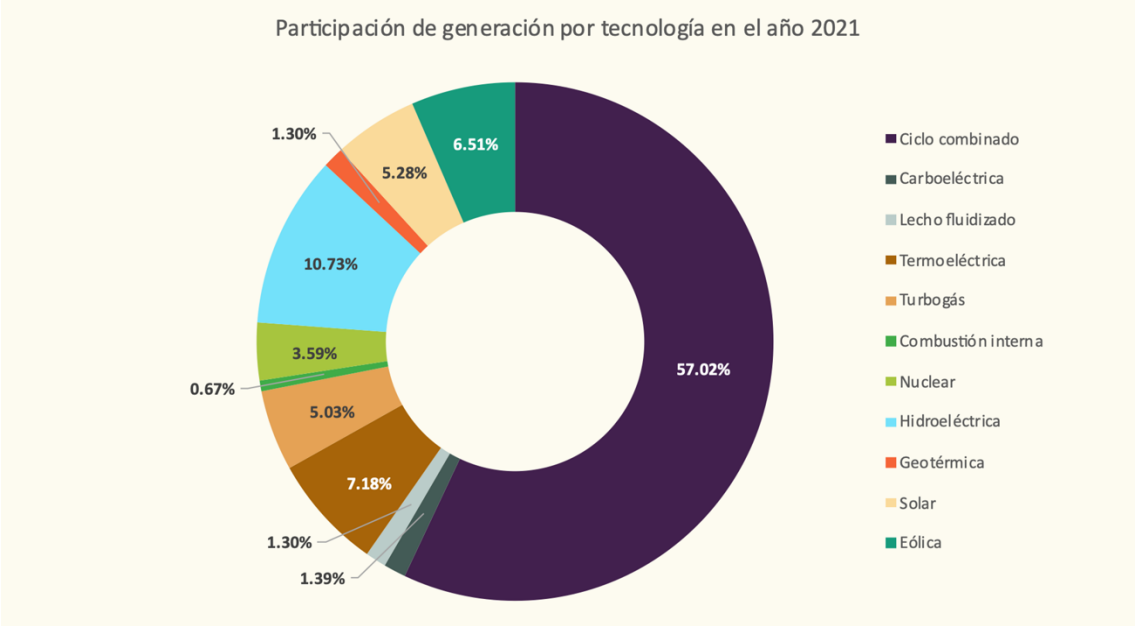
Fuente: elaboración propia con información de CFE (2022a), CRE (2022a), SENER (2018b, 2022c) y Lazard (2021).

La evolución mostrada en las proyecciones provoca un aumento en la participación de los ciclos combinados al final del periodo, que pasan del 57.0% al 57.7% del total de la matriz de generación. Lo mismo ocurre con la eólica y solar, las cuales pasan de 6.5% a 8% y de 5.3% a 8.7%, respectivamente. El resto de las

[18] En Balmorel, se impuso un límite inferior al consumo de carbón y combustóleo para mantener la generación de las centrales carboeléctricas y termoeléctricas de acuerdo con su generación en el periodo 2010 a 2021, que se detalló anteriormente; ya que, de lo contrario, por optimización económica, el modelo dejaría de generar energía con dichas centrales desde el primer año del horizonte de planeación.

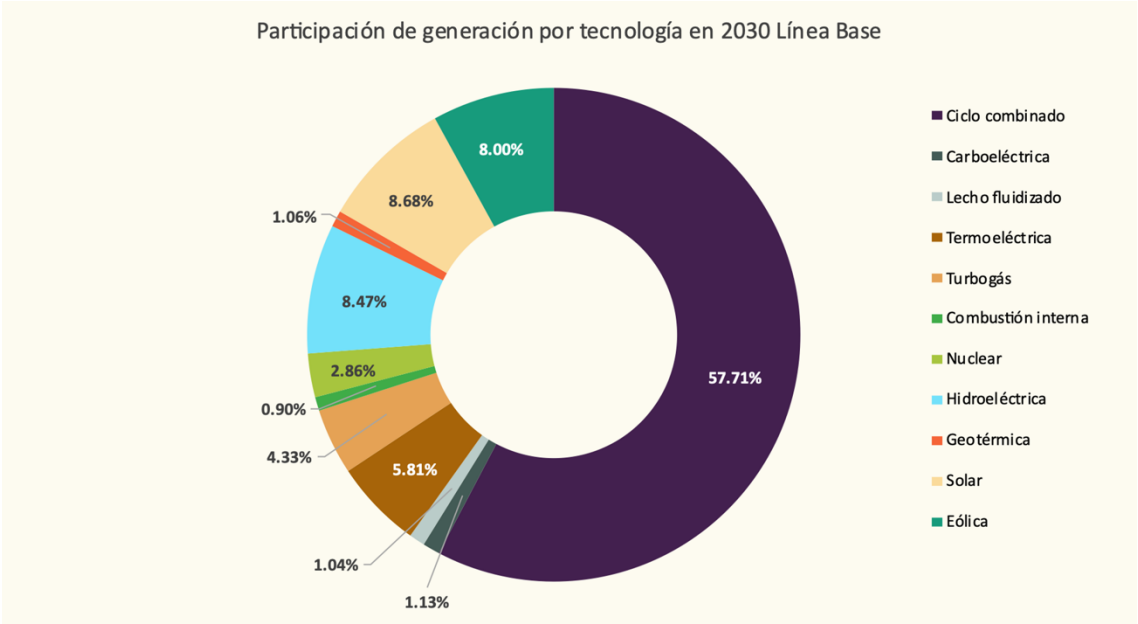
tecnologías reducen su participación al final del periodo simulado, incluida la hidroeléctrica, la cual pasa de representar un 10.7% a un 8.5%.

Figura 31. Participación de generación por tecnología en el año 2021.



Fuente: elaboración propia con información de CFE (2022a), CRE (2022a), SENER (2018b, 2022c) y Lazard (2021).

Figura 32. Participación de generación por tecnología en el año 2030. Escenario línea base.



Fuente: elaboración propia con información de CFE (2022a), CRE (2022a), SENER (2018b, 2022c) y Lazard (2021).

7.2.6 Costos

Los costos totales del sistema se dividen en cuatro grandes rubros:

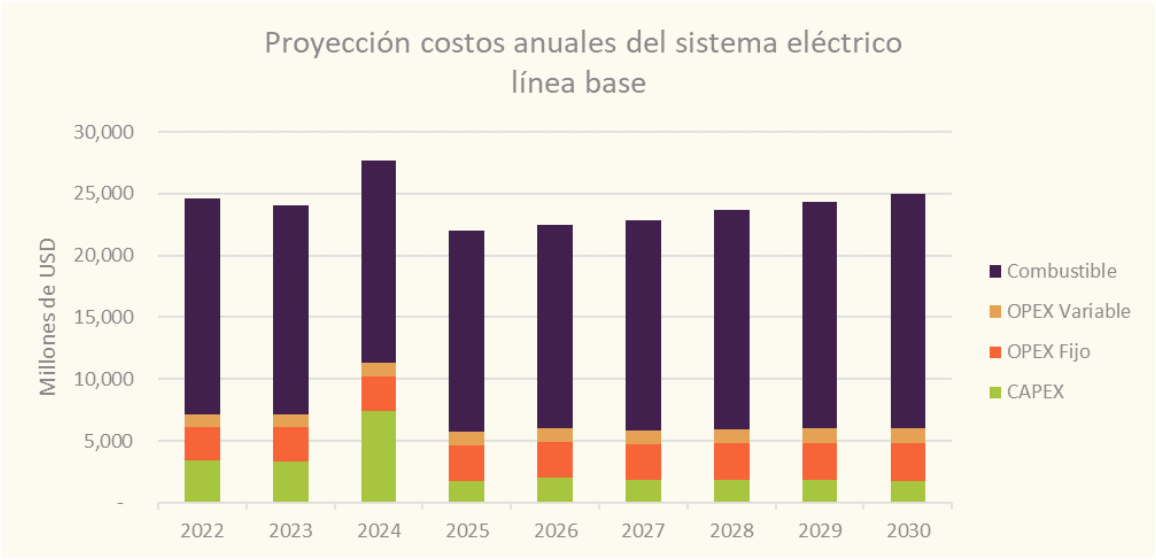
- Costos de inversión (CAPEX), debidos a la inversión en los equipos y construcción de las centrales eléctricas; son medidos en USD/kW.
- Costos de operación y mantenimiento fijos (OPEX fijo), erogados para mantener las centrales eléctricas en condiciones de operación; medidos en USD/kW.
- Costos de operación y mantenimiento variables (OPEX variable), necesarios para mantener a las centrales eléctricas en condiciones de operación, pero, a diferencia de los costos fijos, varían según el uso que se les dé a las centrales; medidos en USD/kWh.
- Costos de combustibles, que, como su nombre lo indica, corresponden al pago del combustible utilizado en las centrales que así lo requieran. Se miden en USD/GJ, o en USD/kWh si se considera el poder calorífico del combustible en cuestión y el régimen térmico de la central.

En el escenario tendencial se calcularon los costos de inversión en nuevas centrales para el periodo 2022-2030 a partir de la capacidad adicionada por tecnología, descrita en la sección anterior, y los costos unitarios de inversión por tecnología del año 2021. De igual manera, para el cálculo de los costos de operación fijos se emplearon la capacidad adicionada por tecnología y los costos unitarios de operación y mantenimiento fijos por tecnología del año 2021. Para calcular los costos de operación variables se usaron la generación bruta anual y los costos unitarios de operación y mantenimiento variables por tecnología del año 2021. Por último, para calcular los costos en los que se incurre por adquisición de combustibles se partió de la demanda de energía térmica de cada combustible para su quema en las centrales térmicas y los costos unitarios proyectados correspondientes entre 2022 y 2030.

La proyección de la evolución de los costos totales acumulados del sistema eléctrico se muestra en la Figura 33 y Figura 34**.** Como se puede observar, los costos totales acumulados al final del periodo de estudio ascienden a 212,954 millones de USD_{2021}, con un costo promedio anual de 23,662 millones de USD_{2021}. De los costos totales acumulados, el 71.2% procede de la compra de combustibles,

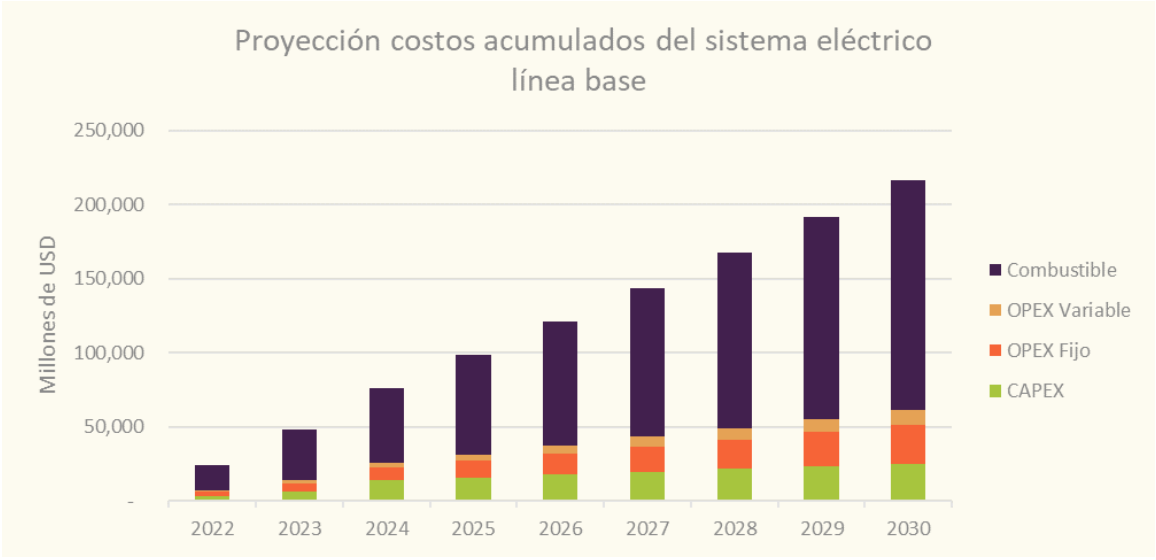
11.9% corresponde a costos de inversión en nuevas centrales, 12.2% se debe a costos fijos de operación y mantenimiento, y un 4.7% se corresponde con costos variables de operación y mantenimiento.

Figura 33. Proyección de la evolución de los costos anuales del sistema para la línea base.



Fuente: elaboración propia con información de CFE (2022a), CRE (2022a), SENER (2018b, 2022c) y Lazard (2021).

Figura 34. Proyección de la evolución de los costos acumulados del sistema para la línea base.



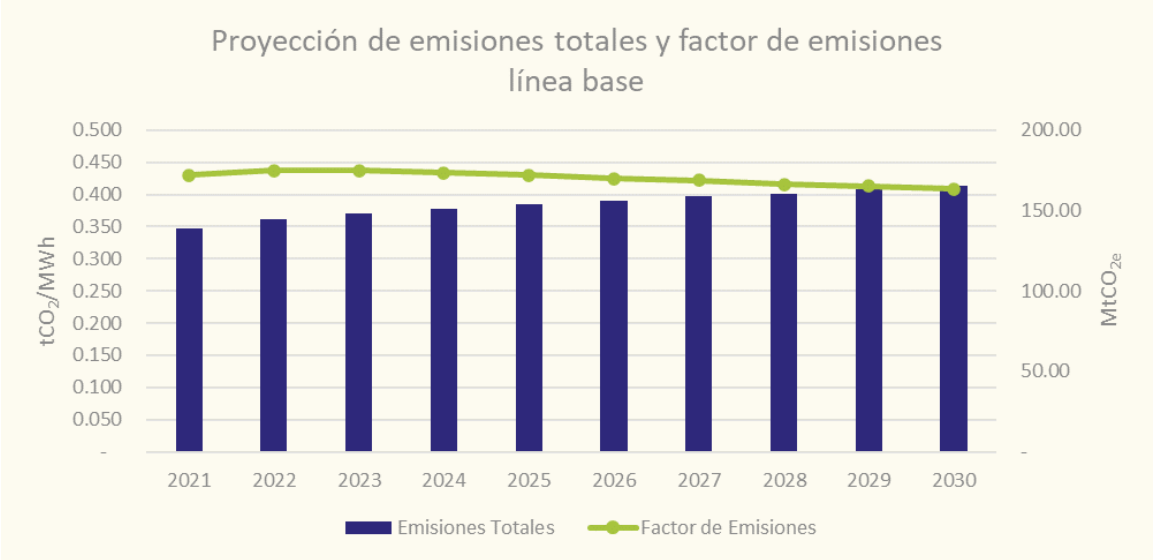
Fuente: elaboración propia con información de CFE (2022a), CRE (2022a), SENER (2018b, 2022c) y Lazard (2021).

Es de notarse que, derivado principalmente de la dependencia de centrales basadas en combustibles fósiles para la generación de electricidad, más de dos terceras partes de los costos totales acumulados corresponden solamente al combustible.

7.2.7 Emisiones

Los resultados del escenario de línea base reflejan un incremento progresivo de las emisiones de GEI entre 2022 y 2030, como se muestra en la Figura 35. El factor de emisiones experimenta una modesta reducción progresiva por la entrada de algunos proyectos de generación basados en energías limpias y renovables, pasando de 0.4366 tCO_2e/MWh en 2022, a 0.4087 tCO_2e/MWh en 2030. Sin embargo, esta disminución no es capaz de frenar el crecimiento de las emisiones derivado del aumento anual de la demanda y la consecuente necesidad de despachar centrales fósiles ante la limitada penetración de capacidad limpia o renovable. Las emisiones totales del sistema eléctrico crecen desde los 144.73 $MtCO_2e$ en 2022 hasta los 165.69 $MtCO_2e$ en 2030.

Figura 35. Evolución del factor de emisiones y emisiones totales de GEI del sector eléctrico en escenario de línea base (proyección).



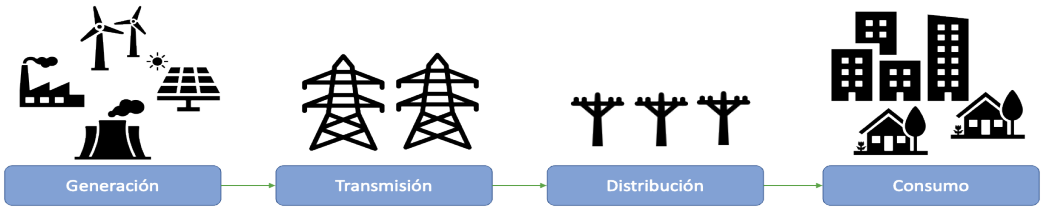
Fuente: elaboración propia con resultados de la modelación e información de SENER (2018), DOF (2015), SEMARNAT-INECC (2014) e IPCC (IPCC, 2006, 2021).

7.3 Medidas de mitigación

En esta sección se recogen todas las medidas de mitigación identificadas para el sector eléctrico, su definición, principales características e impactos en el consumo de energía. Las medidas de mitigación se agrupan en dos familias: medidas de mitigación del sector eléctrico y medidas de eficiencia energética que reducen el consumo final de electricidad.

El sistema eléctrico se puede dividir en 4 grandes etapas, las cuales abarcan desde que la energía eléctrica es producida en centrales hasta que es consumida en puntos finales como hogares, industrias, comercios, oficinas, etc. Estas etapas son: la generación, que comprende las actividades de producción de energía eléctrica en centrales eléctricas; transmisión, la cual se compone por las actividades de transporte de electricidad de grandes distancias entre regiones en alta o muy alta tensión; distribución, que incluye las actividades de transporte de energía eléctrica en núcleos poblacionales en media y baja tensión hasta los puntos de carga; y consumo, que se da por parte de los usuarios finales.

Figura 36. Esquema simplificado de las etapas en las que se divide el sistema eléctrico.



Fuente: Elaboración propia.

Las medidas de mitigación del sector eléctrico hacen referencia a aquellas que inciden sobre las primeras tres etapas y reducen las emisiones totales producidas durante el desarrollo de sus actividades. También se incluye el desplazamiento temporal del consumo, pero no su reducción.

En relación con la etapa final del sistema eléctrico, el consumo, se encuentran aquellas medidas de eficiencia energética, y, en ese sentido, la inclusión de las Normas Oficiales Mexicanas (NOM) forma parte de los ejes principales en los que el país ha establecido procesos para lograr una mayor incorporación de tecnologías eficientes.

Dentro de esta normatividad se incorporan especificaciones técnicas que permiten asegurar que un producto, equipo o sistema se ajuste a lineamientos energéticos. Esto es, se encuentran limitados en tema de consumo energético, ya sea a través de un planteamiento mínimo de eficiencia energética requerida o de características a cumplir para que dichos productos, procesos y servicios puedan ser comercializados dentro del país. En la actualidad se cuenta con 34 NOM relacionadas con la eficiencia energética, cada una de aplicabilidad distinta.

A continuación, se muestra una tabla en la que se concentra la información relacionada con cada una de las NOM: nombre, breve descripción sobre la tecnología en que se enfoca, así como el uso final o sector de aplicabilidad. En su mayoría se muestra el sector en el que tienen incidencia, pero de forma particular se categorizan 3 aspectos extra a los sectores mencionados: iluminación, acondicionadores de aire y cualquier NOM relacionada con edificaciones, esto para dar continuidad a la clasificación mostrada en el Balance Nacional de Normas Oficiales Mexicanas de Eficiencia Energética 2021 (CONUEE, 2021).

Tabla 11. Listado de NOM vigentes.

NOM	Descripción	Uso final o sector
NOM-001-ENER-2014	Bombas verticales tipo turbina	Industrial y comercial
NOM-002-SEDE/ENER-2014	Transformadores de distribución	Industrial y comercial
NOM-003-ENER-2011	Calentadores de agua para uso doméstico y comercial	Residencial y comercial
NOM-004-ENER-2014	Bombeo de agua limpia de uso doméstico	Residencial
NOM-005-ENER-2016	Lavadoras de ropa electrodomésticas	Residencial
NOM-006-ENER-2015	Sistemas de bombeo de agua para pozo profundo	Industrial y agropecuario
NOM-007-ENER-2014	Sistemas de alumbrado en edificios no residenciales	Industrial y comercial
NOM-008-ENER-2001	Envolvente de edificios no residenciales	Industrial y comercial
NOM-009-ENER-2014	Sistemas de aislamiento térmicos industriales	Industrial
NOM-010-ENER-2004	Conjunto motor bomba sumergible tipo pozo profundo	Industrial y agropecuario
NOM-011-ENER-2006	Acondicionadores de aire tipo central	Acondicionamiento de espacios
NOM-012-ENER-2019	Unidades condensadoras y evaporadoras para refrigeración	Industrial y comercial
NOM-013-ENER-2013	Sistemas de alumbrado en vialidades	Iluminación - Público
NOM-014-ENER-2004	Motores de corriente alterna, monofásicos	Industrial y comercial

NOM-015-ENER-2018	Refrigeradores y congeladores electrodomésticos	Residencial
NOM-016-ENER-2016	Motores de corriente alterna, trifásicos	Industrial y comercial
NOM-017-ENER/SCFI-2012	Lámparas fluorescentes compactas	Iluminación
NOM-018-ENER-2011	Aislantes térmicos para edificaciones	Edificaciones - Industrial y comercial
NOM-019-ENER-2009	Máquinas tortilladoras mecanizadas	Comercial
NOM-020-ENER-2011	Envolvente de edificios para uso habitacional	Edificaciones - Residencial
NOM-021-ENER/SCFI-2017	Acondicionadores de aire tipo cuarto	Acondicionamiento de espacios
NOM-022-ENER/SCFI-2014	Aparatos de refrigeración comercial	Acondicionamiento de espacios
NOM-023-ENER-2018	Acondicionadores de aire tipo dividido	Acondicionamiento de espacios
NOM-024-ENER-2012	Características térmicas y ópticas del vidrio	Edificaciones
NOM-025-ENER-2013	Aparatos domésticos para cocción de alimentos	Residencial
NOM-026-ENER-2015	Acondicionadores de aire tipo dividido (*inverter*)	Acondicionamiento de espacios
NOM-027-ENER/SCFI-2018	Calentadores de agua solares	Residencial
NOM-028-ENER-2017	Lámparas para uso general	Iluminación
NOM-029-ENER-2017	Fuentes de alimentación externa	Residencial
NOM-030-ENER-2016	Lámparas de LED integradas para iluminación general	Iluminación
NOM-031-ENER-2019	Luminarios de LED destinados a vialidades y exteriores	Iluminación - Público
NOM-032-ENER-2013	Aparatos que demandan energía en espera	Residencial
NOM-033-ENER-2019	Motores de baja potencia	Industrial y comercial
NOM-163-SEMARNAT-ENER-SCFI-2013	Rendimiento de combustible en vehículos	Autotransporte

Fuente: Elaboración propia con datos de CONUEE (2021).

7.3.1 Eficiencia del sistema

7.3.1.1 Creación y seguimiento de programas para incentivar el cumplimiento del código de red

Derivado de la promulgación de la Ley de la Industria Eléctrica, en 2016 la Comisión Reguladora de Energía (CRE) expidió las disposiciones del Código de Red. Se trata del principal instrumento en materia de confiabilidad emitido por la CRE. El Código de Red está conformado por las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y sustentabilidad del SEN. Su objetivo es incentivar el desarrollo, operación, mantenimiento, modernización y ampliación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de forma coordinada, con base en requerimientos técnicos y

operativos, y de la manera más eficiente y económica. Lo anterior con la finalidad de asegurar que el SEN se diseñe, desarrolle y opere en condiciones normales de tal forma que se minimicen las restricciones en la transmisión y pérdidas de energía eléctrica, se propicie el desempeño de un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) eficiente, se reduzcan los costos de producción y se mantenga el suministro eléctrico dentro de unos parámetros de calidad y condiciones operativas de seguridad y confiabilidad ante la contingencia sencilla más severa. Más concretamente, y por lo que respecta a los usuarios, el "Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centros de Carga", establece los requerimientos técnicos como tensión, frecuencia, factor de potencia o calidad de la energía que deben cumplir los centros de carga que se conecten al SEN en alta o media tensión.

Estos requerimientos establecen sistemas de verificación para asegurar el cumplimiento del código de red por parte de los centros de carga para garantizar la eficiencia, confiabilidad, continuidad, calidad y sustentabilidad del SEN y del Suministro Eléctrico. De esta forma, además de favorecer la seguridad del sistema, se incrementa la calidad de la energía, reduciendo de forma intrínseca el consumo.

A través de esta medida, se crearán programas para incentivar el complimiento de código de red de los centros de carga existentes y dar seguimiento a los mismos. Además, se le otorgará un carácter de obligatoriedad al cumplimiento del Código de Red para todos los nuevos centros de Carga que se conecten al SEN.

7.3.1.2 Impulso a la penetración de tecnologías de Captura y Almacenamiento de CO2 (CCS)

La captura y almacenamiento de carbono (CCS por sus siglas en inglés), se refiere al proceso separación de CO_2 de los gases de combustión producidos en actividades industriales. El CO_2 normalmente es emitido a la atmósfera, pero en el CCS se captura y posteriormente se inyecta en formaciones geológicas profundas para su almacenamiento permanente de forma segura. Actualmente, es una de las pocas tecnologías probadas para la descarbonización de sectores industriales y generación energética con combustibles fósiles. Es importante mencionar que escenarios del IPCC y de la IEA consideran la tecnología de CCS como

componente clave para mantener la temperatura del planeta por debajo de los 1.5˚C.

A través de esta acción se crearán incentivos y se fijará el porcentaje de emisiones de CO_2 procedentes de la generación de energía eléctrica que deben ser capturadas y almacenadas a través de tecnologías de CCS. Actualmente existen pocas centrales equipadas con estas tecnologías en el mundo, por lo que valores por encima de 20% para México serían considerado como muy ambiciosos (Energy Innovation, 2022). La principal excepción sería un escenario en el que la mayoría de las plantas de energía fósil se retiran debido a la aplicación de otras políticas, lo que haría factible equipar un alto porcentaje de las pocas centrales fósiles restantes con CCS.

7.3.1.3 Limitación de instalación de nuevas centrales eléctricas basadas en combustibles fósiles

En las matrices de generación eléctrica alrededor del mundo existen multitud de centrales. Las centrales se suelen agrupar por tecnologías, haciendo referencia al principio de funcionamiento a partir del cual se encargan de transformar cualquier otro tipo de energía en energía eléctrica. Dentro de estas tecnologías, existen tecnologías basadas en combustibles fósiles. Es importante matizar que cada tecnología basada en la quema de combustibles tiene propiedades diferentes y dentro de cada tecnología, cada central presenta especificaciones técnicas diversas, dependientes, entre otras cosas, de la antigüedad de la central y las necesidades del sistema.

Las centrales termoeléctricas turbina de vapor (ciclo Rankine) fueron muy importantes en décadas pasadas, pues se caracterizaban por poder alcanzar grandes capacidades (centenas de MW) y ser muy robustas. Actualmente, algunas de estas centrales emplean combustóleo o gas natural y son conocidas como termoeléctricas convencionales. Otras emplean carbón para su funcionamiento y son conocidas como carboeléctricas. Las centrales de este tipo existentes actualmente en el SEN presentan eficiencias promedio de 31-35%, y alcanzan límites inferiores de 17% (SENER, 2018). Esto quiere decir que de cada GJ térmico producido en la combustión, consiguen transformar en electricidad menos de una tercera parte y, en ocasiones, menos de una quinta parte.

Las centrales termoeléctricas turbinas de gas (ciclo Brayton) pueden ser de dos tipos: industriales y aeroderivadas. Las primeras presentan algunas características similares a las centrales turbinas de vapor, mientras que las segundas se caracterizan por ser generalmente de menor tamaño (decenas de MW) y tener capacidades de rampa elevadas. Es decir, las turbinas de gas aeroderivadas pueden regular su potencia a una velocidad mayor que otras tecnologías, ayudando al sistema a adaPTARe a la demanda eléctrica en todo momento. Estas centrales emplean actualmente en el SEN gas natural o diésel para su funcionamiento y presentan eficiencias promedio del 31%, pudiendo también reducirse hasta el 16%.

Las centrales de ciclo combinado acoplan los dos ciclos previamente mencionados: ciclo turbina de gas (Brayton) y ciclo turbina de vapor (Rankine) alcanzando eficiencias que generalmente superan el 50%. Se trata de una tecnología, por tanto, más reciente y eficiente. Además, presentan habitualmente una flexibilidad superior a las termoeléctricas convencionales. Todos los ciclos combinados operativos actualmente en el SEN emplean gas natural para su funcionamiento.

Esta medida consiste en limitar la instalación de nuevas centrales eléctricas basadas en combustibles fósiles a lo estrictamente necesario para mantener unos estándares de confiabilidad y seguridad en el suministro eléctrico del SEN, vetando el uso del carbón y combustóleo en la generación por su elevada tasa de emisiones contaminantes. Además, se insta a vetar la entrada de nuevas centrales con tecnología carboeléctrica o termoeléctrica convencional turbina de vapor, debido a su baja eficiencia y elevada tasa de emisiones contaminantes. Asimismo, esta política implica limitar la entrada de nuevas centrales ciclo combinado y turbina de gas con combustible gas natural a lo estrictamente necesario para la confiabilidad del sistema eléctrico, justificándose desde la planeación. De esta forma se garantizará un máximo aprovechamiento del contenido energético del gas natural que se consuma.

7.3.1.4 Retiro justo y planificado de centrales térmicas que han superado su vida útil

En la actualidad existen en el SEN varias plantas térmicas operativas que han superado o están por superar próximamente su vida útil. Estas centrales son

principalmente carboeléctricas y termoeléctricas que se instalaron hace décadas. La mayoría emplean carbón o combustóleo para su funcionamiento y presentan eficiencias muy bajas (hasta 17%), provocando altos índices de emisión de gases de efecto invernadero y otros contaminantes, provocando impactos a la biodiversidad y ecosistemas, afectaciones locales en salud y muertes atribuibles a la mala calidad de aire. Se calcula que el carbón es responsable de al menos 430 muertes anuales por calidad de aire en la región carbonífera de Coahuila (CREA, 2021). Por esta razón, su salida de operación tendría importantes repercusiones para la reducción de emisiones y para el mejoramiento de la calidad de vida de las poblaciones locales alrededor de estas centrales.

Esta acción consiste en el diseño e implementación de un plan de retiro progresivo de estas centrales, con la participación de las poblaciones locales, incluyendo un reposicionamiento justo de las y los trabajadores, el impulso a alternativas económicas sustentables y la remediación de los impactos ambientales. Las centrales térmicas convencionales cuya vida útil no haya sido superada podrán volver a entrar en operación si demuestran el empleo exclusivo de bioenergéticos.

7.3.2 Reducción de las pérdidas en transmisión y distribución

7.3.2.1 Descentralización o diversificación de los núcleos de generación

Actualmente el SEN cuenta con regiones con un balance positivo de generación frente a consumo de electricidad (superavitario), mientras que otras regiones presentan un balance negativo de generación frente a consumo (deficitario). Esto es una cualidad intrínseca a cualquier sistema eléctrico. No obstante, en el sistema eléctrico mexicano el desbalance entre producción y demanda es muy extremo en determinadas zonas. Por ejemplo, las regiones de transmisión existentes en la zona de Tamaulipas presentan un superávit de generación muy fuerte, mientras que las del estado de Quintana Roo presentan un déficit muy pronunciado. Este hecho implica la necesidad de emplear los corredores de transmisión para transportar la electricidad entre regiones, en muchas ocasiones por encima de su capacidad nominal, lo cual provoca de forma inherente pérdidas de energía y riesgos de apagones.

Esta medida consiste en desbloquear e incentivar proyectos de generación con prioridad a tecnologías limpias (p. ej., a través de las subastas de corto, mediano o

largo plazo) en regiones con déficit de generación, las cuales son fácilmente identificables a través de las señales del mercado eléctrico como los Precios Marginales Locales (PML), los cuales son mayores en las zonas con déficit de generación debido a las componentes de congestión y pérdidas marginales.

7.3.2.2 Inversión en la Red Nacional de Transmisión (RNT) para la reducción de pérdidas en transmisión

El transporte de electricidad en corriente alterna a través de conductores (cables) conlleva de forma inherente una pérdida de energía por el efecto pelicular[19] y el efecto Joule (calentamiento de los conductores). Estas pérdidas se reducen con el aumento de la tensión. Por eso, para transportar la electricidad a grandes distancias se hace en alta tensión (voltajes superiores a 69 kV). Adicionalmente, se producen pérdidas en los transformadores. Actualmente, las pérdidas en transmisión del SEN fluctúan entre el 2% y el 4% (ICM, n.d.).

Esta medida consiste en el desarrollo y aplicación de un plan progresivo y continuo de sustitución o modernización de transformadores y conductores de la RNT, comenzando por aquellos corredores que presenten mayores pérdidas, para así reducir las pérdidas técnicas comenzando por aquellas zonas donde la acción tenga una mayor repercusión. De esta forma se garantizará la reducción de las pérdidas técnicas de la RNT cerca del mínimo teórico, además de mejorar la seguridad y confiabilidad del suministro.

7.3.2.3 Aumento de la capacidad de transmisión e incorporación de nuevos enlaces estratégicos

A través de esta medida se provoca el aumento de la capacidad de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional en corredores estratégicos. Una mayor capacidad de transmisión (en alta tensión) entre regiones estratégicas aumentaría la flexibilidad de la red y reduciría las pérdidas eléctricas, lo cual permitiría una mayor integración de energía eólica y fotovoltaica, aprovechando las zonas con mayor potencial renovable.

[19] En corriente alterna (AC) la densidad de corriente es mayor en la periferia que en el centro de los conductores (cables) por lo que se reduce la sección efectiva y aumenta la resistencia cuanto mayor es la potencia transmitida.

Al aumentar la capacidad de transmisión de corredores frecuentemente congestionados se reducirían las pérdidas térmicas en cables, transformadores y equipos adicionales, así como las pérdidas por efecto pelicular en cables. Además, al mallar más el sistema eléctrico (es decir, interconectar más regiones entre sí proporcionando rutas alternativas para la transmisión de electricidad) se reducen los riesgos de contingencias severas.

7.3.2.4 Inversión en ampliación y modernización de las Redes Generales de Distribución (RGD) para la reducción de pérdidas técnicas

Como se especificó anteriormente, el transporte de electricidad en corriente alterna a través de conductores (cables) conlleva de forma inherente unas pérdidas de energía por efecto pelicular y efecto Joule (calentamiento de los conductores). También se producen pérdidas en transformadores, acometidas y medidores, siendo todos ellos componentes de las Redes Generales de Distribución (RGD). Aproximadamente el 38% de las pérdidas de RGD se producen en redes de baja tensión, seguido de 26% en circuitos de media tensión, 21% en transformadores de media a baja tensión, 7% en transformadores de alta a media tensión y 7% en acometidas y medidores. En el Sistema Eléctrico Nacional mexicano existen RGD que presentan porcentajes de pérdidas técnicas muy superiores a otras. Por ejemplo, las RGD de la división Sureste (8.51%), Centro Sur (7.01%) y Oriente (6.75%), presentaron en 2019 valores muy superiores al resto (CFE, 2020).

Esta medida consiste en la aplicación rigurosa y continua de un programa de sustitución o modernización de transformadores y conductores de las RGD, comenzando por aquellas redes y circuitos que presenten mayores pérdidas para así reducir las pérdidas técnicas de las mismas. De esta forma se garantizará la reducción de las pérdidas técnicas cerca del mínimo teórico, además de mejorar la seguridad y confiabilidad del suministro.

7.3.2.5 Lanzamiento de programas o campañas para la reducción de pérdidas no técnicas en las RGD

Las pérdidas en distribución del SEN se ubican entre el 10 y 12 por ciento, de las cuales entre un 5 y un 6 por ciento (ICM, n.d.) son consideradas pérdidas no técnicas asociadas al uso ilícito de la electricidad.

Esta acción consiste en la reducción de las pérdidas no técnicas del Sistema Eléctrico Nacional a través de campañas de concienciación y programas de verificación de la correcta y segura conexión y medición de los usuarios finales a la red eléctrica. El proceso de instalación de los equipos de medida estaría acompañado de un programa de instalación de sistemas de generación fotovoltaicos en modalidad de Generación Distribuida dimensionados acorde a las necesidades del consumidor. De esta forma, el impulso a proyectos de Generación Distribuida permitirá también que parte del 36% de la población que vive en situación de pobreza energética tenga una alternativa renovable.

Tras la aplicación de esta medida la energía correspondiente a las pérdidas no técnicas mitigadas pasará a computarse como energía consumida al existir una medición oficial sobre la misma. No obstante, ésta será compensada prácticamente en su totalidad con el incremento en Generación Distribuida si las y los consumidores se acogen al programa mencionado. Además, esta medida puede estar acompañada de estrategias transversales para la identificación y atención de las problemáticas sociales locales en donde exista mayor concentración de pérdidas no técnicas.

7.3.3 Mecanismos para el impulso a la instalación de capacidad limpia a gran escala

Esta familia de medidas se encuentra compuesta por dos acciones; por una parte, el establecimiento de metas de adquisición de energía limpia por parte de los centros de carga y por el otro, mecanismos para el impulso de la generación renovable a gran escala. A continuación, se muestra una breve descripción de ambas:

1. Establecimiento de metas de adquisición de energía limpia: a través de esta política se especificará el porcentaje anual de energía eléctrica que los centros de carga (consumidores) deben adquirir de fuentes calificadas como limpias con base en la legislación actual (eólica, solar, biomasa, nuclear, hidroeléctrica, geotérmica, .etc.) (DOF, 2014). Para asegurar el cumplimiento de estas metas es importante que las autoridades de la industria eléctrica creen incentivos y mecanismos de monitoreo.

2. Mecanismos para el impulso de la generación limpia a gran escala: esta acción tiene como fin estimular la incorporación de centrales de energía limpia a la matriz eléctrica. De forma enunciativa más no limitativa las siguientes son algunas de las condiciones habilitadoras para lograr el efecto deseado:
    - Implementar mecanismos de financiamiento especial para el desarrollo de proyectos de generación basados en energías limpias.
    - Mantener una mejora continua en los procesos de otorgamiento de permisos para agilizar la entrada en operación de las plantas de generación, asegurando las condiciones de Seguridad y Calidad de la energía.
    - Promover la difusión de cobeneficios de las energías limpias. Esto, en el marco del impulso económico, es decir, a través de prácticas e incentivos que detonen el sector.
    - Fortalecer e implementar de manera correcta los planes de gestión social, beneficios sociales compartidos y medidas de mitigación de impactos negativos, identificando las necesidades prácticas e intereses estratégicos de mujeres y hombres. Asimismo, su instalación tiene que cumplir con los planes de ordenamiento territorial y ecológico, así como con los mecanismos de consulta indígena previa, libre e informada.
    - Las políticas de impulso de proyectos de energía renovable a gran escala tienen que ir acompañadas de la incorporación de la perspectiva de género e inclusión social al establecer mecanismos e indicadores de evaluación de los impactos sociales y ambientales desglosados de acuerdo con el género.

7.3.3.1 Establecimiento de metas y mecanismos para la adición de capacidad solar fotovoltaica a gran escala

La generación fotovoltaica consiste en la producción de energía eléctrica a partir de la interacción de la luz solar (fotones solares) sobre un material semiconductor presente en los módulos fotovoltaicos, provocando la excitación de electrones. Este efecto, denominado fotoeléctrico, permite transformar tanto la radiación

directa como la difusa en corriente eléctrica continua. En consecuencia, la energía solar fotovoltaica es considerada como limpia y renovable.

En México el potencial solar es muy elevado, debido principalmente a la alta irradiación solar promedio recibida en la mayor parte de su territorio. 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, 2022). Sin embargo, la capacidad instalada y, por consiguiente, el aprovechamiento del recurso solar en México es notablemente inferior al existente en los países mencionados previamente. Por ejemplo, en India existe una capacidad solar instalada de en torno a 60.1 GW (Solar Power Europe, 2022), mientras en México la capacidad instalada es de 6.0 GW. En consecuencia, se puede afirmar que el potencial solar explotable en México es todavía muy alto.

Mediante esta medida se establecerán mecanismos financieros y regulatorios para favorecer la reactivación de proyectos y el impulso a la penetración de la energía solar fotovoltaica de gran escala en el país.

7.3.3.2 Establecimiento de metas y mecanismos para la adición de capacidad eólica a gran escala

La energía eólica es aquella que se extrae del viento. Mediante el empleo de aerogeneradores se aprovecha la energía cinética de grandes masas de aire en movimiento para convertirla en energía mecánica y posteriormente en energía eléctrica. Por consiguiente, es considerada una energía limpia y renovable.

México cuenta con un alto potencial para el aprovechamiento eólico en diversas zonas de su territorio. Especial mención merecen los estados de Tamaulipas y Oaxaca, con zonas en las cuales las granjas eólicas pueden superar Factores de Planta del 40%.

Mediante esta medida se establecerán mecanismos financieros y regulatorios para favorecer la reactivación de proyectos y el impulso a la penetración de la energía eólica de gran escala en el país.

7.3.3.3 Establecimiento de metas y mecanismos para la adición de capacidad geotérmica a gran escala

La energía geotérmica es aquella que se extrae del calor del subsuelo de la Tierra. El vapor o el agua permiten transportar este calor a la superficie terrestre. En función de sus características, la energía geotérmica se puede emplear con fines de climatización, refrigeración o se puede aprovechar para la generación de electricidad empleando turbinas. No obstante, es importante matizar que para la generación de electricidad se requieren recursos geotérmicos de media o alta temperatura, los cuales suelen estar ubicados cerca de regiones tectónicamente activas.

Entre las principales ventajas de esta tecnología está su independencia de las condiciones climatológicas y los altos Factores de Planta que puede alcanzar. Por este motivo, se puede emplear como carga base para el suministro de electricidad e incluso brindar algunos servicios conexos.

Según el Centro Mexicano de Innovación en Energía Geotérmica (CeMIEGeo), en México, la Comisión Federal de Electricidad (CFE), a través de su Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos (GPG), ha venido operando a la fecha cuatro campos geotérmicos de tipo hidrotermal con una capacidad instalada total de alrededor de 931 MW. Por otra parte, el Grupo Dragón, una empresa privada mexicana tiene en operación el campo denominado Domo San Pedro, en el estado de Nayarit, con una capacidad de 10 MW. Para aprovechar estos recursos se tienen alrededor de 230 pozos de producción que alcanzan entre 1500 y 3500 m de profundidad. Sin embargo, el potencial geotermoeléctrico del país con recursos de tipo hidrotermal es muy superior. Las reservas geotérmicas probadas y probables en los cuatro campos geotérmicos en explotación y en un quinto campo aún no explotado, denominado Cerritos Colorados, han sido estimadas en unos 430 MW adicionales. Por su parte, los recursos de tipo hidrotermal, que se clasifican en recursos medidos, indicados e inferidos, suman otros 1,200 MW, tomando en cuenta únicamente recursos de más de 150 °C de temperatura.

A través de esta medida se establecerán mecanismos financieros y regulatorios para el impulso a la exploración geotérmica y la generación geotermoeléctrica en el país, la cual es un excelente aliado de las tecnologías renovables variables por poder fungir como carga base, al igual que la hidroeléctrica y la nucleoeléctrica.

7.3.3.4 Establecimiento de metas y mecanismos para la adición de capacidad hidroeléctrica a gran escala

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, por consiguiente, centrales hidroeléctricas de agua embalsada (presas) y de agua fluyente. Las primeras representan la mayor parte de la capacidad hidroeléctrica instalada en México.

Actualmente existe en México una capacidad hidroeléctrica instalada de 12.5 GW, siendo la producción media anual de en torno a 31.9 TWh, aunque la variabilidad es considerable, moviéndose entre los 23.8 y los 38.9 TWh anuales. El potencial de generación hidroeléctrica, sin embargo, se estima en 115 TWh/ año (CONAGUA, 2021b).

A través de esta medida se propone realizar los estudios hidrológicos pertinentes y establecer metas y mecanismos para incrementar la capacidad y generación hidroeléctrica anual, comenzando por aquellos proyectos que se identifiquen como los más costo-efectivos.

7.3.3.5 Impulso a la penetración de centrales de generación con tecnología eólica offshore

Los aerogeneradores eólicos aprovechan la energía cinética de grandes masas de aire para convertirla en energía eléctrica. La densidad de potencia y la velocidad promedio del viento en mar abierto son mayores, en gran parte debido a la baja rugosidad de la superficie. En consecuencia, los parques eólicos marinos (*offshore*) presentan una mayor producción y estabilidad en la producción de energía que los parques eólicos terrestres. No obstante, presentan todavía unos costos superiores a los anteriores (LAZARD, 2022). En México no existe todavía ningún parque eólico marino. Se trata de una tecnología que está madurando y penetrando principalmente en el norte de Europa, aunque ya hay un proyecto y planes de expansión ambiciosos en USA.

Mediante esta medida se establecerán incentivos y facilidades para impulsar la penetración de esta tecnología en el Sistema Eléctrico Nacional. Esto aumentará el porcentaje de generación renovable a la par que reducirá la variabilidad de la

generación eólica general del país, facilitando la penetración de energías renovables variables.

7.3.3.6 Incremento de la capacidad nucleoeléctrica del país

La generación eléctrica a partir de energía nuclear, en la actualidad se basa en la fisión nuclear. La fisión es una reacción nuclear consiste en la división de átomos pesados, como el uranio, que se da cuando su núcleo absorbe un neutrón. Al dividirse, el átomo, además de crear dos nuevos átomos de menor peso y liberar neutrones, también libera una importante cantidad de energía.

El proceso para la obtención de energía eléctrica, en términos generales, se fundamenta en el mismo del ciclo Rankine: se genera vapor, se expande en turbina, se condensa y se bombea de regreso a la caldera. La principal diferencia yace en el método para evaporar el agua, el cual se da a través de la recuperación del calor liberado por las reacciones de fisión del combustible nuclear el cual se encuentra sumergido en agua dentro de un reactor nuclear. Por consiguiente, no se producen durante el proceso emisiones de gases de efecto invernadero o emisiones contaminantes. Por este motivo, la energía nuclear es considerada como limpia para la producción de electricidad por la Ley de la Industria Eléctrica (Congreso General de los Estados Unidos Mexicanos, 2014).

En la actualidad, la Comisión Federal de Electricidad es el único organismo con potestad para explotar la energía nuclear para la producción de electricidad y cuenta con una única central en el país (Laguna Verde) con una capacidad de 1,634 MW. A través de esta medida, se insta a reactivar y crear nuevos proyectos para la adición de capacidad nucleoeléctrica en el país, pues se trata de una energía limpia que se complementa (por su condición de carga base) con las tecnologías renovables variables para transitar a una matriz segura y confiable dominada por energías limpias y renovables.

7.3.3.7 Impulso a la instalación de las primeras centrales eléctricas de concentración solar

Las diferentes tecnologías de concentración solar térmica (CST, por sus siglas en inglés), como su propio nombre indica, concentran la radiación del Sol para transformarla en energía térmica de alta temperatura. Esta energía térmica puede ser utilizada posteriormente para diversas aplicaciones, entre ellas la generación de electricidad. En la gran mayoría de las CST, la energía térmica se puede

almacenar y no tiene que ser empleada cuando se produce la transformación. Por otra parte, la energía térmica de alta temperatura derivada de la radiación solar concentrada en un sistema CST puede hibridarse. Es decir, se puede mezclar con otras energías térmicas derivadas de otras fuentes de calor como la biomasa o combustibles fósiles. Por consiguiente, la posibilidad de almacenamiento para un despacho conveniente y la posibilidad de hibridación son las características definitorias de las CST que las diferencian de otras tecnologías basadas en fuentes renovables.

En la actualidad existen cuatro tecnologías principales disponibles comercialmente para la concentración solar directa en un receptor, lugar donde dicha radiación se transformará en energía térmica: centrales de canales cilindro-parabólicos, centrales de receptor central o torre, centrales de discos parabólicos y centrales de concentradores lineales tipo Fresnel. Dos de estas tecnologías son de enfoque lineal, mientras que las otras dos son de enfoque puntual.

Hoy en día existe en México una sola central termosolar vinculada con la producción de energía eléctrica. Se trata de un sistema de colectores cilindro-parabólicos que funciona como apoyo para la generación de vapor en un ciclo combinado, en el cual también se emplea gas natural.

A través de esta medida se pretende potenciar la penetración de centrales eléctricas de concentración solar a través de mecanismos de financiamiento y fortalecimiento de la regulación existente. Esto con motivo del gran potencial existente en México para este tipo de centrales, debido a la fuerte irradiación solar promedio existente en la mayoría de su territorio nacional. Considerando sus propiedades de almacenamiento de energía renovable es, de nuevo, un excelente aliado para complementar la matriz eléctrica en zonas estratégicas del sistema eléctrico.

7.3.3.8 Aumento de la altura de las cortinas de las presas hidroeléctricas

Esta medida busca aumentar la altura de las presas para que estas puedan almacenar un mayor volumen de agua, lo cual permitiría disponer de mayor energía potencial que turbinas por las centrales hidroeléctricas. Para la implementación de esta medida es necesario un amplio análisis de múltiples factores, en primer lugar identificar las cuencas hidrográficas y presas específicas

que actualmente tienen que desaguar sin turbinar; una vez seleccionadas estas presas con potencial de aumento de la altura de cortinas, deberán evaluarse las condiciones estructurales de la actual presa para ver los límites de ampliación de estas; igualmente deberá evaluar el impacto ambiental y social, dado que el aumento de las cortinas provocará la anegación de las actuales riveras de los embalses, pudiendo esto afectar a comunidades y actividades económicas.

7.3.4 Mecanismos para el impulso a la instalación de capacidad limpia en generación distribuida

7.3.4.1 Creación y fortalecimiento de mecanismos para el impulso a la generación distribuida (GD)

Como parte del estímulo para la incorporación de centrales de GD es necesario tener en cuenta que se debe detonar toda la cadena de valor de esta actividad. Para esto, el impulso económico es uno de los principales detonadores del mercado, ya sea a través de la movilización de recursos como también a través del establecimiento de nuevos esquemas financieros con tasas de interés atractivas que permitan a más personas usuarias finales tener acceso a financiamiento, mayor capacidad de pago, así como un retorno de inversión en menor tiempo.

Otro aspecto importante para revisar es la normatividad vigente con la que se pueden establecer nuevos acuerdos en pro de estos sistemas al permitir una mayor capacidad instalada y diversidad de esquemas de propiedad, especialmente los esquemas de propiedad colectiva o comunitaria y los pertenecientes a la economía social y solidaria. De igual forma, el acercamiento y difusión de información de los beneficios ofrecidos por estos sistemas permitirá tener una mayor penetración y aceptación por parte de la población.

Recuadro 1: Género y justicia climática en la generación distribuida.

Todo esfuerzo por impulsar los sistemas de generación distribuida debe incorporar la perspectiva de género. Esto significa: a) identificar las desigualdades entre mujeres y hombres en el acceso, uso, control y reparto de beneficios de los recursos asociados a los proyectos de generación distribuida; b) analizar los impactos diferenciados en mujeres y hombres de las políticas y proyectos de GD; c) Proponer acciones y medidas para propiciar una mayor igualdad entre mujeres y hombres en el acceso a los beneficios que se deriven de los proyectos de GD,

así como en la prevención y reducción de sus impactos negativos; d) garantizar que las mujeres participen efectivamente en todas las decisiones relacionadas con estos proyectos (CER, 2022). Por ejemplo, es necesario tomar en cuenta que, si se busca crear instrumentos financieros para facilitar la adquisición de sistemas fotovoltaicos para generación distribuida, sólo muy pocas mujeres en México tienen acceso al crédito; de acuerdo con datos del INEGI (2022a) tan solo 13 de cada 100 establecimientos MIPYMES de mujeres propietarias obtuvieron un crédito o financiamiento siendo los bancos (33.4%) y las cajas de ahorro popular (25.8%) las fuentes utilizadas. La evaluación y monitoreo de los proyectos deberá integrar indicadores de género que desglosen los efectos que tienen los proyectos de generación distribuida en la calidad de vida tanto de mujeres como de mujeres.

Otro elemento para considerar en la búsqueda de detonar la generación de empleos en la industria fotovoltaica, es la baja tasa de participación laboral femenina en México. Cifras del INEGI de mayo del 2022 revelan que la tasa de participación laboral de las mujeres fue tan solo del 44.8% mientras que las de los hombres fue del 76.4%, lo cual significa que en una proporción mayor de mujeres no está inserta en el mercado laboral formal, por lo que no cuentan con independencia económica. En este sentido, si se aplica una política con perspectiva de género, los empleos generados por las industrias vinculadas a la generación distribuida podrían reducir la brecha en la ocupación laboral. También es importante tomar en consideración la segregación laboral que existe en la industria eléctrica en general, y en las energías renovables en particular.

Según datos de la Redmeree (Solar Power México, 2021) tan solo el 18% de las personas instaladoras son mujeres. De acuerdo con la IRENA (2018), de las mujeres que trabajan en energías renovables, las actividades asociadas con trabajos administrativos eran las que contaban con una mayor proporción de mujeres (45%) mientras que los trabajos asociados con las disciplinas STEM (Ciencia, Tecnología, Ingeniería y Matemáticas por sus siglas en inglés) tan solo contaban con 28% de mujeres mientras los trabajos técnicos no vinculados con STEM tenían una proporción de 35% de mujeres. Las estrategias para fomentar la generación distribuida deberán promocionar la participación de las mujeres no solo en la comercialización de los sistemas sino en el diseño e instalación de esta tecnología.

Desde la óptica de la justicia climática, la puesta en marcha de proyectos de generación distribuida puede abrir la puerta para electrificar de manera sustentable a cerca de 2 millones de personas que carecen de electricidad en el país (SENER, 2020). Dado que la mayoría de las personas que no cuentan con electricidad viven principalmente en comunidades rurales, la generación distribuida tiene el potencial de reducir las diferencias que existen en la calidad de vida entre las localidades urbanas y las rurales. Adicionalmente, los nuevos esquemas de generación distribuida podrían reducir las diferencias entre las localidades rurales y urbanas al permitir que las comunidades puedan participar en el mercado eléctrico mexicano como generadores de esquemas colectivos. Además de incrementar los ingresos para las comunidades en cuestión, este tipo de esquemas podrían fortalecer las dinámicas e instituciones comunitarias locales, se fortalezcan los procesos democráticos, se creen empleos locales, se

promueva la información y el conocimiento de estas tecnologías, se prueben nuevos modelos de financiamiento y se obtengan beneficios económicos directos.

7.3.4.2 Ejido Solar

El concepto de Ejido Solar tiene el objetivo de promover el desarrollo comunitario e impulsar el aprovechamiento de las energías renovables mediante la promoción de modelos de generación distribuida fotovoltaica en el sector rural del país. Está basado en el desarrollo de proyectos de inversión, gobernanza, manejo de los recursos comunes y fortalecimiento de instituciones locales. Así, los núcleos agrarios mexicanos (ejidos y comunidades) pueden ser propietarios de proyectos solares fotovoltaicos (FV) de generación distribuida, participar en su operación y mantenimiento, y ser beneficiados con ingresos por la venta de energía, en colaboración con autoridades locales y empresas dedicadas a la comercialización, distribución o suministro de energía eléctrica.

El funcionamiento de este tipo de proyectos consiste en que un núcleo agrario, de forma organizada y participativa entre sus miembros y vecinos, acuerda el uso de tierras comunes para el proyecto de Ejido Solar; una entidad pública de colaboración del gobierno local (autoridad municipal, gobierno estatal, agencia estatal de energía, otros), en conjunto con la sociedad rural conforman una nueva sociedad determinada como un Vehículo de Propósito Específico (VPE) para la operación del esquema Ejido Solar. También participa el sector privado como cliente que adquiere la energía generada, o proveedor como empresa encargada de la instalación, operación y mantenimiento. Tanto el Cliente como el Proveedor, pueden ser también socios del VPE; participando como inversionistas en el proyecto. La nueva sociedad formada es la encargada de vender la energía bajo el mecanismo de contraprestación de la regulación de GD de venta total a un suministrador calificado, privado o CFE Calificados, a un precio definido[20] y de contratar el crédito necesario para el proyecto, así como los otros contratos necesarios para la operación del proyecto. Con los recursos por la venta de energía se sufragan todos los costos y gastos relacionados al proyecto (operación,

[20] El precio de venta de energía se pacta entre el Generador y el Suministrador Calificado, como referencia se puede tomar el precio de la energía en el nodo del Sistema Eléctrico donde se interconecte.

mantenimiento, seguros, crédito, etc.) y los dividendos son repartidos de acuerdo con la estructura definida en la constitución del VPE, beneficiando primordialmente a la sociedad rural, personas de la comunidad o ejido, con la recuperación de la inversión de las empresas privadas que participen. Se plantea que las personas de la comunidad o ejido participen bajo contrato con el VPE, es decir remuneradas, en actividades de mantenimiento no especializado, por lo que se requiere crear capacidades técnicas en la comunidad. El modelo de negocio planteado contempla que la participación de la comunidad ejidal permitirá acceder a financiamiento en condiciones preferenciales por parte de la banca de desarrollo, así como acceso a programas especiales de apoyo que permitirían disminuir sensiblemente el costo financiero del proyecto y elevar su rentabilidad. La participación del Suministrador de Servicios Calificados aporta el conocimiento y experiencia del mercado y del sector de la industria eléctrica, favoreciendo el otorgamiento del crédito con las mejores condiciones posibles y contribuyendo a la toma de decisiones estratégicas a mediano y largo plazos.

Los casos de estudios disponibles han analizado los distintos aspectos legales, de ingeniería, de selección del sitio de implementación, de estructuración, financieros y sociales para adaptarlos a cualquier lugar del país. Las modelaciones financieras indican que, con ciertas condiciones la replicación del modelo es posible, por ejemplo, considerando un precio de venta de energía de referencia adecuado —Precio Marginal Local (PML) mayor a $65USD/MWh— la rentabilidad de los proyectos es conveniente para los participantes, la existencia de recursos a fondo perdido, la disponibilidad de crédito por parte de instituciones financieras.

Respecto a la parte técnica de integración de GD en el sistema eléctrico se detecta que hay gran capacidad de integración sobre todo en regiones donde existe déficit o congestión en el Sistema Eléctrico Nacional, como son los estados: Baja California Sur, Baja California Norte, Sonora, Sinaloa, Jalisco, Zacatecas, Aguascalientes, Nuevo León, Guanajuato, Querétaro, Michoacán, Estado de México, Ciudad de México, Morelos, Tlaxcala, Puebla, Tabasco, Campeche, Quintana Roo y Yucatán.

Respecto a la viabilidad social, el interés en el proyecto y disponibilidad por parte de los ejidos y comunidades de participar debe ser analizada con metodologías sociales y con un enfoque de justicia climática, inclusión social y equidad de

género para determinar el potencial de Ejido Solar en el país, dado que más de la mitad de la superficie de México es tierra en propiedad social[21].

La medida consiste en establecer mecanismos para la multiplicación de proyectos tipo Ejido Solar mediante el impulso de gobiernos locales para aportar recursos financieros y materiales, incentivos, y fomento a este tipo de proyectos. También desde el sector privado de participar como compradores de energía o inversionistas, y desde el sector financiero aportando financiamiento recuperable. El marco legal actual sobre GD puede mejorarse para dar cabida a una mayor replicabilidad y alcance de este tipo de proyectos, como puede ser el incremento del límite de capacidad, o nuevos mecanismos de contraprestación para proyectos comunitarios o cooperativos que permitan el beneficio a más de un consumidor de la energía generada (centro de carga), como la iniciativa de Generación Distribuida Colectiva que la CRE sometió a consulta pública en el año 2019.

En el escenario condicionado, es decir, cuando se tienen condiciones habilitadoras y mecanismos que favorecen la medida, por ejemplo:

- Desbloqueo de financiamiento nacional e internacional
- Desbloqueo de financiamiento público y privado
- Voluntad, impulso y mecanismos de fomento y coordinación federales y subnacionales para un programa de implementación masiva liderado a nivel federal en coordinación con 19 gobiernos estatales

Se buscaron aquellos ejidos con tierras de uso común que coincidieran con los polígonos de influencia de Zonas de Carga de los Nodos donde el valor de PML>60USD/MWh que dan viabilidad económica al sistema; para tener un potencial de proyectos desde el enfoque financiero. Sin embargo, dada la complejidad de la estructuración de proyectos de este tipo se consideraron

[21] La propiedad ejidal y comunal, representa el 50.8% del territorio nacional, distribuido en 29,709 ejidos y 2,393 comunidades que en conjunto ocupan aproximadamente 100 millones de hectáreas, sobre las que tienen derecho 5.5 millones de personas. Registro Agrario Nacional, 2017.

- Aspectos sociales, por ejemplo, interés de las personas del ejido o comunidad, disponibilidad de participar, preexistencia de organización funcional para temas productivos dentro de la comunidad,
- Aspectos legales, por ejemplo, que las asambleas agrarias estén registradas ante la procuraduría agraria y autoridades, que las tierras estén registradas en el Registro Agrario Nacional (RAN) sin conflictos agrarios,
- Aspectos técnicos, capacidad de la red de integración de GD.

Por estas razones se debe considerar que sólo en un porcentaje de los ejidos potenciales podría desarrollarse un proyecto con el acompañamiento de los gobiernos locales. En un cálculo conservador se propone que el desarrollo de proyectos sería posible en menos de la cuarta parte, es decir, un 22%.

7.3.4.3 Hogares solares

El concepto del programa Hogares Solares para energía limpia para familias mexicanas y beneficio a CFE se originó en un proyecto para instalar sistemas fotovoltaicos interconectados bajo la figura legal de Generación Distribuida en hogares con tarifa doméstica (subsidiada) para generar electricidad más económica y limpia. A través del programa se canaliza el ahorro por costo de suministro evitado, el valor de electricidad excelente alimentada a la red y el pago derivado del arrendamiento de techos por parte de los usuarios participantes para adquirir, instalar y mantener los techos solares por parte de CFE. Se plantean medidas de eficiencia energética en los hogares y la adquisición de techos solares de suficiente capacidad para satisfacer sus necesidades actuales y generar un volumen adicional para alimentar a la red. Una parte medular del programa es que el pago mensual por parte del usuario por concepto de arrendamiento del techo solar a CFE deberá ser entre 15 a 20% por debajo de su pago actual por concepto de electricidad. La generación de electricidad del Techo Solar instalado en la vivienda de cada usuario participante del Programa, resulta en términos netos, en la eliminación de la necesidad de consumir energía de la red generando ahorros en toda la cadena de valor de suministro eléctrico. El Programa transforma un costo actual que el Estado Mexicano absorbe, en inversión en generación limpia distribuida, creando rentabilidad para los actores participantes: usuario final y CFE. El programa representa el primer paso hacia el desarrollo de un nuevo modelo de negocio para la CFE de suministro eléctrico solar.

El programa establece que el monto de arrendamiento que paga el usuario final se calcula considerando un descuento significativo respecto a su gasto anual línea base (gasto anual del año anterior). Los Techos Solares que se instalarán en las viviendas de los usuarios finales participantes del programa, deberán generar la energía suficiente para que los hogares puedan abastecer su consumo y generar excedentes. El usuario se compromete a ceder a CFE el 100% de la Energía Excedente.

Operativamente el programa debe ser implementado por CFE SSB al ser éste el único suministrador de servicios básicos con operaciones en el país, asesorada y apoyada técnicamente por algunos organismos del sector con experiencia en este tipo de proyectos de ahorro de energía y energías renovables distribuidas, como podría ser el Fideicomiso para el Aislamiento Térmico (FIPATERM). Se prevé que el sector privado de empresas desarrolladoras de proyectos participe bajo licitación de CFE para la proveeduría, instalación y puesta en marcha de las primeras generaciones de techos solares, pero al mismo tiempo se van creando las capacidades y experiencia en el interior de CFE. El monitoreo de los techos solares es clave para la contabilización de los costos evitados y su recanalización al mecanismo financiero del programa, por lo que se prevé el desarrollo de capacidades y sistemas de control y monitoreo para el CFE.

El concepto ha pasado por distintas fases de conceptualización y planteamiento de propuestas desde 2017 considerando proyectos piloto y esquemas masivos de implementación, por lo que se cuenta con estudios y proyecciones que toman en consideración distintos factores de viabilidad legal, técnica, económica, ambiental y social.

Esta medida sólo puede ser implementada por CFE, por lo que se busca la sensibilización y socialización de los beneficios del concepto en el interior de CFE para su entendimiento, apropiación y adaptación del concepto a un modelo adecuado. La medida requiere el desarrollo de proyectos piloto masivos para afinar las características del programa, la habilitación de financiamiento nacional e internacional, así como acciones para el desarrollo de las empresas proveedoras y el contenido nacional en la proveeduría de la tecnología.

7.3.4.4 Impulso a los primeros sistemas de microturbinas eólicas

Las microturbinas eólicas (<100 kW) pueden generar energía eléctrica en distintas ubicaciones, desde zonas rurales aisladas sin necesidad de conectarse a la red eléctrica, hasta centros urbanos. En zonas rurales, se utilizan para bombear agua, cargar baterías y proporcionar un suministro eléctrico sin necesidad de conectarse a la red eléctrica. De esta forma, pueden ofrecer a estos habitantes formas de iluminar sus hogares, refrigerar alimentos, cocinar y desarrollar sus actividades cotidianas sin necesidad de emplear generadores diésel.

Esta medida consiste en el lanzamiento de programas de electrificación de zonas rurales a través de sistemas de microturbinas eólicas en conjunto con baterías. Estos equipos se podrán complementar con módulos fotovoltaicos para ofrecer sistemas más robustos ante condiciones climatológicas cambiantes.

7.3.5 Flexibilidad, almacenamiento y otros vectores de la transición energética

7.3.5.1 Establecimiento de regulación e incentivos para el Control de Demanda

La gestión de la demanda eléctrica o respuesta a la demanda consiste en una modulación temporal de la demanda eléctrica de determinadas personas usuarias respecto a su patrón habitual de consumo, a cambio de una compensación económica o un descuento en su factura de electricidad. Esto es una forma de otorgar flexibilidad y confiabilidad al sistema, también desde el lado de la demanda, especialmente en horas críticas. La flexibilidad proporcionada por el control de demanda, a su vez permite la integración de más energía eólica y solar fotovoltaica cuando el sistema presenta limitaciones por confiabilidad.

A través de esta medida se establecerán regulaciones y mecanismos de compensación que provocarán que se agregue más capacidad de respuesta a las variaciones de demanda en la red eléctrica. Esto a su vez provocará una reducción en las limitaciones de capacidad y energía renovables variables. A nivel residencial, estas medidas deberán considerar que las labores de cuidado y domésticas recaen principalmente sobre las mujeres, lo cual las convierte en las principales usuarias y tomadoras de decisiones de los consumos en los hogares.

No obstante, es necesario considerar la incorporación de los hombres en dichas labores con la finalidad de establecer corresponsabilidad en las familias.

7.3.5.2 Gestión de los horarios de carga de vehículos eléctricos

Como bien se describe en la sección correspondiente al sector transporte, se espera para los próximos años y para las próximas décadas un crecimiento notable de participación de los vehículos eléctricos en el mundo. Esto conlleva de forma inherente un aumento del consumo eléctrico de este sector y una consecuente variación de la curva de demanda diaria.

Esta medida está directamente relacionada con la anterior y consiste en el establecimiento de regulaciones y mecanismos de compensación para la gestión de los horarios de carga de los vehículos eléctricos.

7.3.5.3 Impulso al almacenamiento energético de gran escala mediante bombeo hidráulico

Los sistemas de almacenamiento hidráulico de bombeo representaban en 2018 el 94% de la capacidad de almacenamiento energético del planeta. Los 161 GW instalados a nivel global han demostrado grandes ventajas como un bajo costo considerando su vida útil; una fuerte robustez; aporte de estabilidad, confiabilidad y flexibilidad a las redes eléctricas y reducción de los costos globales del sistema eléctrico. Adicionalmente, impulsados por la creciente penetración eólica y solar fotovoltaica en los sistemas eléctricos, la generación despachable reducida y la necesidad de flexibilidad en la red, se espera que para 2030 se aumente en un 50% a nivel mundial la capacidad PHS en el mundo (IHA, 2018). En México, no existe todavía regulación para centrales de almacenamiento de ningún tipo y, por lo tanto, ninguna central está equipada con esta tecnología.

El principio general de funcionamiento de estas centrales es muy simple. Están formados por dos embalses con cotas diferentes, diferenciándose entre un embalse superior y un embalse inferior. En momentos de baja demanda y bajo precio de la energía, se aprovecha el exceso de generación del sistema para bombear agua del embalse inferior al embalse superior. En contraposición, cuando la demanda aumenta, se aprovecha la energía potencial hidráulica acumulada para accionar una turbina conectada a un generador eléctrico y aportar energía a la red. Estas centrales tienen una capacidad de rampa muy

elevada respecto a otras tecnologías, por lo que son un gran apoyo para la penetración de tecnologías renovables variables.

A través de esta medida se provocará, a través del establecimiento de una regulación oficial e incentivos, el aumento de la capacidad de almacenamiento a gran escala mediante bombeo. Esto otorgará flexibilidad y confiabilidad al sistema, permitiendo la mayor penetración de energías renovables variables.

7.3.5.4 Impulso al almacenamiento energético mediante baterías

Las baterías de Ión-Litio han experimentado un enorme crecimiento como sistema de almacenamiento energético de gran escala alrededor del mundo, entre otras aplicaciones. Presentan altas tasas de capacidad de carga, una vida útil relativamente larga en el contexto de las baterías, y bajas tasas de autodescarga, además de una excelente eficiencia. Para sistemas eléctricos, llegan a representar un almacenamiento flexible de calidad, por su rápida respuesta en frecuencia. A diferencia del almacenamiento mediante bombeo hidráulico, esta tecnología no se suele emplear para almacenar grandes cantidades de energía, sino para ofrecer una rápida respuesta en términos de potencia de forma local. Ambas tecnologías (bombeo hidráulico y baterías de Ion-Litio) se complementan por sus diferentes características y son un excelente aliado para la penetración renovable variable. Al igual que el almacenamiento por bombeo, el almacenamiento de gran escala mediante baterías puede obtener remuneración económica por arbitraje (compraventa de energía), capacidad y servicios conexos.

Mediante esta medida se provocará, a través del establecimiento de regulación, el aumento de la capacidad de almacenamiento mediante baterías. Esto otorgará flexibilidad y confiabilidad al sistema, permitiendo la mayor penetración de energías renovables variables.

7.3.5.5 Impulso a la incorporación de baterías en los sistemas de generación distribuida

El almacenamiento de energía distribuida a través de baterías es una práctica que va a ir tomando mayor importancia en los sistemas eléctricos de todo el mundo a medida que se transite hacia matrices donde las energías renovables sean dominantes. Las baterías permiten a las y los usuarios convertirse en participantes activos del sistema eléctrico al poder almacenar, consumir y entregar energía siguiendo, en la medida de lo posible, las necesidades del sistema a cambio de

un ahorro en su tarifa o una remuneración proporcional. Además, las baterías, en conjunto con los sistemas de generación distribuida también pueden convertir a los edificios en consumidores eléctricos independientes, disminuyendo la carga del sistema eléctrico, especialmente en horas de alta demanda.

Esta medida consiste en el lanzamiento de mecanismos para otorgar facilidades en el financiamiento de baterías de pequeña y mediana escala. También incluye el establecimiento de la regulación pertinente para, junto con el control de demanda, hacer más atractivo para las y los consumidores adquirir sistemas de almacenamiento. De esta forma se favorecerá, a través de la atenuación de los incrementos y decrementos en las curvas de demanda, la penetración de energías renovables variables en el sistema.

7.3.5.6 Impulso a la producción y utilización del hidrógeno verde como vector energético

El hidrógeno verde es aquel que se produce a través de la electricidad generada por fuentes renovables en un proceso químico conocido como electrólisis. El proceso se lleva a cabo en electrolizadores, y para su funcionamiento se requiere únicamente de electricidad y agua (H_2O) como insumos. La corriente eléctrica se utiliza para separar el hidrógeno del oxígeno que hay en el agua. Posteriormente, el hidrógeno verde producido puede ser almacenado y empleado como vector energético para diversas aplicaciones, pues puede servir como combustible o para la generación directa de electricidad a través de pilas de combustible.

El costo de producción del hidrógeno verde sigue considerándose elevado para ser competitivo con otros combustibles y tecnologías de almacenamiento. En 2020, los costos de producción se ubicaban entre los 2.1 y 5.1 USD/kg en función del precio promedio de la electricidad. No obstante, las proyecciones apuntan a una reducción de entre 13%- 24% para 2030 y de entre 36% - 51% para 2050 (IRENA, 2020).

Esta medida consiste, por tanto, en establecer incentivos y regulación para favorecer la penetración de infraestructura para la producción y consumo de hidrógeno verde en México, especialmente en áreas que ya concentran una elevada capacidad instalada renovable.

7.3.6 Eficiencia energética en el sector agropecuario

7.3.6.1 Incorporación de sistemas de iluminación eficiente para aumento de productividad en agricultura

Esta medida plantea la incorporación de lámparas y módulos LED para mejorar la producción de plantas, frutas o verduras tanto en el esquema urbano como rural. A través de estas se busca incrementar la eficiencia en el consumo energético sin dejar de lado la cantidad necesaria de flujo fotónico fotosintético (PPF, por sus siglas en inglés), siendo este uno de los indicadores más importantes para el crecimiento de las plantas, el cual, dependiendo el cultivo va a variar. En la actualidad, existen lámparas LED adecuadas para garantizar el mejor espectro dentro de los invernaderos, granjas verticales y cultivos de interior por lo que se puede llegar a optimizar la horticultura.

7.3.6.2 Mejorar los sistemas de riego agrícola

El objetivo de esta medida es la optimización del sistema de riego que permita aprovechar la mayor cantidad de agua en la producción, teniendo así un cultivo tecnificado. Algunos indicadores ayudan a reconocer dichas mejoras, siendo el Índice de Consumo Energético (IE) de un sistema de riego uno de los principales. En este se considera la energía total consumida por los equipos respecto al total de volumen de agua producido (CONUEE, 2011).

Por lo general, se estima que solamente el 37% de la energía recibida para el sistema de riego es aprovechada en energía útil, esto debido a que gran parte de la energía se pierde debido a la eficiencia del motor, bomba, conducción del fluido, así como en desperdicio de agua (CONUEE, 2011).

Aunado a la mejora de eficiencia energética en el sistema de riego se debe de tomar en cuenta al cumplimiento de la normatividad ambiental vigente como lo son la NOM-CCA/032-ECOL/1993 (NOM, 1993) establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las aguas residuales de origen urbano o municipal para su disposición mediante riego agrícola y la NOM-001-SEMARNAT-2021 (NOM, 2021) que establece los límites permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en cuerpos receptores de propiedad de la nación.

7.3.6.3 Mejorar sistemas de bombeo de agua para irrigación

La mejora de sistemas de bombeo de agua tiene como objetivo optimizar el conjunto motor-bomba para pozo profundo. Se tiene como objetivo la sustitución de sistemas de bombeo que superen los 10 años de antigüedad o aquellos que no cumplan con la normatividad vigente.

Los sistemas de bombeo de agua tienen diversas áreas de mejora dentro de sus componentes, entre ellos destaca la optimización del sistema eléctrico de acuerdo con la NOM-001-SEDE-2012, (NOM, 2012 b) en la que se establecen especificaciones técnicas sobre las instalaciones eléctricas en diversos rubros, entre estos, las construcciones agrícolas. Por otra parte, la eficiencia electromecánica también es un factor relevante por lo que en cumplimiento con la NOM-006-ENER-2015 (NOM, 2015) toma como base los valores mínimos de eficiencia electromecánica a cumplir por los sistemas de bombeo para pozo profundo, específicamente bombas verticales y bombas sumergibles (de 5.5 kW a 261 kW ó 7.5 HP a 350 HP), los valores mínimo del conjunto motor bomba de eficiencia electromecánica se encuentran entre 35% (bomba con motor sumergible) y 52% (bomba con motor externo).

De igual manera, la NOM-010-ENER-2004, (NOM, 2004) considera la eficiencia mínima de bomba sumergible, que dependiendo de sus características medibles en capacidad (l/s) de 0.3 a más de 60 l/s van desde 40% a 78% mientras que para motores la eficiencia mínima es de 68% para motores con 2 HP. La eficiencia mínima aumenta dependiendo la potencia del motor, teniendo como límite aquellos motores con potencia superior a 60 HP, cuya eficiencia mínima es de 87%.

7.3.6.4 Mejorar aislamiento en naves ganaderas

Esta medida tiene como fin incorporar sistemas de aislamiento térmico en naves de explotación ganadera. En su mayoría, las naves ganaderas utilizan materiales prefabricados para su construcción lo que genera que se generen puentes térmicos debido a la falta de aislamiento en diversas uniones y sellos. Aunado a esto, se utilizan sistemas de acondicionamiento de espacios y ventilación forzada que permiten controlar la temperatura del interior de las naves con el objetivo de alcanzar confort térmico para los animales y por ende una temperatura óptima de producción. En este sentido, el uso de aislamientos térmicos en las naves

ganaderas permite reducir las pérdidas de calor teniendo así un uso más eficiente de los sistemas de climatización, extracción y ventilación del área (IDAE, 2005).

7.3.6.5 Cambio de luminarias en granjas, pasillos y almacenes por luminarias LED

Esta medida busca incorporar una medida transversal a todas las actividades pecuarias del país, en el cuál, dependiendo las necesidades específicas de la actividad de la unidad económica se puedan incorporar luminarias eficientes, ya sea modulares o lámparas, todas ellas de tipo LED. La incorporación de dichas luminarias tiene como objetivo cubrir los diversos espacios y requerimientos de la unidad de producción.

7.3.6.6 Mejora de equipos de ventilación y extracción de aire en granjas

Dentro de la cría y explotación de animales la ventilación representa una variable importante en la producción debido a la emisión de gases y compuestos de los animales. En este sentido, la ventilación tiene diversos fines, primeramente, sirve para garantizar la renovación del aire dentro de espacios de producción, a su vez, permite eliminar diferentes sustancias del aire como polvo y gases, también es importante para la eliminación de vapor de agua y para ofrecer confort térmico a los animales. En ese sentido, suelen existir dos tipos de ventilación: forzada y natural.

A través de la ventilación forzada, se puede tener un mejor impacto en las variables necesarias para mejorar el crecimiento y la explotación de los animales. En este sentido, esta medida tiene como objetivo la sustitución de equipos de ventilación que cuentan con más de 10 años de uso por aquellos nuevos con alguna certificación de ahorro energético, esto es, aquellos que permitan regular el confort térmico del espacio pero que a su vez permita conseguir una mayor eficiencia energética.

7.3.6.7 Sustitución de motores eléctricos ineficientes en el sector agropecuario

Esta medida tiene como objetivo realizar la sustitución de motores eléctricos ineficientes o con más de 10 años de operación por aquellos denominados altamente eficientes. En los procesos pecuarios, los motores eléctricos son utilizados en diversas actividades como lo puede ser en la automatización de procesos de alimentación de animales, sistemas de ventilación y extracción, para

la activación de bombas de vacío, control de procesos, motores de limpieza, entre otros (Bartolome et. al., 2013).

La actualización de estos sistemas permite tener un menor consumo de energía y mayor potencia suministrada con motores altamente eficientes, de igual forma trae consigo otro tipo de características que los hace más atractivos, como menor ruido y espacio en su operación.

7.3.6.8 Incorporación de tanques de enfriamiento eficientes, aislamiento de tanques y prácticas de preenfriamiento o precalentamiento en el sector agropecuario

Si bien, en México la existencia de granjas ganaderas con cabezas destinadas a la producción de leche es de gran relevancia para el país, no se tiene un inventario sobre cuántos de estos establecimientos cumplen con tanques de enfriamiento eficientes o cuántos carecen de este tipo de tecnología (SADER, 2022). Los tanques de enfriamiento, principalmente de leche, son aquellos recipientes en donde se recoge el producto y se almacena previamente a su distribución; esto con el fin de evitar la proliferación de microorganismos.

En ese sentido, esta medida busca realizar la sustitución de tanques de enfriamiento con al menos 10 años de antigüedad por tanques de enfriamiento con mayor eficiencia energética (considerando etiquetado internacional, al no tener nacional) y capacidad.

7.3.6.9 Instalación de variadores de velocidad en bombas de vacío y motores eléctricos en el sector agropecuario

La instalación de variadores de velocidad en sistemas de bombas de vacío o en motores eléctricos permite ajustar la velocidad de operación de estas tecnologías de acuerdo con los requerimientos del proceso en tiempo real lo que provoca que el equipo se desempeñe en el rango necesario sin sobre trabajar. Los variadores de velocidad son tecnologías utilizadas en procesos que demandan velocidad variable.

Al ajustarse a los requerimientos de potencia y demanda necesarios se tiene como resultado un menor consumo de energía mejorando así la eficiencia del proceso. Por consiguiente, esta medida plantea la incorporación de este tipo de tecnología

en aplicaciones como las bombas de vacío utilizadas en el ordeño del ganado, así como también motores eléctricos utilizados en los diversos procesos del sector.

7.3.6.10 Incorporación de Tecnologías de información y automatización de maquinaria del sector agropecuario

Con base en la Encuesta Nacional Agropecuaria de 2019 se sabe que la penetración de este tipo de tecnologías se encuentra presente en el 35.6 % del total de unidades productoras. Si bien, el uso de tecnologías de la información está asociada a procesos industriales su incorporación dentro de procesos agropecuarios permitirá tener un mayor aprovechamiento de procesos, insumos, energía y productos generados, convergiendo así en una mejora en la eficiencia energética y productividad del establecimiento.

Por consiguiente, esta medida establece la penetración de diversas tecnologías de información y automatización en las unidades productoras del país entre las que destacan la incorporación de recolección de datos a través del internet de las cosas (IOT, por sus siglas en inglés), uso de robots avanzados en la cosecha, utilización de drones, uso de controladores en agricultura con entorno controlado así como la incorporación de mayor y mejor conectividad para tener acceso al procesamiento de información (StartUs Insights, 2022).

7.3.7 Eficiencia energética en el sector comercial y servicios

7.3.7.1 Incorporación de sistemas de iluminación eficiente en el sector comercial y servicios

De acuerdo con Morillón et. al. (2016), la iluminación tiene una participación estimada promedio de 29% del consumo de energía eléctrica dentro del sector comercial y servicios. La incorporación de sistemas de iluminación eficiente en este sector está basada en dos aspectos principales, el primero de ellos es la incorporación de lámparas LED de acuerdo con el uso final requerido. Si bien, se entiende que existe una gran diversidad entre las actividades realizadas dentro del sector, las lámparas utilizadas deben de apegarse al cumplimiento de las Normas Oficiales Mexicanas.

Por otra parte, se contempla la incorporación de diferentes mecanismos que permitan, de acuerdo con los usos finales de la unidad económica mejorar el uso

de estas y evitar el desperdicio de energía. Para ello, por ejemplo, se puede considerar la inclusión de sensores de presencia en diferentes espacios.

En este sentido, se debe tomar en cuenta tanto la NOM-030-ENER-2016, (NOM, 2016 b) que como se mencionó anteriormente establece los parámetros mínimos de eficacia luminosa (lm/W), así como características específicas en lámparas tipo LED como el flujo luminoso mínimo mantenido (%) el cual indica el flujo luminoso respecto a la vida nominal (h) de las lámparas.

De igual forma, es indispensable considerar la NOM-025-STPS-2008, (NOM, 2008) la cual tiene como principal objetivo fijar los límites de iluminación requeridos (niveles mínimos de iluminación en luxes) en los centros de trabajo de acuerdo con la actividad a realizar y la tarea visual del puesto de trabajo así como medidas de control derivados de la superación de niveles máximos permisibles de factor de reflexión, esto con el fin de salvaguardar la integridad del personal, así como proveer seguridad y salud a las y los trabajadores.

7.3.7.2 Incorporación de mejoras en sistemas de control para aire comprimido en el sector comercial y servicios

El aire comprimido es un servicio utilizado en múltiples aplicaciones dentro de los diferentes tamaños de empresas. Los sistemas de aire comprimido se encuentran conformados por subsistemas. Entre estos se considera el equipo de compresión, el tratamiento del aire (en el caso de que se realice) así como el almacenamiento primario, de igual forma se debe de contar con las tuberías de distribución, almacenamiento secundario y el uso final.

La importancia de la mejora en estos sistemas radica, además del consumo energético asociado, se da en la versatilidad de usos finales en donde se utiliza como la refrigeración, activación de herramientas, fluidos de limpieza, así como su gran uso en maquinaria, por lo que el campo de aplicación en diferentes actividades económicas es relevante.

A través de esta medida se busca incorporar buenas prácticas en los sistemas de aire comprimido. Con base en la Guía para ahorrar energía en sistemas de aire comprimido (CONUEE, 2009) existen elementos principales a considerar tanto en el suministro como en la demanda del sistema. Primeramente, se debe de partir de la verificación del dimensionamiento del sistema esto es, la calidad y cantidad

del aire, así como la presión requerida. Una vez verificado el dimensionamiento se debe de tomar en cuenta la verificación de fugas, arreglo de la estructura del sistema, caídas de presión e incorporación de sistemas que puedan mejorar el desempeño del sistema como lo son: recuperadores de calor, controladores de flujo y variadores de frecuencia.

También se debe de tomar en cuenta la NOM-020-STPS-2011, (NOM, 2011 b) en la que se establecen las condiciones de seguridad de diversos recipientes sujetos a presión, criogénicos o generadores de vapor, así como la clasificación de estos de acuerdo con el fluido, presión y volumen.

7.3.7.3 Sustitución de compresores antiguos por sistemas de compresión de alta eficiencia en el sector comercial y servicios

De acuerdo con datos de la (CONUEE, 2009) un sistema de aire comprimido cuenta con una vida útil en promedio de entre 10 y 15 años; los costos operativos principales se encuentran distribuidos de la siguiente forma: energía para funcionamiento (83%), mantenimiento (4%) y capital (13%).

Alineado con esto, la medida de sustitución de compresores antiguos por compresores nuevos de alta eficiencia tiene como fin reducir el consumo energético y los costos operativos derivados de la puesta en marcha de esta tecnología. Sin embargo, cabe destacar que la elección del tipo de compresor tiene que analizarse con base en las necesidades de presión, temperatura de trabajo y la capacidad instalada requerida (MGM International, 2018 a).

7.3.7.4 Sustitución de equipos de bombeo para diferentes aplicaciones y fluidos

Esta medida busca incorporar bombas de alta eficiencia en sustitución de bombas antiguas (mayores a 10 años) así como aquellas sin algún tipo de certificación de ahorro de energía vigente.

Con el fin de poder seleccionar el mejor tipo de bomba para la necesidad específica del sector se debe de tener el correcto dimensionamiento del caudal, potencia y presión requeridos.

En este sentido, y entendiendo que dentro del sector comercial y servicios existen diversas actividades en las que no solamente se requiere el bombeo de agua, existen normas internacionales que pueden servir de apoyo para la pre-selección

de equipos de bombeo como lo son las normas ISO 5199 (diferentes aplicaciones industriales) e ISO 9908 (aplicaciones de servicio ligero) en donde se describen las diferentes especificaciones técnicas que deben de cumplir estas tecnologías (UPME & ONUDI, 2018) .

A su vez, en cuestión de bombeo de agua se debe de considerar que la tecnología cumpla con la NOM-004-ENER-2014, (NOM, 2014 b) si el flujo de agua necesario es similar al de una vivienda.

7.3.7.5 Sustitución de equipos de acondicionamiento de espacios por equipos eficientes del sector comercial

El acondicionamiento de espacios es, en promedio, el uso final más importante dentro del sector comercial y servicios con intervalos de participación entre el 37% y el 55% (48.6% en promedio) (Morillón et. al., 2016).

Con esta medida se busca la incorporación de tecnologías de acondicionamiento de espacios, dentro del sector comercial y servicios, cumpliendo con certificaciones de ahorro energético en sustitución de equipos sin certificación, con baja eficiencia[22] o con más de 10 años de uso.

Dentro del sector comercial y de servicios se utiliza una gran variedad de equipos para el acondicionamiento de espacios. De acuerdo con (CONUEE, s.f.), los equipos de aire acondicionado más utilizados en este sector son: *multisplit*, equipos divididos, equipo central y *chillers*. Sin embargo, en espacios comerciales pequeños se pueden encontrar en uso algunos de los equipos de menor potencia, como los *minisplits*.

La normatividad vigente en algunas tecnologías de aire acondicionado se encuentra catalogada en cuatro Normas Oficiales:

[22] Aunque no es referido en todas las NOM, el indicador más utilizado en el mundo para medir la eficiencia energética de un aire acondicionado es el SEER el cuál es el "factor de eficiencia energética global de la unidad, representativo de toda la temporada de refrigeración, calculado como demanda anual de refrigeración de referencia dividida por el consumo anual de electricidad para refrigeración" (DOUE, 2011). En este sentido, según la escala europea, aquellos equipos que cuentan con un SEER superior a 5.6 son los considerados como de alta eficiencia; aquellos que cuentan con un SEER superior a 8.5 son los equipos más eficientes del mercado.

- NOM-011-ENER-2006, (NOM, 2006). Eficiencia energética en acondicionadores de aire tipo central, paquete o dividido. Límites, métodos de prueba y etiquetado.
- NOM-021-ENER/SCFI-2017, (NOM, 2017). Eficiencia energética y requisitos de seguridad al usuario en acondicionadores de aire tipo cuarto.
- NOM-026-ENER-2015, (NOM, 2015 a). Eficiencia energética en acondicionadores de aire tipo dividido (*inverter*) con flujo de refrigerante variable, descarga libre y sin ductos de aire.
- NOM-023-ENER-2018, (NOM, 2018 a). Eficiencia energética en acondicionadores de aire tipo dividido, descarga libre y sin conductos de aire.

Sin embargo, los sistemas de acondicionamiento de espacios en el sector comercial y servicios no cuentan con normatividad. Actualmente, se cuenta con el anteproyecto de norma ANTEPROY-NOM-035-ENER-2021 Eficiencia energética en acondicionadores de aire tipo unitario. Límites, métodos de prueba y etiquetado, en cuya elaboración fue partícipe Iniciativa Climática de México (CONUEE, 2021). De lograrse el establecimiento de dicha norma, al ser la primera en regular la eficiencia energética de los equipos que se utilizan en el sector comercial, se establecería una línea de partida en la eficiencia energética de este uso final.

7.3.7.6 Sustitución de equipos de refrigeración comercial

La refrigeración comercial es uno de los procesos con mayor utilización dentro del sector comercial y servicios, esto derivado de la gran cantidad de unidades económicas con uso de esta. Si bien, tiene mayor impacto en actividades de comercio al por menor, así como en el subsector de alimentos y bebidas; su utilización suele ser muy diversa ya sea para la conservación de alimentos, productos y medicamentos.

Esta medida tiene como objetivo incorporar equipos de refrigeración comercial eficiente en sustitución de tecnologías con más de 10 años o que no cumplan con la normatividad vigente. A través de la NOM-022-ENER/SCFI-2014, (NOM, 2014 e) se establecen los límites máximos de consumo por litro de volumen refrigerado útil (Wh/L en 24 h) de acuerdo con los diferentes tipos de aparatos: enfriadores

verticales y horizontales con capacidad entre los 25 a 1,200 litros para verticales y de 50 a 500 litros para horizontales; también se incluyen congeladores verticales con capacidades entre 50 a 1,200 litros de capacidad y para horizontales con capacidad entre 50 a 700 litros.

7.3.7.7 Incorporación de vitrinas refrigeradas de alta eficiencia

Esta medida busca sustituir vitrinas refrigeradas que se encuentran en operación y que no cumplen la normativa vigente o que llevan más de 10 años de operación. Al igual que la medida anterior, se considera la NOM-022-ENER/SCFI-2014, (NOM, 2014 e) en la que se incluyen los límites máximos permisibles de consumo energético por litro de volumen refrigerado útil para vitrinas en un intervalo de capacidad de 100 a 1,200 L.

7.3.7.8 Incorporación de aislamiento de tuberías de calor o frío

Esta medida tiene como objetivo la incorporación de recubrimientos aislantes en tuberías en las que el fluido debe mantener una temperatura ya sea cálida o en frío para el uso final requerido. Se pretende evitar la transferencia de calor entre el fluido de la tubería y el medio ambiente. Como consecuencia, la energía aprovechada dentro de estas tuberías permite evitar el recalentamiento o el volver a enfriar la temperatura permitiendo que tecnologías que operan este tipo de procesos disminuyan su uso.

De forma general, los principales materiales aislantes en tuberías son fibra de vidrio, neopreno, espuma de polietileno, poliestireno expandido y la espuma elastomérica (Castellanos, R., 2015; Twenergy, 2016).

7.3.7.9 Sustitución de motores eléctricos de baja eficiencia por motores de alta eficiencia

En promedio, los motores eléctricos representan el 5.6% de los usos finales en diversos servicios y comercios, en algunos casos suelen ser principalmente para la activación de algún sistema de elevadores o para usos propios del giro del sector (Morillón et. al., 2016).

Sin embargo, debe de considerarse que en algunos casos los motores eléctricos son una de las principales tecnologías para la activación de diversas maquinarias y procesos, por lo que el impacto en el consumo energético y el costo operativo que representa suele ser de gran relevancia.

En este sentido, la estrategia de sustitución de un motor eléctrico se basa principalmente en un correcto dimensionamiento del sistema para la selección de motor, la utilización de variadores de frecuencia cuando sea necesario, la utilización de motores trifásicos así como la selección de motores con cumplimiento de la NOM- 033- ENER-2019 (NOM, 2019 b), dentro de esta se establecen los valores mínimos de eficiencia energética en la cual se realiza el seccionamiento de tres tipos de motores: de polo sombreado, capacitor permanente y aquellos electrónicamente conmutados; cada uno expresado de acuerdo a su potencia nominal en Watts y la eficiencia energética mínima dependiendo si cuentan con 2, 4 o 6 polos (a excepción de aquellos electrónicamente conmutados).

7.3.7.10 Incorporación de variadores de frecuencia

Esta medida tiene como fin incorporar variadores de frecuencia en procesos de demanda energética y de potencia con uso de motor eléctrico. Como se mencionó anteriormente, los motores eléctricos representan un valor importante en los usos finales de este sector, además de tener diversas aplicaciones. Como consecuencia, esta medida busca aumentar la eficiencia energética de los procesos en los que se utilicen diversos requerimientos exigidos por el proceso.

Los variadores de frecuencia permiten regular la respuesta del motor frente a las diferencias en la demanda de energía garantizando un funcionamiento óptimo del sistema.

7.3.7.11 Incorporación de planes de mantenimiento programado a instalaciones eléctricas y equipos tecnológicos

De acuerdo con la Guía de ahorro y eficiencia energética en oficinas y despachos de la Comunidad de Madrid (FENERCOM, 2017) la realización de mantenimiento preventivos en instalaciones eléctricas disminuye la necesidad de realizar mantenimientos correctivos, además de permitir que las tecnologías y sistemas puedan desempeñarse correctamente.

Cuando se va a realizar una instalación eléctrica inicial se debe de tomar en cuenta la NOM-001-SEDE-2012, NOM (2012 b) en la que se describen los diferentes especificaciones y lineamientos que deben de cumplir con el fin de proporcionar seguridad para el personal o usuarios de estas. Por tanto, esta medida plantea el

establecimiento de un programa de mantenimiento preventivo recurrente, tanto para las instalaciones eléctricas como para cada una de las tecnologías.

7.3.7.12 Incorporación de Sistemas de Gestión de Energía (SGEn)

Un Sistema de Gestión de Energía (SGEn) es un proceso permanente y retroalimentado de manejo de información, de toma de decisiones y de acciones operativas y de inversión orientadas a evitar el desperdicio de energía y una mayor eficiencia energética en una instalación. El SGEn se establece a partir del convencimiento y la iniciativa al mayor nivel posible de una organización (CONUEE/ GIZ, 2014).

La aplicación de los SGEn es posible en cualquier tipo de empresa, en tamaño y actividad. Para que un SGEn tenga el mayor impacto se debe considerar la ISO 50001, la cual, es la norma internacionalmente utilizada con este fin. En este sentido, se consideran 4 etapas principales más no limitativas: planear, hacer, verificar y actuar. A su vez, la inclusión de los procedimientos siguientes (CONUEE, 2020):

- Involucramiento de la alta dirección
- Establecimiento de objetivos y metas
- Crear y desarrollar planes de acción
- Sensibilizar al personal y fortalecer competencias
- Supervisar para mejora continua

Con base en aplicaciones, se ha calculado un ahorro energético superior al 20% en empresas que han incorporado este tipo de sistemas (CONUEE, 2018a).

7.3.7.13 Incorporación de sistemas de cogeneración en micro, mediana y pequeña escala en el sector comercial y servicios

La cogeneración, como se ha definido anteriormente, se caracteriza por la producción de energía eléctrica y energía térmica simultáneamente en el punto de generación. Por lo común, su aplicación está destinada a la utilización dentro de la industria en gran escala; sin embargo, a través de diversas investigaciones se ha documentado el aprovechamiento de esta misma en capacidades menores.

Dentro del marco del proyecto desarrollado por la CONUEE y la GIZ (2013) se establece un esquema de aplicabilidad de cogeneración en micro, pequeña y

mediana escala que pudiera ser aprovechable en este sector. A continuación, se muestra una tabla con las capacidades, niveles de tensión y unidades económicas en las que podría ser aprovechable cada uno de estos tipos.

Tabla 12. Micro, pequeña, mediana y cogeneración a gran escala.

Tamaño	Capacidad	Tensión	Usos finales
Micro cogeneración	<30 kWe	Hasta 1 kV	Viviendas, pequeños comercios, spas gimnasios
Pequeña cogeneración	de 30 kWe a 500 kWe	Entre 1 y 69 kV	Hoteles pequeños y medianos (menos de 100 habitaciones) pequeños centros comerciales
Mediana cogeneración	500 kWe a 5 MWe	Mayor a 69 kV	Hoteles de gran turismo, hospitales, centros comerciales grandes, edificios de oficinas, centros deportivos. Pequeñas y medianas empresas
Cogeneración en gran escala	Mayor a 5 MW	Mayor a 69 kV	Gran industria
Micro cogeneración	<30 kWe	Hasta 1 kV	Viviendas, pequeños comercios, spas, gimnasios

Fuente: CONUEE & GIZ (2013).

Como puede observarse, tanto la micro, pequeña y mediana cogeneración puede ser aplicable en diferentes actividades económicas dentro del sector comercial y servicios; sin embargo, para poder incorporar este tipo de tecnología debe de dimensionarse con base en los requerimientos específicos de la empresa.

7.3.7.14 Incorporación de calentadores solares de agua (CSA) en sector comercial y servicios

Uno de los usos finales de consumo de energía con mayor relevancia en algunas actividades económicas del sector comercial y servicios es el calentamiento de agua, ya sea para la satisfacción de necesidades propias de procesos para la elaboración de algún producto como también en la satisfacción de necesidades derivadas de servicios ofrecidos, como, por ejemplo, el calentamiento de albercas o la distribución de agua caliente sanitaria en hoteles.

Los CSA son colectores instalados en los techos de las edificaciones o en áreas que permitan la captación de los rayos del sol, utilizan la radiación térmica producida por el Sol para transferir calor al agua que circula a través de su interior.

Derivado de esto y aprovechando las características del recurso solar a lo largo del territorio nacional, la factibilidad de instalación de calentadores solares de agua es positiva, por lo que a través de esta medida se busca integrar CSA que cumplan la normatividad vigente en el sector comercial y servicios (CONUEE, 2014).

En términos de normatividad, los calentadores solares con eficiencia energética comprobada se encuentran regulados por la NOM-027-ENER/SCFI-2018 (NOM, 2018 b) Rendimiento térmico, ahorro de gas y requisitos de seguridad de los calentadores de agua solares y de los calentadores de agua solares con respaldo de un calentador de agua que utiliza como combustible gas L.P. o gas natural.

7.3.8 Eficiencia energética en el sector residencial

7.3.8.1 Incorporación de sistemas de iluminación eficiente en las viviendas

Esta medida tiene como objetivo transitar de aquellas tecnologías menos eficientes a las LED en las que se incluyen aquellas en donde se disipa gran parte de la energía recibida en forma de calor (focos incandescentes). Esto es, hacer el cambio de focos incandescentes y Lámparas Fluorescentes Compactas (LFC) a luminarias LED.

Las lámparas LED corresponden a aquellas que tienen como principal componente un material semiconductor, el cual, emite luz una vez exista un flujo de electrones. A diferencia de estas, los focos incandescentes cuentan con un filamento de metal dentro de un bombillo de vidrio sellado. En este sentido, el foco incandescente emite luminosidad una vez se ha calentado el filamento en su punto máximo, siendo el tipo de lámparas más ineficiente en la actualidad.

Por otra parte, las LFC, a pesar de presentar una mayor eficacia respecto a las lámparas incandescentes, se encuentran por debajo de los ahorros obtenidos por una lámpara de tipo LED. Este tipo de lámparas funcionan a través de una descarga eléctrica en vapor de mercurio a baja presión.

Se estima que las LFC tienen un consumo de energía de aproximadamente el 20% respecto a una incandescente. Además de tener una vida útil de hasta 10 veces. Por su parte, las lámparas LED consumen hasta 90% menos energía que las

lámparas incandescentes y tienen una vida útil de hasta 100 veces mayor que estas (Arroyo y Jiménez, 2014; SENER, 2015).

En cuestión de normatividad, las lámparas LED se encuentran reguladas por la NOM-030-ENER-2016, (NOM, 2016 b) en la que se establecen los parámetros mínimos de eficacia luminosa (lm/W), así como características específicas de este tipo de lámparas como el flujo luminoso mínimo mantenido (%) el cual indica el flujo luminoso respecto a la vida nominal (h) de las lámparas. Por otra parte, para las LFC la NOM-017-ENER/SCFI-2012 (NOM, 2012) muestra características como la eficacia luminosa mínima (lm/W), la relación de temperatura de la envolvente del balastro respecto al tiempo y temperaturas máximas aceptables de las lámparas.

7.3.8.2 Sustitución de sistemas de aire acondicionado

Los equipos de aire acondicionado no tienen gran penetración en todas las viviendas del país; sin embargo, tienen un impacto considerable dentro del consumo energético del sector, principalmente en regiones de clima extremo en donde el confort térmico se vuelve una necesidad. Dentro de los diversos tipos de equipos de aire acondicionado se pueden identificar 5 principales: *minisplit On/Off, minisplit Inverter*, de ventana, divididos, centrales y *coolers*. A través de esta medida se busca realizar el cambio de equipos de aire acondicionado que por el tipo de tecnología utilizada o antigüedad se encuentren fuera de la normatividad vigente.

Con base en el documento Sistemas de Aire Acondicionado de la CONUEE (CONUEE, s.f.) dentro del sector residencial los equipos de aire acondicionado más convenientes para el sector residencial son: *Minisplit*, de tipo ventana y unidades portátiles.

Para ello, se contemplan tres Normas Oficiales Mexicanas: NOM-023-ENER-2018, (NOM, 2018 a) "aplicable para acondicionadores de aire tipo dividido, descarga libre y sin conductos de aire (*minisplit* y *multisplit*); de ciclo simple (sólo frío) o con ciclo reversible (bomba de calor[23]), que utilizan condensadores enfriados por aire, operados con energía eléctrica, en capacidades nominales de enfriamiento de 1

[23] Excluye a las bombas de calor a base de agua.

Wt hasta 19 050 Wt que funcionan por compresión mecánica"; en términos energéticos dentro de esta se establece el límite de valor de la Relación de Eficiencia Energética Estacional (REEE), la cual se encuentra definida como la relación entre el enfriamiento total de un equipo split respecto a la potencia eléctrica total suministrada expresada en Wt/We o Btu/hW respecto a la capacidad de enfriamiento en Watts o BTU/h. Esto es, la cantidad de Watts térmicos transferidos del interior al exterior, a lo largo de un año, respecto a los Watts eléctricos consumidos en ese mismo periodo. También se cuenta con la NOM-026-ENER-2015, (NOM, 2015 a) al igual que en el caso anterior, se fijan los límites de la REEE, pero en este caso aplica directamente a acondicionadores de aire del tipo *inverter*, con flujo de refrigerante variable operados con electricidad y con potencias nominales de 1 Wt a 19,050 Wt.

A su vez, la NOM-021-ENER/SCFI-2017, (NOM, 2017) tiene como campo de aplicación 5 diferentes tipos de acondicionadores de aire tipo cuarto divididos en 18 clases con base en su capacidad de enfriamiento en Wt, mayor o igual a 1,758 Wt hasta aquellos de 10,600 Wt. En este caso, se toma como indicador de eficiencia energética la Relación de Eficiencia Energética Combinada (REEC)[24] cuyos valores dependen de la clase de acondicionador de aire a analizar, cuyo valor más bajo corresponde a 2.55 REEC.

De igual forma, se busca tener una mayor penetración de sistemas *inverter*, los cuales, con base en los sistemas que les componen funcionan de forma adaptativa a las necesidades del entorno en donde se ubican. Asimismo, es de interés la implementación de una mayor cantidad de equipos con etiquetado amarillo y sello FIDE.

7.3.8.3 Sustitución de refrigeradores

Esta medida contempla la incorporación o el cambio de refrigeradores convencionales (o de baja eficiencia mayores a 10 años) por aquellos con etiquetado de alta eficiencia, en cumplimiento con la NOM-015-ENER-2018, (NOM,2018) en la que se especifican los límites de consumo de energía máximos

[24] De acuerdo con la NOM, la REEC, considera el efecto neto de enfriamiento Wt respecto a la potencia eléctrica, We. También considera el consumo de energía en espera del acondicionador de aire.

(kWh anuales) determinados por el volumen ajustado del refrigerador en litros y por tipo de refrigerador, catalogado en 18 diferentes tipos.

Este tipo de medida se ha implementado a través del tiempo en diversas localidades; sin embargo, aún existe un porcentaje considerable de equipos de baja eficiencia dentro de las viviendas mexicanas. A través de esta medida se busca impactar directamente en el consumo final de electricidad de los hogares, al ser uno de los electrodomésticos con mayor penetración dentro de las viviendas. Se estima que los refrigeradores convencionales suelen tener un consumo energético superior al doble de los refrigeradores que cumplen la normatividad vigente. Aunado a eso, existe la alternativa de adquirir estos electrodomésticos con sello FIDE, el cual asegura una mayor eficiencia respecto al consumo energético de los mismos.

7.3.8.4 Sustitución de equipos de lavado de ropa

Dentro de esta medida se busca integrar o sustituir la mayor cantidad de equipos de mayor eficiencia dentro de las viviendas mexicanas. De forma general, las lavadoras se encuentran categorizadas en 4 tipos: manuales, semiautomáticas, automáticas con tapa arriba y automáticas con puerta frontal. A pesar de los esfuerzos de migrar a lavadoras de tipo automático aún persiste gran penetración de lavadoras manuales y semiautomáticas, así como equipos con más de 10 años de antigüedad, lo cual no solo tiene impacto en el consumo de energía eléctrica sino en la calidad de vida de las mujeres. Debido a los roles y estereotipos de género tradicionales, así como la división sexual del trabajo, sobre las mujeres recaen las labores domésticas y de cuidado, las cuales incluyen el lavado y el cuidado de la ropa. Por lo tanto, realizar esfuerzos en materia de eficiencia energética y la adquisición de lavadoras de tipo automático implicaría liberar tiempo de trabajo no remunerado de las mujeres, el cual podría ser utilizado para llevar a cabo actividades remuneradas, de ocio o de capacitación.

A través de esta medida se busca cumplir con la normatividad vigente, así como también implementar la mayor cantidad de aparatos con etiquetado amarillo. En este sentido, con el fin de conocer el factor de energía (FE) en litros por kWh por ciclo (L/ kWh*ciclo) cuyo valor mínimo establecido para lavadoras automáticas es de 60 FE; como también los valores de consumo de energía máximos permisibles (kWh/año) dentro de estos equipos determinados por tipo y capacidad del

aparato (valores entre 17 kWh/año a 94 kWh/año para lavadoras manuales; y valores entre 19 kWh/año a 144 kWh/año en lavadoras semiautomáticas), se cuenta con la NOM-005-ENER-2016, (NOM, 2016).

7.3.8.5 Incorporación de envolvente térmica en viviendas (muros, pisos y techo) y de aislamiento térmico en ventanas y puertas

Esta medida busca incorporar aislamientos térmicos a lo largo de viviendas localizadas en climas extremos. Esto es, principalmente en aquellas que requieren de acondicionamiento de espacios cerrados a través de calefacción o aire acondicionado. La ventaja del aislamiento térmico es el evitar pérdidas de calor que puedan ocasionar un mayor consumo energético derivado al ajuste que deba tener la tecnología utilizada dentro de la vivienda.

El aislamiento térmico puede realizarse tanto en muros, pisos, techos y puertas a través de incorporación de láminas de material aislante o recubrimientos con características aislantes; en ventanas suele realizarse a través de recubrimientos de tonalidades obscuras principalmente a través de películas de control solar; en otros casos se puede realizar la instalación de un vidrio de control solar previamente fabricado (CONUEE & ADE, 2017).

La NOM-018-ENER-2011, (NOM, 2011 c) define características específicas que deben cumplir los materiales aislantes enfocándose en densidad aparente, conductividad térmica, permeabilidad al vapor de agua y adsorción de humedad y absorción de agua. En la norma no se muestran límites mínimos para estas características; sin embargo, se sabe que algunos materiales como la fibra de vidrio, poliestireno expandido, poliestireno extruido, polisocianurato, entre otros, cumplen con características que ayudan a mejorar el aislamiento térmico dentro del espacio al tener características que evitan la pérdida de calor.

Para el caso de ventanas existe la NOM-024-ENER-2012, (NOM, 2012 a) en la que se describen especificaciones que deben de indicar los proveedores de vidrios como lo son: coeficiente de ganancia de calor solar, coeficiente de sombreado, coeficiente global de transferencia de calor y el coeficiente visible térmico.

7.3.8.6 Incorporación de ventanas con doble cristal en viviendas

Esta medida tiene como objetivo incorporar ventanas con doble acristalamiento en viviendas localizadas en climas extremos. Este tipo de ventanas funcionan

como parte del aislamiento térmico de la vivienda; evitan la propagación de calor del interior al exterior y viceversa. Como consecuencia se tiene un menor consumo energético derivado de un menor funcionamiento variable por parte del acondicionador de aire o calefacción.

Las ventanas doble cristal constan de dos hojas de vidrio separadas por un espacio lleno de aire o de algún gas con baja conductividad térmica permitiendo la disminución de la transferencia de calor. En los casos de clima cálido extremo se recomienda utilizar una hoja de vidrio entintado o con película de control solar en la parte exterior (CONUEE & ADE, 2017).

De forma general, para este tipo de ventanas se debe de tomar en cuenta que el grosor del marco es más ancho en comparación con una ventana normal por lo que requieren de adaptación en su instalación.

7.3.8.7 Integración de equipos de confort térmico basados en bomba aerotermia en el sector residencial

Esta medida consiste en incrementar la penetración de bomba de calor, en específico de la bomba aerotérmica la cual es una máquina termodinámica que extrae calor del exterior para ser aprovechable ya sea como calefacción, frío o para utilización en agua caliente sanitaria. El funcionamiento de esta tecnología consiste en la utilización de un intercambiador de calor con un gas refrigerante comprimido, el cual, a través de un motor eléctrico y un compresor permite circular el refrigerante del estado más frío al más caliente por lo que la bomba puede servir como refrigeración o como calefacción de acuerdo con el ambiente exterior y los requerimientos en el interior de la vivienda. En este sentido, la bomba aerotérmica utiliza el aire ambiente para su funcionamiento (López-Baisson, C., 2017).

A diferencia de las tecnologías convencionales, es reconocida como una tecnología renovable de acuerdo con el Código Técnico de Edificación en España (MITMA, 2022) y supone una mayor eficiencia energética debido al ciclo que conlleva, por lo que entrega más energía que la consumida.

7.3.8.8 Integración de equipos de confort térmico basados en bomba geotérmica en el sector residencial

Al igual que la bomba aerotérmica, la bomba geotérmica es una máquina térmica (bomba de calor), comparte características similares en cuanto a funcionamiento respecto a la bomba aerotérmica; sin embargo, la diferencia radica en que en este caso se utiliza la tierra como medio de extracción o de suministro de calor.

La base del funcionamiento es la utilización de la temperatura constante que guarda la tierra a cierta distancia de profundidad. La principal ventaja que tienen respecto a las bombas aerotérmicas es la disminución de la variabilidad de temperaturas que puede tener el aire por lo que se consideran más energéticamente eficientes. Sin embargo, el costo de adquisición e instalación de una bomba geotérmica es mayor que el de una aerotérmica, esto debido a la necesidad de adaptar el terreno, lo que deriva en costos de instalación mayores, así como costos de tecnología superiores. (USDoE, 2011; USDoE, 2022)

7.3.8.9 Incorporación de sistemas de termostatos inteligentes

Esta medida tiene como fin incorporar termostatos inteligentes en aquellas viviendas que utilizan aire acondicionado o calefacción. Los termostatos inteligentes recaban información sobre el modo de consumo y patrones de preferencia de temperaturas utilizadas por las personas que habitan los espacios. Derivado de la recolección de información, los termostatos inteligentes permiten automatizar el comportamiento de las tecnologías de acondicionamiento de espacios y permiten hacer más eficiente la demanda teniendo como consecuencia un ahorro energético. A diferencia de los termostatos programables, los termostatos inteligentes recaban información lo que permite que se programen automáticamente (MIT, 2020).

7.3.8.10 Sustitución de equipos de bombeo de agua doméstico

A través de esta medida se busca tener una mayor penetración de equipos de conjunto motor-bomba de agua doméstica que cumplen con la NOM-004-ENER-2014, (NOM, 2014 b). De acuerdo con esta NOM, la eficiencia energética del conjunto motor-bomba se encuentra determinada por el consumo máximo de energía (Wh) en potencias de 0.180 kW (¼ HP) a 0.750 kW (1 HP) dependiendo de la carga dinámica total especificada.

En cuanto al sistema de bombeo de agua se pueden incluir variadores de frecuencia, así como también seleccionar la bomba con base en el dimensionamiento necesario.

7.3.8.11 Incorporación de estufas eficientes de leña

Con base en la Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos en los Hogares de 2020 (INEGI, 2021c) existen 4.77 millones de viviendas en el país que utilizan la leña como principal fuente de energía para la cocción o el calentamiento de sus alimentos. En algunas comunidades, la leña incluso tiene usos de calefacción e iluminación de los hogares. La recolección de este combustible, así como la preparación de alimentos, entre otras responsabilidades domésticas, recaen principalmente sobre las mujeres, niñas y niños quienes tienen que recorrer largas distancias y senderos peligrosos para abastecer el hogar de este combustible.

Si bien, el uso de tecnologías para la quema de leña supone una menor eficiencia energética respecto a tecnologías que utilizan combustibles como el gas, se puede llegar a tener un incremento de esta al mejorar las estufas o fogones tradicionales. En este sentido, esta medida tiene como objetivo el incorporar estufas eficientes (denominadas también mejoradas) de leña en vez del fogón tradicional.

La incorporación de este tipo de estufas no solamente trae consigo un menor desperdicio de la energía calorífica disipada sino evita otro tipo de problemas derivados de la ineficiencia como lo son: mayor deforestación al evitar un uso de mayor cantidad de leña, problemas de salud en mujeres, niños y niñas por la respiración de humos en la cocción de alimentos al ser ellos quienes más tiempo pasan al interior del hogar, reducción en el tiempo de recolección y por lo tanto reducción de la exposición a situaciones de violencia de género y reducción de tiempo en la cocción de alimentos que podría ser utilizado en actividades de ocio o formativas. Derivando todo esto en mayor calidad de vida de las personas, particularmente en mujeres, niñas y niños.

7.3.8.12 Incorporación de calentadores solares de agua (CSA) en viviendas

Esta medida tiene como fin incorporar en mayor medida la tecnología de CSA en el sector residencial. Actualmente, de los 35 millones de viviendas dentro del país, 13.5 millones de viviendas cuentan con calentador a base de gas, mientras que 18

millones de estas no cuentan con calentador de ningún tipo. En algunas regiones, por el tipo de clima que presentan no es considerado como una alternativa; sin embargo, en aquellas que cuentan con calentador a base de gas existe un gran potencial de cambio en las mismas, así como aquellas viviendas que por recursos no han podido incorporar un sistema de calentamiento de agua. Si bien, la incorporación de CSA permite la disminución de emisiones en sitio al evitar la quema de combustible, también tiene como efecto la reducción del costo del pago del energético.

7.3.8.13 Incorporación de sistema de biogás en viviendas

Los pequeños sistemas de biodigestión generan biogás a partir de los residuos animales y vegetales. Este puede ser aprovechado a través de estufas por lo que es posible cocinar con biogás en sustitución de la leña o el carbón vegetal, ambos con consecuencias negativas tanto para la salud al respirar el humo emitido por la combustión de estos insumos como para el medio ambiente debido a que cuentan con una mayor cantidad de emisiones en comparación con el biogás.

Al sustituir cocinas ineficientes de leña (fogones) mediante el uso de biogás se pueden reducir las emisiones de metano, carbono negro y dióxido de carbono estimando una reducción de 1.25-2.95 toneladas métricas de emisiones equivalentes de dióxido de carbono al año (Zhang, Wang et al., 2013; Izumi et al., 2016).

En este sentido, esta medida tiene como objetivo incorporar estufas y sistemas de biogás en viviendas pertenecientes a localidades donde el uso de leña o carbón vegetal sea el principal insumo de acuerdo con la Encuesta Nacional de Gastos e Ingresos en los Hogares (INEGI, 2022c).

7.3.8.14 Impulso a la incorporación de techos verdes en viviendas

Los techos verdes consisten en incorporar desde una simple alfombra o capa de cubierta vegetal abundante y autosuficiente, como el sedum, o bien, jardines, pequeños parques o granjas, dependiendo del tamaño y del tipo de techo con el que se cuente. Este tipo de elementos consiste en la incorporación de un sistema de capas que se apilan para dar estructura al techo verde (CNE & Vázquez, F., s.f.).

La relevancia de la incorporación de este tipo de techos radica en el apoyo de la captura de agua y dióxido de carbono, sino también en la incorporación de

espacios con vegetación en las ciudades. A su vez, sirven de aislantes térmicos y acústicos, pueden reflejar mayor cantidad de luz solar respecto a techos tradicionales más obscuros reduciendo así el calor postrado en el techo y del aire circundante, por lo que se genera una menor carga de refrigeración para los mismos. Otro aspecto importante es la mitigación del efecto de isla de calor urbano en las ciudades[25].

Estas características permiten mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero. Los incentivos a la construcción de techos verdes y fríos, así como las políticas de edificación, son factores clave para aumentar su uso. Por consiguiente, esta medida tiene como principal meta incorporar techos verdes en las ciudades con mayor densidad de edificaciones, así como promoverlo para futuras construcciones en aquellas ciudades pequeñas y medianas.

7.3.9 Eficiencia energética en el sector público

7.3.9.1 Sustitución de las luminarias actuales para alumbrado público por luminarias LED

El alumbrado público es uno de los servicios más importantes dentro de cualquier región, ciudad o municipio. Permite satisfacer diversas necesidades como la iluminación de espacios, avenidas y pasos peatonales y, a su vez, resulta en beneficios sociales como generar atracción económica, reducir incidentes viales y proporcionar mayor sensación de seguridad a las personas, particularmente a las mujeres quienes experimentan violencia muy específica en el espacio público. La violencia en el espacio público se extiende a través de un espectro que va desde comentarios incómodos, tocamientos, violencia física, violaciones sexuales hasta homicidios, con diversos costos y consecuencias personales y sociales (Inmujeres, 2020). Según datos del Inmujeres, entre las acciones que la población percibe que han sido realizadas en su localidad para mejorar la seguridad pública se encuentran las mejoras en el alumbrado público (48.3%) y mantenimiento de parques y canchas deportivas (40.9%).

[25] Las islas de calor hacen referencia a la presencia de aire más caliente en ciertas zonas de las ciudades en comparación con zonas urbanas aledañas. Algunos factores que las propician son la falta de cuerpos de agua y vegetación, así como los materiales utilizados en la construcción como el concreto (DGDC UNAM, 2018).

Con esta medida se busca no solamente dar servicio a aquellos espacios o vialidades carentes de este sino también actualizar el alumbrado público existente por tecnología LED (en la actualidad solamente el 3% del alumbrado público cuenta con esta tecnología). En ese sentido, se busca cumplir con la NOM-031-ENER-2019, (NOM, 2019 a) la cual establece los valores mínimos de eficacia luminosa (lm/W), así como el porcentaje de flujo luminoso por zona respecto al flujo luminoso total, comprendiendo dos tipos de luminarios a instalarse en pared o en poste. Toma como campo de aplicación aquellas luminarias LED a instalarse en vialidades y áreas exteriores públicas.

7.3.9.2 Sustitución de sistemas de alumbrado en vialidades

Con esta medida se busca complementar la medida de sustitución de alumbrado público al implementar sistemas de tecnología inteligente que permitan mejorar la gestión y manejo del alumbrado público. También se busca reconocer que los índices mínimos de eficiencia energética en el diseño o construcción de nuevos sistemas de iluminación tanto en vialidades como en estacionamientos se cumplan. En este sentido, se toma como base la NOM-013-ENER-2013, (NOM, 2013). Dentro de esta, se establece el límite mínimo de eficiencia energética considerando la Densidad de Potencia Eléctrica para Alumbrado (DPEA) la cual sirve como parámetro para conocer la carga conectada para alumbrado público por área de iluminación, es decir W/m^2.

Como ya se señaló, cualquier medida que involucre iluminación de espacios públicos debe considerar las diferencias que existen en la manera en la que se manifiesta la violencia en estos espacios, siendo las mujeres más propensas a sufrir violencia de género.

7.3.9.3 Mejorar eficiencia de tecnologías de sistemas de bombeo de agua potable

Esta medida tiene como fin sustituir tecnologías de bombeo de agua ineficientes o con más de 10 años de vida por la incorporación de sistemas eficientes de bombeo de agua. Se busca, a través del análisis de las principales plantas potabilizadoras de agua dentro del país y, con base, en los procesos de distribución del caudal potabilizado identificar aquellos sistemas de bombeo que por cuestiones electromecánicas del motor, bomba, estructura o del sistema en general no cumplen con la NOM-006-ENER-2015, (NOM, 2015) que, como se mencionó en el apartado de sector agropecuario, toma como base los valores

mínimos de eficiencia electromecánica a cumplir por los sistemas de bombeo para pozo profundo, específicamente bombas verticales y bombas sumergibles (de 5.5 kW-261 kW o 7.5 HP a 350 HP), los valores mínimos del conjunto motor bomba de eficiencia electromecánica se encuentran entre 35% (bomba con motor sumergible) y 52% (bomba con motor externo).

En específico, se busca cumplir con los límites mínimos de eficiencia electromecánica colocados que, derivado de múltiples factores como lo puede ser una vida útil superada, mal diseño o mala selección de tecnología puede ocasionar pérdidas de eficiencia considerables.

7.3.9.4 Incorporación de sistemas de iluminación eficiente en edificios públicos

Al igual que en la medida *Sistemas de iluminación eficiente en el sector comercial y servicios*, esta medida busca instalar luminarias LED en cumplimiento de la NOM-030-ENER-2016, (NOM, 2016 b) y la NOM-025-STPS-2008, NOM (2008) de condiciones de iluminación considerando las diferentes actividades a realizar en el trabajo.

7.3.9.5 Incorporación de sistemas eficientes de energía en edificios públicos (BMES, Building Management Energy Systems)

De acuerdo con la IEA un BMES es un sistema de control y gestión eléctrica con la capacidad de coordinar la supervisión y operación del edificio. El sistema es capaz de tener el monitoreo y coordinación de sistemas de control y gestión del edificio, entre estos pueden estar la calefacción, ventilación y el aire acondicionado (HVAC), iluminación, sistema de alarma contra incendios, seguridad, mantenimiento y la gestión de la energía (CTCN, s.f.a; Designing Buildings, 2021). Sin embargo, a diferencia de los sistemas de control comunes, un BMES tiene como característica el almacenamiento y comunicación de información energética lo que permite ajustarse a las necesidades requeridas por el personal que utiliza la edificación en tiempo real, así como contar con sistemas de protección y seguridad necesarios. Por consiguiente, a través de esta medida se busca integrar o reacondicionar diferentes elementos de edificaciones existentes con BMES.

7.3.9.6 Impulso a los programas de mantenimiento de instalaciones eléctricas y equipos tecnológicos

Similar a lo descrito en la sección *Eficiencia energética en el sector agropecuario*, se propone el establecimiento de programas de mantenimiento preventivo con el fin de evitar problemas de consumo y fallas que pudieran poner en riesgo a la tecnología utilizada o al personal que la usa.

7.3.9.7 Incorporación de Sistemas de Gestión de Energía (SGEn)

Similar a lo descrito en la sección *Eficiencia energética en el sector agropecuario*, se propone la aplicación de los SGEn tomando en cuenta la norma internacional ISO 50001. En este sentido, se consideran 4 etapas principales más no limitativas: planear, hacer, verificar y actuar. Es indispensable asignar recurso humano para llevar a cabo las tareas de seguimiento, monitoreo y cumplimiento de este proceso con el fin de tener impacto positivo en el consumo energético de la edificación.

7.3.9.8 Instalación de sistemas de aislamiento térmico exterior

Al igual que en edificios residenciales, la incorporación de materiales aislantes en la fachada, techos y pisos de las edificaciones permite evitar puentes térmicos entre la edificación y el medio ambiente. Si bien, se considera que en edificios del sector público se busca tener confort térmico derivado de las diferentes actividades que se llevan a cabo en su interior como pueden ser escuelas, hospitales y oficinas.

En consecuencia, se debe de tomar en cuenta el cumplimiento de la NOM-008-ENER-2001, (NOM, 2001) enfocada en características específicas de envolvente térmica de los edificios no residenciales. De igual forma, los materiales aislantes deben de cumplir con la NOM-018-ENER-2011, (NOM, 2011) en la que se definen características específicas que deben cumplir los materiales aislantes enfocándose en densidad aparente, conductividad térmica, permeabilidad al vapor de agua y adsorción de humedad y absorción de agua.

Como se mencionó anteriormente, en la sección *Eficiencia energética en el sector comercial y servicios*, los materiales más comunes en este tipo de aislamientos son la fibra de vidrio, poliestireno expandido, poliestireno extruido, polisocianurato, por mencionar algunos.

7.3.9.9 Instalación de ventanas aislantes en los edificios públicos

Dentro del sector público existen algunas edificaciones con estructura o fachadas acristaladas, por lo que la radiación del sol frente a estas tiene un impacto relevante en las condiciones de confort interno y por consiguiente en el comportamiento energético de la edificación.

En este sentido, esta medida tiene como fin incorporar sistemas de ventanas aislantes dentro de estos edificios que permitan, por un lado, reducir el efecto de radiación en verano; y, por otro lado, permitir ganancia de calor en invierno. Todo esto con el objetivo de tener un mejor aprovechamiento de los sistemas de calefacción y aire acondicionado al interior de los espacios.

Como consecuencia, y dependiendo de las características climáticas de la ubicación del edificio, así como de las necesidades de confort térmico interno, se pueden considerar alternativas como: vidrios de aislamiento térmico reforzado (vidrios bajo-emisivos) o cristales con control solar (FENERCOM, 2017).

7.3.9.10 Incorporación de sistemas de acondicionamiento eficientes de espacios en edificios públicos

Similar a lo descrito en la sección 4.6 referente a acondicionamiento de espacios en edificios del sector comercial y servicios, considerando que los edificios pertenecientes al sector público corresponden a actividades similares (sector salud, educación, oficinas)

7.4 Escenario no condicionado

Como se menciona en la introducción de esta sección, se simuló un total de 3 escenarios para el sector eléctrico: Escenario Line Base (ELB), Escenario No Condicionado (ENC) y Escenario Condicionado (EC). Es importante señalar que todos aquellos supuestos que no se mencionen en la presente sección, se consideran iguales a los definidos en escenario de línea base.

7.4.1 Medidas de mitigación

7.4.1.1 Mejorar sistemas de bombeo de agua para irrigación

Se estima una penetración progresiva de estos equipos, con una incorporación de 18,848 bombas de agua eficientes en 2022 y alcanzando las 33,693 bombas

nuevas en 2030. Esto reduciría el consumo de electricidad del sector agropecuario en bombeo de agua en 220,242 MWh en 2022 y, considerando la sustitución de los equipos una vez acabada su vida útil, reduciría en 2,755,343 MWh el consumo eléctrico en 2030 respecto a la línea base.

La implementación de esta medida conlleva la reducción de 96,158 tCO2e en su primer año, 2022; hasta alcanzar las 1,125,986 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante la vida útil de los equipos implementados de 6,397,283 tCO_2e.

7.4.1.2 Incorporación de sistemas de iluminación eficiente en el sector comercial y servicios

Se estima una penetración progresiva de estos equipos con una incorporación de 3,123,789 sistemas de iluminación eficiente en 2022, alcanzando los 7,273,495 sistemas de iluminación eficiente nuevos en 2030. Lo que reduciría el consumo de electricidad del sector comercial y servicios en iluminación en 56,296 MWh en 2022, y considerando la sustitución de los equipos una vez acabada su vida útil, reduciría en 769,913 MWh el consumo eléctrico en 2030 respecto a la línea base.

La implementación de esta medida conlleva la reducción de 24,579 tCO_2e en su primer año, 2022; hasta alcanzar las 314,629 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante la vida útil de los equipos implementados de 6,359,078 tCO_2e.

7.4.1.3 Incorporación de sistemas de iluminación eficiente en las viviendas

Se estima una penetración progresiva de estas lámparas LED con una incorporación de 9,888,688 sistemas de iluminación LED en 2022 alcanzando los 14,445,321 de sistemas de iluminación LED nuevos en 2030. Lo que reduciría el consumo de electricidad del sector residencial en iluminación en 378,868 MWh en 2022, y considerando la sustitución de los equipos una vez acabada su vida útil, reduciría en 4,234,114 MWh el consumo eléctrico en 2030 respecto a la línea base.

La implementación de esta medida conlleva la reducción de 165,415 tCO_2e en su primer año, 2022; hasta alcanzar las 1,730,294 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante la vida útil de los equipos implementados de 67,688,251 tCO_2e.

7.4.1.4 Sustitución de refrigeradores

Se estima una sustitución acelerada de refrigeradores con más de 10 años de antigüedad con una incorporación de 311,602 refrigeradores en 2022 alcanzando los 455,186 de refrigeradores nuevos en 2030. Lo que reduciría el consumo de electricidad del sector residencial en refrigeración de alimentos en 156,834 MWh en 2022, y considerando la sustitución de los equipos una vez acabada su vida útil, reduciría en 1,752,726 MWh el consumo eléctrico en 2030 respecto a la línea base.

La implementación de esta medida conlleva la reducción de 68,474 tCO_2e en su primer año, 2022; hasta alcanzar las 716,261 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante la vida útil de los equipos implementados de 9,397,024 tCO_2e.

7.4.1.5 Sustitución de equipos de lavado de ropa

Se estima una sustitución acelerada de lavadoras por lavadoras automáticas con una incorporación de 721,696 lavadoras en 2022 alcanzando 1,054,248 de lavadoras nuevas en 2030. Lo que reduciría el consumo de electricidad del sector residencial en lavado en 68,332 MWh en 2022, y considerando la sustitución de los equipos una vez acabada su vida útil, reduciría en 763,662 MWh el consumo eléctrico en 2030 respecto a la línea base.

La implementación de esta medida conlleva la reducción de 29,834 tCO_2e en su primer año, 2022; hasta alcanzar las 312,075 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante la vida útil de los equipos implementados de 3,158,056 tCO_2e.

7.4.1.6 Sustitución de sistemas de aire acondicionado

Se estima una penetración progresiva de sistemas de aire acondicionado *minisplit* con tecnología *inverter* con una incorporación de 290,959 equipos en 2022 alcanzando los 425,031 de equipos nuevos en 2030, lo que reduciría el consumo de electricidad del sector residencial en climatización en 162,476 MWh en 2022, y, considerando la sustitución de los equipos una vez acabada su vida útil, reduciría en 1,815,778 MWh el consumo eléctrico en 2030 respecto a la línea base.

La implementación de esta medida conlleva la reducción de 70,937 tCO_2e en su primer año, 2022; hasta alcanzar las 742,028 tCO_2e evitadas en 2030; con un total

de emisiones mitigadas durante la vida útil de los equipos implementados de 11,219,126 tCO_2e.

7.4.1.7 Sustitución de equipos de bombeo de agua doméstico

Se estima una sustitución acelerada de equipos de bombeo de agua con una incorporación de 235,387 bombas en 2022 alcanzando las 343,851 bombas nuevas en 2030. Lo que reduciría el consumo de electricidad del sector residencial en bombeo de agua en 89,915 MWh en 2022, y considerando la sustitución de los equipos una vez acabada su vida útil, reduciría en 1,004,862 MWh el consumo eléctrico en 2030 respecto a la línea base.

La implementación de esta medida conlleva la reducción de 39,257 tCO_2e en su primer año, 2022; hasta alcanzar las 410,642 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante la vida útil de los equipos implementados de 2,904,959 tCO_2e.

7.4.1.8 Sustitución de las luminarias actuales para alumbrado público por luminarias LED

Se estima una penetración progresiva de estas lámparas LED con una incorporación de 702,551 sistemas de iluminación LED en 2022 alcanzando los 857,798 de sistemas de iluminación LED nuevos en 2030. Lo que reduciría el consumo de electricidad del sector público en iluminación en 175,638 MWh en 2022, y considerando la sustitución de los equipos una vez acabada su vida útil, reduciría en 1,783,537 MWh el consumo eléctrico en 2030 respecto a la línea base.

La implementación de esta medida conlleva la reducción de 76,684 tCO_2e en su primer año, 2022; hasta alcanzar las 728,852 $_{tCO2e}$ evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante la vida útil de los equipos implementados de 10,295,779 tCO_2e.

7.4.1.9 Mejorar eficiencia de tecnologías de sistemas de bombeo de agua potable

Se estima una sustitución acelerada de equipos de bombeo de agua con una incorporación de 4,665 bombas en 2022 alcanzando las 5,696 bombas nuevas en 2030. Lo que reduciría el consumo de electricidad del sector público en bombeo de agua en 27,780 MWh en 2022, y considerando la sustitución de los equipos una

vez acabada su vida útil, reduciría en 282,100 MWh el consumo eléctrico en 2030 respecto a la línea base.

La implementación de esta medida conlleva la reducción de 12,129 tCO_2e en su primer año, 2022; hasta alcanzar las 115,282 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante la vida útil de los equipos implementados de 688,614 tCO_2e.

7.4.1.10 Creación y fortalecimiento de mecanismos para el impulso a la generación distribuida (GD)

Se estima la adicción de capacidad propuesta en el escenario alterno (mayor crecimiento de GD) del PRODESEN 2022-2036 alcanzando los 9,990 MW en 2030, es decir un incremento de 2,979 MW respecto a la línea base.

La implementación de esta medida conlleva la reducción de 237,875 tCO_2e en su primer año, 2022; hasta alcanzar las 2,255,711 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante la vida útil de los equipos implementados de 56,664,116 tCO_2e.

7.4.1.11 Ejido Solar

Se estima el desarrollo de 40 proyectos de ejidos solares, con una capacidad total de 19.9 MW; asumiendo esfuerzos concretos con subvención por parte de 3 estados (Jalisco, Guanajuato, Sonora) que han recibido el apoyo de ICM. Y un contexto de mercado (lugares con PML>110USD/MWh) que permite el desarrollo de 2 proyectos sin subvención en ejidos con participación del sector privado (inversionistas y financieras).

La implementación de esta medida conlleva la reducción de 809 tCO_2e en su primer año, 2023; hasta alcanzar las 15,144 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante la vida útil de los equipos implementados de 379,337 tCO_2e.

7.4.1.12 Hogares solares

Se estima el desarrollo de programa en 97,448 techos solares en 5 años a partir de 2023, con una capacidad total de 231 MW, todos en tarifa 1F; en 4 estados: Baja California, Guerrero, Sinaloa y Sonora.

La implementación de esta medida conlleva la reducción de 23,463 tCO_2e en su primer año, 2023; hasta alcanzar las 174,914 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante la vida útil de los equipos implementados de 4,391,521 tCO_2e.

7.4.1.13 Establecimiento de metas y mecanismos para la adición de capacidad geotérmica a gran escala

Según las estimaciones del ENC y los resultados de la optimización, la aplicación de esta medida se traduce en una penetración progresiva de capacidad solar geotérmica. La Tabla 13 muestra la evolución progresiva de la capacidad geotérmica instalada en el país. Cabe destacar que la complejidad de aprovechamiento de esta tecnología hace necesario la evaluación en sitio para evaluar correctamente los potenciales y no sobreestimar estos.

Tabla 13. Proyección de capacidad geotérmica instalada en el escenario no condicionado.

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Capacidad geotérmica instalada	997	997	1,022	1,022	1,052	1,052	1,082	1,112	1,172	1,262

Fuente: elaboración propia.

La implementación de esta medida conlleva la reducción de 54,251 tCO_2e en su primer año, 2025; hasta alcanzar las 412,196 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante la vida útil de los equipos implementados de 12,379,409 tCO_2e.

7.4.1.14 Establecimiento de metas y mecanismos para la adición de capacidad hidroeléctrica a gran escala

Según las estimaciones del ENC y los resultados de la optimización, la aplicación de esta medida se traduce en una penetración progresiva de capacidad solar fotovoltaica. La Tabla 14 muestra la evolución progresiva de la capacidad eólica instalada en el país. Se puede apreciar un incremento anual mayor en los últimos años del periodo.

Tabla 14.Proyección de capacidad hidroeléctrica instalada en el escenario no condicionado.

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Capacidad hidroeléctrica instalada	12,643	12,648	12,777	12,954	13,029	13,179	13,359	13,559	13,784	14,034

Fuente: elaboración propia.

La implementación de esta medida conlleva la reducción de 74,338 tCO_2e en su primer año, 2025; hasta alcanzar las 468,441 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante la vida útil de los equipos implementados de 28,119,474 tCO_2e.

7.4.1.15 Establecimiento de metas y mecanismos para la adición de capacidad solar fotovoltaica a gran escala

Según las estimaciones del ENC y los resultados de la optimización, la aplicación de esta medida se traduce en una penetración progresiva de capacidad solar fotovoltaica. La tabla a continuación muestra la evolución progresiva de la capacidad eólica instalada en el país. Se puede apreciar un incremento anual mayor en los últimos años del periodo.

Tabla 15. Proyección de capacidad fotovoltaica instalada en el escenario no condicionado.

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Capacidad solar FV instalada	6,030	6,423	6,540	7,371	9,248	11,578	14,434	17,894	22,029	26,923

Fuente: elaboración propia.

La implementación de esta medida conlleva la reducción de 3,412 tCO_2e en su primer año, 2024; hasta alcanzar las 16,055,282 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante la vida útil de los equipos implementados de 482,293,235 tCO_2e.

7.4.1.16 Establecimiento de metas y mecanismos para la adición de capacidad eólica a gran escala

Según las estimaciones del ENC y los resultados de la optimización, la aplicación de esta medida se traduce en una penetración progresiva de capacidad eólica. La tabla a continuación muestra la evolución progresiva de la capacidad eólica instalada en el país. Se puede apreciar un incremento anual mayor en los últimos años del periodo.

Tabla 16. Proyección de capacidad eólica instalada en el escenario no condicionado.

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Capacidad eólica instalada	6,454	6,454	6,635	6,900	7,514	8,511	9,944	11,855	14,366	17,517

Fuente: elaboración propia.

La implementación de esta medida conlleva la reducción de 38,504 tCO_2e en su primer año, 2023; hasta alcanzar las 11,768,130 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante la vida útil de los equipos implementados de 294,569,863 tCO_2e.

7.4.1.17 Gestión de los horarios de carga de vehículos eléctricos

En este escenario se considera una mínima gestión de los horarios de carga del vehículo eléctrico, únicamente con la restricción de cargas en las horas de máxima demanda del sistema; dejando libre la carga el resto de las horas del año.

7.4.1.18 Limitación de instalación de nuevas centrales eléctricas basadas en combustibles fósiles

Se considera la instalación de las centrales proyectadas por CFE, SENER y CRE para los años 2022 y 2023 por su proximidad en el tiempo. Para el resto del periodo de estudio (2024-2030) la adición de capacidad de tecnologías basadas en combustibles fósiles es resultado de la optimización realizada por el modelo en la simulación. La Tabla 17 muestra la adición de capacidad anual de tecnologías basadas en combustibles fósiles para el escenario durante el periodo de estudio.

Tabla 17. Proyección de capacidad térmica instalada en el escenario no condicionado.

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ciclo Combinado	-	990	-	-	-	-	-	-	-
Turbina de Gas	375	-	-	-	331	-	-	-	-
Combustión Interna	830	418	-	-	-	-	-	-	-
Carboeléctrica	-	990	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: elaboración propia.

La implementación de esta medida conlleva la reducción de 10,856,937 tCO_2e en su primer año, 2025; hasta alcanzar las 15,302,987 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante la vida útil de los equipos implementados de 457,225,103 tCO_2e.

7.4.1.19 Retiro justo y planificado de centrales térmicas que han superado su vida útil

En el Escenario No Condicionado se consideró la retirada progresiva de las centrales carboeléctricas, de lecho fluidizado y termoeléctricas convencionales cuya vida útil termina dentro del periodo de estudio o está próxima a finalizar. A continuación, se muestra la evolución de la capacidad instalada para cada una de estas tecnologías conforme se avanza en el periodo de estudio.

Tabla 18. Proyección de retiro de capacidad térmica instalada en el escenario no condicionado.

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carboeléctrica	-	-	660	660	1,400	1,378	700	-	-	-
Lecho Fluidizado	-	-	-	-	-	-	-	-	290	290
Termoeléctrica Convencional	-	353	903	1,539	2,399	3,038	2,074	1,385	373	

Fuente: elaboración propia.

La implementación de esta medida conlleva la reducción de 281,008 tCO_2e en su primer año, 2022; hasta alcanzar las 12,712,044 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante la vida útil de los equipos implementados de 68,237,993 tCO_2e.

7.4.1.20 Lanzamiento de programas para la reducción de pérdidas no técnicas en las RGD y pobreza energética mediante GD

Se estima que la aplicación de esta medida con la instalación de 760 MW provoca una reducción de las pérdidas no técnicas de las RGD, partiendo de 4.87% en 2021 y alcanzando 4.47% en 2030. Puesto que esta medida no tiene límites físico-técnicos, esta reducción podría llegar a ser mayor y prolongarse después del horizonte de estudio.

La implementación de esta medida conlleva la reducción de 57,181 tCO_2e en su primer año, 2022; hasta alcanzar las 575,605 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante la vida útil de los equipos implementados de 14,457,741 tCO_2e.

7.4.1.21 Inversión en la Red Nacional de Transmisión (RNT) para la reducción de pérdidas en transmisión

Se estima que la aplicación de esta medida provoca una reducción de las pérdidas de la RNT, partiendo de 2.55% en 2021 y alcanzando 2.20% en 2030. La implementación de esta medida conlleva la reducción de 74,724 tCO_2e en su primer año, 2022; hasta alcanzar las 690,763 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante este periodo de 3,533,981 tCO_2e.

7.4.1.22 Inversión en ampliación y modernización de las Redes Generales de Distribución (RGD) para la reducción de pérdidas técnicas

Se estima que la aplicación de esta medida provoca una reducción de las pérdidas de la RNT de 0.03% anual, partiendo de 5.37% en 2021 y alcanzando 4.95% en 2030. La implementación de esta medida conlleva la reducción de 111,025 tCO_2e en su primer año, 2022; hasta alcanzar las 988,356 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante este periodo de 5,198,345 tCO_2e.

7.4.1.23 Incorporación de calentadores solares de agua (CSA) en viviendas

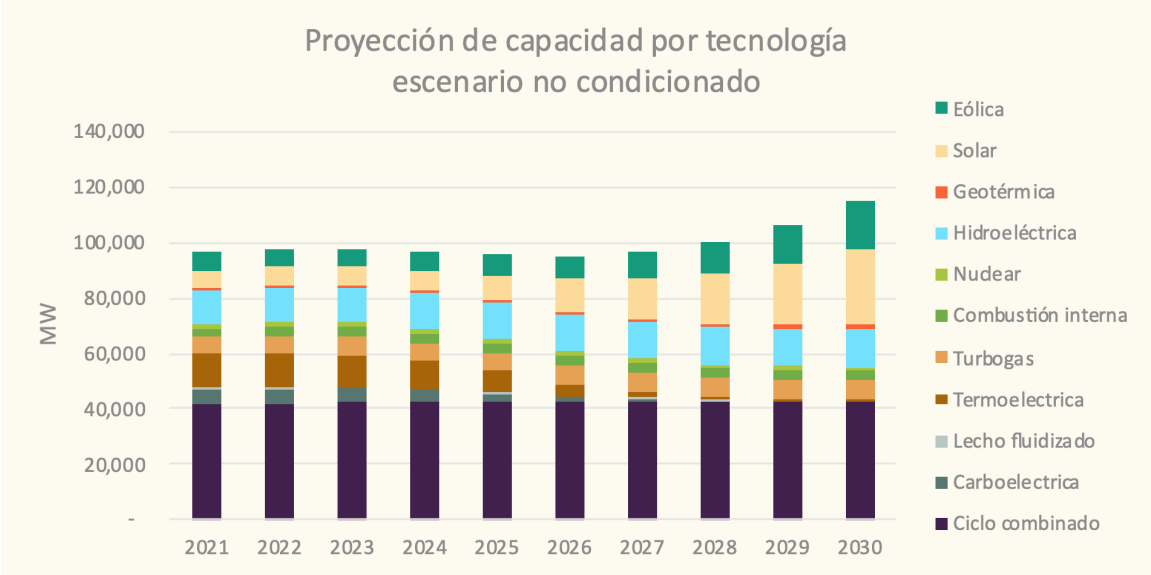
Se estima que la aplicación de esta medida provoca una penetración de calentadores solares desde el 10.16% de viviendas que actualmente tienen estos equipos, hasta el 50% en 2030. La implementación de esta medida conlleva la reducción de 264,770 tCO_2e en su primer año, 2022; hasta alcanzar las 2,958,990 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante su vida útil de 29,589,900 tCO_2e.

7.4.2 Generación eléctrica

En el Escenario No Condicionado la matriz eléctrica presenta una evolución orientada al crecimiento de la capacidad limpia y renovable, así como al retiro progresivo de centrales carboeléctricas y termoeléctricas convencionales cuya vida útil ha sido superada. De esta forma, se observa una reducción del consumo de carbón y combustóleo y una mayor dependencia de la generación eólica y solar fotovoltaica. La Figura 37 muestra la proyección de capacidad instalada por tecnología arrojada como resultado del proceso de optimización en el software Balmorel.

Como se puede apreciar, la capacidad carboeléctrica, de lecho fluidizado y termoeléctrica convencional va disminuyendo progresivamente, de forma que al final del periodo no existen centrales carboeléctricas o de lecho fluidizado operativas. Tan solo quedan 683 MW de capacidad termoeléctrica convencional con combustible gas natural cuya vida útil no ha sido superada. La capacidad hidroeléctrica crece de forma ligeramente superior a como lo hace en el escenario línea base, instalando un total de 1.4 GW a lo largo del periodo. Lo mismo ocurre con la capacidad geotérmica, la cual crece un total de 265 MW a lo largo del periodo. Las tecnologías renovables variables, en cambio, crecen de una forma mucho más pronunciada a como lo hacen en el escenario línea base. La capacidad eólica pasa de 6.5 GW en 2021 a 17.5 GW en 2030 (+171%), con una penetración especialmente pronunciada en el último tercio del periodo de estudio. En el caso de la capacidad solar fotovoltaica, el crecimiento es todavía mayor, impulsado por sus bajos costos y el gran potencial existente en México. La capacidad solar fotovoltaica pasa de 6.0 GW en 2021 a 26.9 GW en 2030 (+346%).

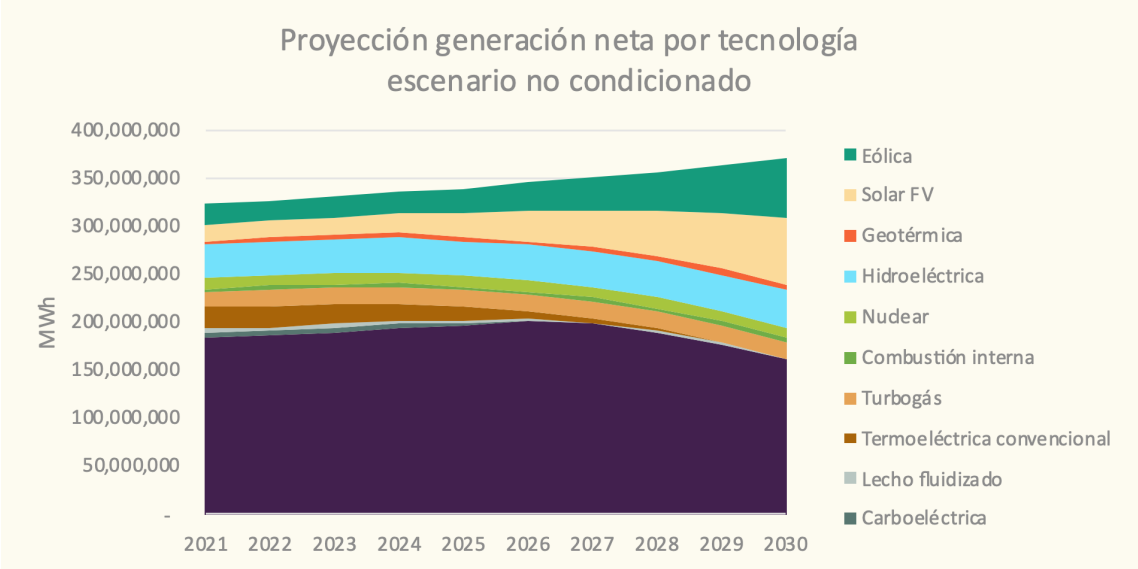
Figura 37. Proyección de capacidad instalada por tecnología en el escenario no condicionado.



Fuente: elaboración propia.

La generación de electricidad se comporta de manera similar a como lo hace la evolución en términos de capacidad. Mientras que las tecnologías basadas en combustibles fósiles pierden participación progresivamente, las tecnologías limpias y renovables la ganan. La Figura 38 muestra la evolución de generación neta por tecnología. En este gráfico se puede apreciar con claridad la progresiva penetración de las tecnologías renovables variables, especialmente en los últimos años, y el decrecimiento de la generación carboeléctrica y termoeléctrica convencional en la primera mitad del periodo de estudio.

Figura 38. Proyección de la generación neta por tecnología en el escenario no condicionado.

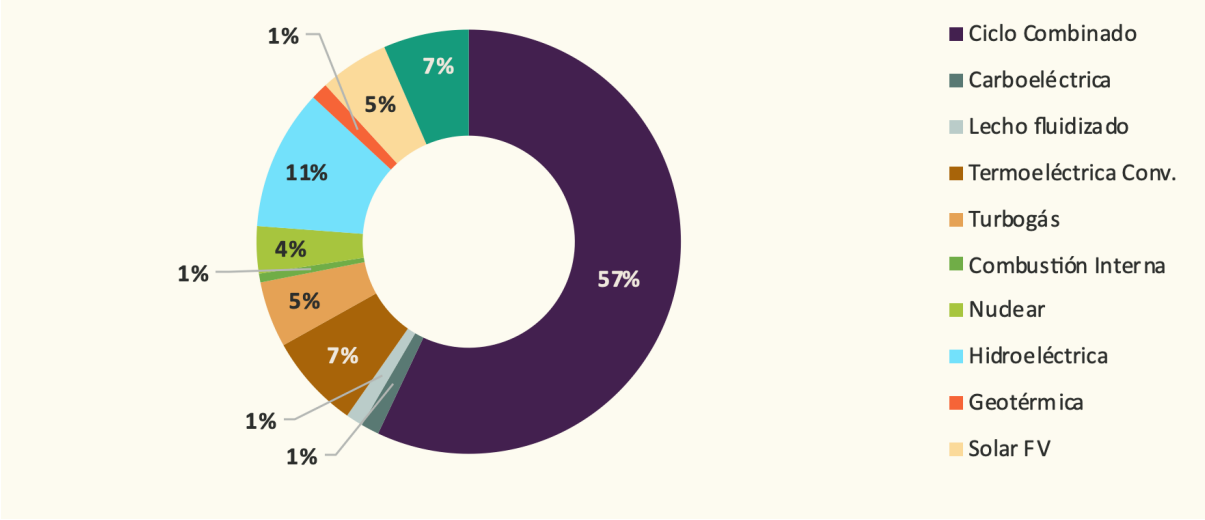


Fuente: elaboración propia.

La Figura 39 y Figura 40 muestran la participación por tecnología en términos de generación neta durante los años 2021 (datos reales) y 2030 (proyección ENC), respectivamente. Adicionalmente a la disminución o desaparición de las tecnologías carboeléctrica, lecho fluidizado y termoeléctrica convencional, es especialmente significativa la reducción del porcentaje de participación de la tecnología ciclo combinado, la cual pasa de representar un 57.0% a representar un 43.5% de la generación anual. También se puede observar con claridad la evolución de las tecnologías renovables variables, las cuales pasan de representar un 11.8% (6.5% eólica y 5.3% solar) en 2021 a contribuir con el 35.6% de la generación en 2030 (16.6% eólica y 19.0% solar). De esta forma, al final del periodo son 4 las tecnologías que dominan la matriz de generación: ciclo combinado, solar, eólica e hidroeléctrica. Éstas, en conjunto, aportan el 89.5% de la generación anual.

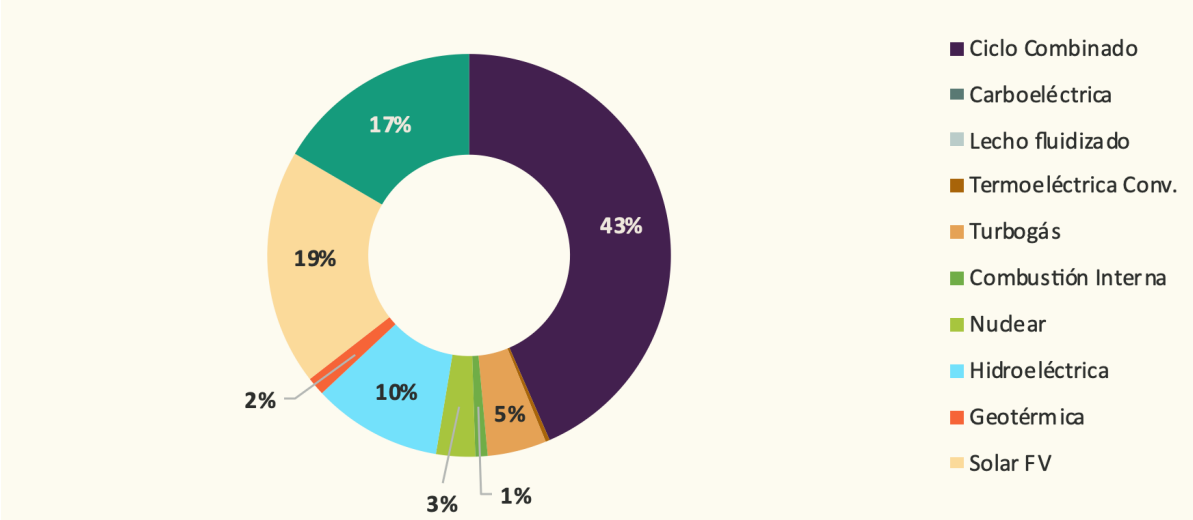
Las tecnologías renovables contribuyen con el 37.1% de la generación en 2030 para este escenario, mientras que si se incluyen las limpias no renovables (hidroeléctrica y nuclear), se alcanza el 50.6%.

Figura 39. Porcentaje de participación por tecnología en 2021 Año base.



Fuente: elaboración propia.

Figura 40. Porcentaje de participación por tecnología en 2030 (escenario no condicionado).



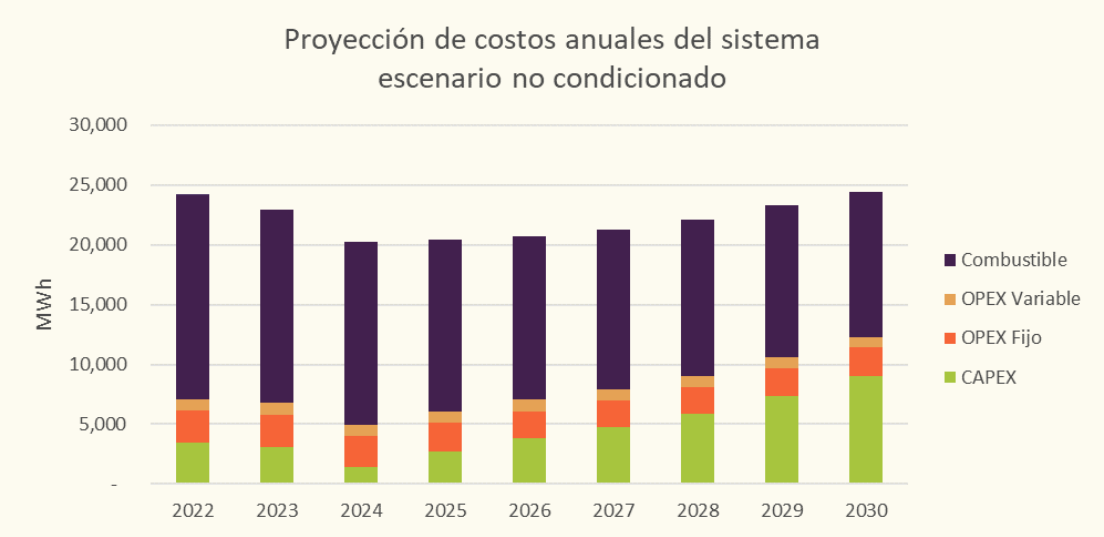
Fuente: elaboración propia.

7.4.3 Costos

Por lo que respecta a los costos totales del sistema eléctrico, el ENC presenta un valor total de 194,066 $MUSD_{2021}$. El 68.5% de estos gastos procede de la compra de combustibles (gas natural, combustóleo, diésel, carbón y coque). Estos costos son especialmente significativos en el primer tercio del periodo de estudio, por

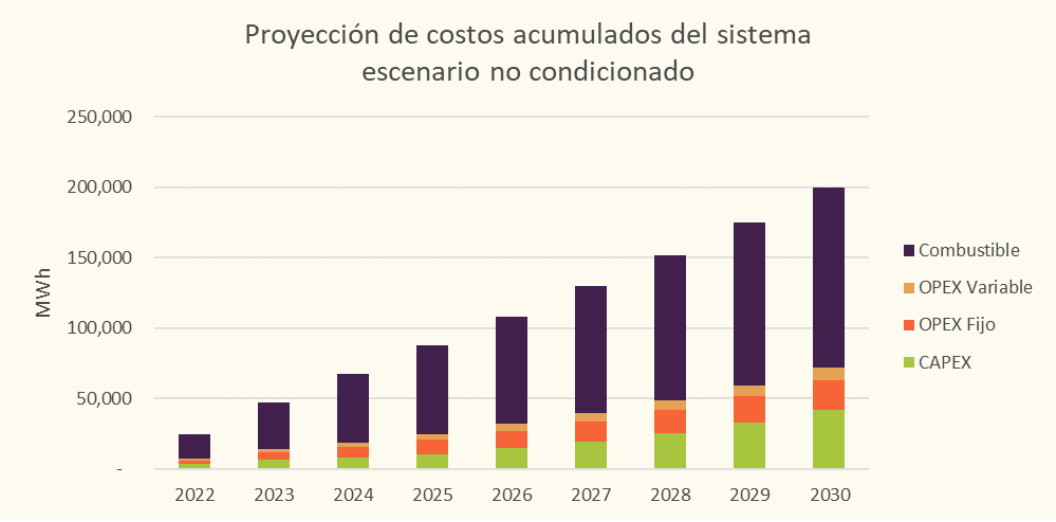
existir una mayor dependencia de los combustibles fósiles. Por otra parte, el 15.4% procede de costos de inversión en nuevas centrales de generación (CAPEX). Esta inversión es más pronunciada en el último tercio de la década. Por último, el 16% restante son costos de operación y mantenimiento. La Figura 41 y Figura 42 muestran la proyección de costos totales acumulados para el ENC.

Figura 41. Proyección de costos anuales del sistema eléctrico en el escenario no condicionado.



Fuente: elaboración propia.

Figura 42. Proyección de costos acumulados del sistema eléctrico en el escenario no condicionado.

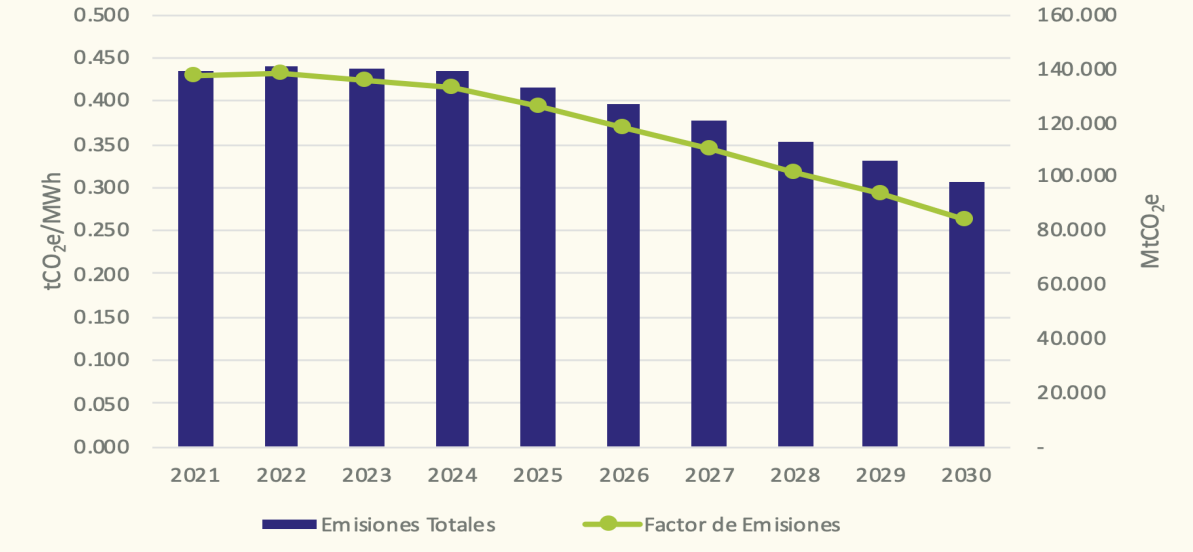


Fuente: elaboración propia.

7.4.4 Emisiones

En el Escenario No Condicionado las emisiones de GEI se reducen significativamente durante el periodo de estudio, especialmente a partir del año 2025, derivado de la salida de operación de las centrales térmicas que emplean carbón y combustóleo. En los últimos años se sigue dando una reducción significativa como consecuencia del desplazamiento del gas natural por parte de la penetración renovable. Las emisiones totales de GEI pasan de 139.18 $MtCO_2e$ en 2021 a 97.7 $MtCO_2e$ en 2030, mientras que el factor de emisiones de la matriz de generación eléctrica se reduce de 0.430 tCO_2e/MWh en 2021 a 0.263 tCO_2e/MWh en 2030.

Figura 43. Proyección de emisiones totales y factor de emisiones del sistema eléctrico en el escenario no condicionado.



Fuente: elaboración propia.

7.5 Escenario condicionado

Como se menciona en la introducción del presente documento, se simuló un total de 3 escenarios para el sector eléctrico: Escenario Line Base (ELB), Escenario No Condicionado (ENC) y Escenario Condicionado (EC). Es importante señalar que todos aquellos supuestos que no se mencionen en la presente sección, se consideran iguales a los definidos en escenario de línea base y en el escenario no condicionado.

7.5.1 Medidas de mitigación

7.5.1.1 Mejorar sistemas de bombeo de agua para irrigación

Se estima una penetración progresiva de estos equipos con una incorporación de 28,272 bombas de agua eficientes en 2022 alcanzando las 50,539 bombas nuevas en 2030. Lo que reduciría el consumo de electricidad del sector agropecuario en bombeo de agua en 330,363 MWh en 2022, y considerando la sustitución de los equipos una vez acabada su vida útil, reduciría en 4,133,014 MWh el consumo eléctrico en 2030 respecto a la línea base.

La implementación de esta medida conlleva la reducción de 144,237 tCO_2e en su primer año, 2022; hasta alcanzar las 1,688,979 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante la vida útil de los equipos implementados de 9,595,923 tCO_2e.

7.5.1.2 Incorporación de sistemas de iluminación eficiente en el sector comercial y servicios

Se estima una penetración progresiva de estos equipos con una incorporación de 6,247,578 sistemas de iluminación eficiente en 2022 alcanzando los 14,546,991 de sistemas de iluminación eficiente nuevos en 2030. Lo que reduciría el consumo de electricidad del sector comercial y servicios en iluminación en 72,256 MWh en 2022, y considerando la sustitución de los equipos una vez acabada su vida útil, reduciría en 988,187 MWh el consumo eléctrico en 2030 respecto a la línea base.

La implementación de esta medida conlleva la reducción de 31,547 tCO_2e en su primer año, 2022; hasta alcanzar las 403,828 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante la vida útil de los equipos implementados de 8,161,907 tCO_2e.

7.5.1.3 Incorporación de sistemas de iluminación eficiente en las viviendas

Se estima una penetración progresiva de estas lámparas LED con una incorporación de 18,977,792 sistemas de iluminación LED en 2022 alcanzando los 27,722,615 de sistemas de iluminación LED nuevos en 2030. Lo que reduciría el consumo de electricidad del sector residencial en iluminación en 432,050 MWh en 2022, y considerando la sustitución de los equipos una vez acabada su vida útil, reduciría en 4,828,458 MWh el consumo eléctrico en 2030 respecto a la línea base.

La implementación de esta medida conlleva la reducción de 188,634 tCO_2e en su primer año, 2022; hasta alcanzar las 1,973,176 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante la vida útil de los equipos implementados de 77,189,748 tCO_2e.

7.5.1.4 Sustitución de refrigeradores

Se estima una sustitución acelerada de refrigeradores con más de 10 años de antigüedad con una incorporación de 477,348 refrigeradores en 2022 alcanzando los 697,306 de refrigeradores nuevos en 2030. Lo que reduciría el consumo de electricidad del sector residencial en refrigeración de alimentos en 240,256 MWh en 2022, y considerando la sustitución de los equipos una vez acabada su vida útil, reduciría en 2,685,026 MWh el consumo eléctrico en 2030 respecto a la línea base.

La implementación de esta medida conlleva la reducción de 104,896 tCO_2e en su primer año, 2022; hasta alcanzar las 1,097,250 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante la vida útil de los equipos implementados de 14,395,436 tCO_2e.

7.5.1.5 Sustitución de equipos de lavado de ropa

Se estima una sustitución acelerada de lavadoras por lavadoras automáticas con una incorporación de 988,991 lavadoras en 2022 alcanzando 1,444,710 de lavadoras nuevas en 2030. Lo que reduciría el consumo de electricidad del sector residencial en lavado en 93,641 MWh en 2022, y considerando la sustitución de los equipos una vez acabada su vida útil, reduciría en 1,046,500 MWh el consumo eléctrico en 2030 respecto a la línea base.

La implementación de esta medida conlleva la reducción de 40,884 tCO_2e en su primer año, 2022; hasta alcanzar las 427,658 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante la vida útil de los equipos implementados de 4,327,707 tCO_2e.

7.5.1.6 Sustitución de sistemas de aire acondicionado

Se estima una penetración progresiva de sistemas de aire acondicionado *minisplit* con tecnología *inverter* con una incorporación de 498,787 equipos en 2022 alcanzando los 728,625 de equipos nuevos en 2030. Lo que reduciría el consumo de electricidad del sector residencial en climatización en 278,530 MWh en 2022, y

considerando la sustitución de los equipos una vez acabada su vida útil, reduciría en 3,112,762 MWh el consumo eléctrico en 2030 respecto a la línea base.

La implementación de esta medida conlleva la reducción de 121,607 tCO_2e en su primer año, 2022; hasta alcanzar las 1,272,047 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante la vida útil de los equipos implementados de 19,232,784 tCO_2e.

7.5.1.7 Sustitución de equipos de bombeo de agua doméstico

Se estima una sustitución acelerada de equipos de bombeo de agua con una incorporación de 504,400 bombas en 2022 alcanzando las 736,824 bombas nuevas en 2030. Lo que reduciría el consumo de electricidad del sector residencial en bombeo de agua en 192,675 MWh en 2022, y considerando la sustitución de los equipos una vez acabada su vida útil, reduciría en 2,153,276 MWh el consumo eléctrico en 2030 respecto a la línea base.

La implementación de esta medida conlleva la reducción de 84,122 tCO_2e en su primer año, 2022; hasta alcanzar las 879,948 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante la vida útil de los equipos implementados de 6,224,912 tCO_2e.

7.5.1.8 Sustitución de las luminarias actuales para alumbrado público por luminarias LED

Se estima una penetración progresiva de estas lámparas LED con una incorporación de 985,837 sistemas de iluminación LED en 2022 alcanzando los 1,203,684 de sistemas de iluminación LED nuevos en 2030. Lo que reduciría el consumo de electricidad del sector público en iluminación en 246,459 MWh en 2022, y considerando la sustitución de los equipos una vez acabada su vida útil, reduciría en 2,502,705 MWh el consumo eléctrico en 2030 respecto a la línea base.

La implementación de esta medida conlleva la reducción de 107,605 tCO_2e en su primer año, 2022; hasta alcanzar las 1,022,744 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante la vida útil de los equipos implementados de 14,447,302 tCO_2e.

7.5.1.9 Mejorar eficiencia de tecnologías de sistemas de bombeo de agua potable

Se estima una sustitución acelerada de equipos de bombeo de agua con una incorporación de 9,996 bombas en 2022 alcanzando las 12,205 bombas nuevas en 2030. Lo que reduciría el consumo de electricidad del sector público en bombeo de agua en 59,530 MWh en 2022, y considerando la sustitución de los equipos una vez acabada su vida útil, reduciría en 604,501 MWh el consumo eléctrico en 2030 respecto a la línea base.

La implementación de esta medida conlleva la reducción de 25,991 tCO_2e en su primer año, 2022; hasta alcanzar las 247,033 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante la vida útil de los equipos implementados de 1,475,611 tCO_2e.

7.5.1.10 Creación y fortalecimiento de mecanismos para el impulso a la generación distribuida (GD)

Se estima la adicción de capacidad propuesta en el escenario alterno (mayor crecimiento de GD) del PRODESEN 2022-2036 alcanzando los 9,990 MW en 2030, es decir un incremento de 2,979 MW respecto a la línea base.

La implementación de esta medida conlleva la reducción de 237,875 tCO_2e en su primer año, 2022; hasta alcanzar las 2,255,711 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante la vida útil de los equipos implementados de 56,664,116 tCO_2e.

7.5.1.11 Ejido Solar

Se estima el desarrollo de 1,472 proyectos de ejidos solares, con una capacidad total de 736 MW; asumiendo la creación de un programa de implementación masiva liderado a nivel federal en coordinación con 19 gobiernos estatales[26]. Junto con el desbloqueo de financiamiento por parte del sector público federal y estatal (subvenciones alrededor del 15% del total de los proyectos de inversión), y del sector privado de instituciones financieras que posibilitan los proyectos en lugares con valor de PML>60USD/MWh.

[26] Aguascalientes, Baja California Sur, Campeche, Colima, Ciudad de México, Guanajuato, Jalisco, Estado de México, Michoacán de Ocampo, Morelos, Nuevo León, Puebla, Querétaro, Quintana Roo, Sinaloa, Tabasco, Tlaxcala., Yucatán, Zacatecas

La implementación de esta medida conlleva la reducción de 1,618 tCO_2e en su primer año, 2022; hasta alcanzar las 557,296 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante la vida útil de los equipos implementados de 13,946,795 tCO_2e.

7.5.1.12 Hogares Solares

Se estima el desarrollo de programa en 474,217 techos solares a partir de 2023, con una capacidad total a 2030 de 846 MW; asumiendo la implementación de Programa nacional que recopila las lecciones de los 2 pilotos, igual a la propuesta de ICM de primera fase presentada a FOTEASE (2018). El programa completo contempla 1.5millones de techos solares y finaliza su implementación en el año 2037. Para el escenario Condicionado se toma la instalación progresiva hasta el 2030 de 474,217 techos solares (31%).

La implementación de esta medida conlleva la reducción de 24,272 tCO_2e en su primer año, 2022; hasta alcanzar las 640,587 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante la vida útil de los equipos implementados de 16,052,436 tCO_2e.

7.5.1.13 Establecimiento de metas y mecanismos para la adición de capacidad geotérmica a gran escala

Según las estimaciones del EC y los resultados de la optimización, la aplicación de esta medida se traduce en una penetración progresiva de capacidad solar geotérmica. La Tabla 19 muestra la evolución progresiva de la capacidad geotérmica instalada en el país. Cabe destacar que la complejidad de aprovechamiento de esta tecnología hace necesario la evaluación en sitio para evaluar correctamente los potenciales y no sobreestimar estos.

Tabla 19. Proyección de capacidad geotérmica instalada en el escenario condicionado.

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Capacidad geotérmica instalada	997.00	997.30	1,047.00	1,077.00	1,107.00	1,137.00	1,197.00	1,257.00	1,347.00	1,437.00

Fuente: elaboración propia.

La implementación de esta medida conlleva la reducción de 45,879 tCO_2e en su primer año, 2023; hasta alcanzar las 712,756 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante la vida útil de los equipos implementados de 21,429,768 tCO_2e.

7.5.1.14 Establecimiento de metas y mecanismos para la adición de capacidad hidroeléctrica a gran escala

Según las estimaciones del EC y los resultados de la optimización, la aplicación de esta medida se traduce en una penetración progresiva de capacidad solar fotovoltaica. La siguiente tabla muestra la evolución progresiva de la capacidad eólica instalada en el país. Se puede apreciar un incremento anual mayor en los últimos años del periodo.

Tabla 20. Proyección de capacidad hidroeléctrica instalada en el escenario condicionado.

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Capacidad hidroeléctrica instalada	12,643	12,653	12,911	13,087	13,237	13,417	13,597	13,847	14,097	14,347

Fuente: elaboración propia.

La implementación de esta medida conlleva la reducción de 5,987 tCO_2e en su primer año, 2022; hasta alcanzar las 819,212 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante la vida útil de los equipos implementados de 49,226,761 tCO_2e.

7.5.1.15 Establecimiento de metas y mecanismos para la adición de capacidad solar fotovoltaica a gran escala

Según las estimaciones del EC y los resultados de la optimización, la aplicación de esta medida se traduce en una penetración progresiva de capacidad solar fotovoltaica. La Tabla 21 muestra la evolución progresiva de la capacidad eólica instalada en el país. Se puede apreciar un incremento anual mayor en los últimos años del periodo.

Tabla 21. Proyección de capacidad fotovoltaica instalada en el escenario condicionado.

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Capacidad solar FV instalada	6,030	6,817	7,045	7,876	9,940	12,854	16,482	20,876	26,212	32,497

Fuente: elaboración propia.

La implementación de esta medida conlleva la reducción de 448,080 tCO_2e en su primer año, 2024; hasta alcanzar las 21,988,594 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante la vida útil de los equipos implementados de 660,657,850 tCO_2e.

7.5.1.16 Establecimiento de metas y mecanismos para la adición de capacidad eólica a gran escala

Según las estimaciones del ENC y los resultados de la optimización, la aplicación de esta medida se traduce en una penetración progresiva de capacidad eólica. La tabla a continuación muestra la evolución progresiva de la capacidad eólica instalada en el país. Se puede apreciar un incremento anual mayor en los últimos años del periodo.

Tabla 22. Proyección de capacidad eólica instalada en el escenario condicionado.

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Capacidad eólica instalada	6,454	6,454	6,755	7,224	8,025	9,274	11,087	13,524	16,772	21,500

Fuente: elaboración propia.

La implementación de esta medida conlleva la reducción de 216,214 tCO_2e en su primer año, 2023; hasta alcanzar las 17,288,382 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante la vida útil de los equipos implementados de 432,820,743 tCO_2e.

7.5.1.17 Gestión de los horarios de carga de vehículos eléctricos

En este escenario se considera una mínima gestión de los horarios de carga del vehículo eléctrico, únicamente con la restricción de cargas en las horas de máxima demanda del sistema; dejando libre la carga el resto de las horas del año.

7.5.1.18 Limitación de instalación de nuevas centrales eléctricas basadas en combustibles fósiles

Se considera la instalación de las centrales proyectadas por CFE, SENER y CRE para los años 2022 y 2023 por su proximidad en el tiempo. Para el resto del periodo de estudio (2024-2030) la adición de capacidad de tecnologías basadas en combustibles fósiles es resultado de la optimización realizada por el modelo en la simulación. La siguiente tabla muestra la adición de capacidad anual de tecnologías basadas en combustibles fósiles para el escenario durante el periodo de estudio.

Tabla 23. Proyección de capacidad térmica instalada en el escenario condicionado.

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ciclo Combinado	-	990	-	-	-	-	-	-	-
Turbina de Gas	375	-	-	-	38	-	-	-	-
Combustión Interna	830	418	-	-	-	-	-	-	-
Carboeléctrica	-	55	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: elaboración propia.

La implementación de esta medida conlleva la reducción de 10,856,937.27 tCO_2e en su primer año, 2024; hasta alcanzar las 15,303,328.46 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante la vida útil de los equipos implementados de 457,237,374.18 tCO_2e.

7.5.1.19 Retiro justo y planificado de centrales térmicas que han superado su vida útil

En el Escenario Condicionado se consideró la retirada progresiva de las centrales carboeléctricas, de lecho fluidizado y termoeléctricas convencionales cuya vida útil termina dentro del periodo de estudio o está próxima a finalizar. La tabla a continuación muestra la evolución de la capacidad instalada para cada una de estas tecnologías conforme se avanza en el periodo de estudio.

Tabla 24. Proyección de capacidad térmica instalada en el escenario no condicionado.

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carboeléctrica	0	0	660	1,360	1,050	1,728	700	0	0	0
Lecho Fluidizado	0	0	0	0	0	0	290	0	290	0
Termoeléctrica Convencional	0	0	2,478	2,107	4,936	2,292	932	0	0	0

Fuente: elaboración propia.

La implementación de esta medida conlleva la reducción de 1,969,993.69 tCO_2e en su primer año, 2022; hasta alcanzar las 13,220,003.53 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante la vida útil de los equipos implementados de 91,999,535.61 tCO_2e.

7.5.1.20 Lanzamiento de programas para la reducción de pérdidas no técnicas en las RGD y pobreza energética mediante GD

Se estima que la aplicación de esta medida con la instalación de 1,272 MW provoca una reducción de las pérdidas no técnicas de las RGD, partiendo de 4.87% en 2021 y alcanzando 4.16% en 2030. Puesto que esta medida no tiene límites físico-técnicos, esta reducción podría llegar a ser mayor y prolongarse después del horizonte de estudio.

La implementación de esta medida conlleva la reducción de 101,472 tCO_2e en su primer año, 2022; hasta alcanzar las 963,126 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante la vida útil de los equipos implementados de 24,198,721 tCO_2e.

7.5.1.21 Impulso al almacenamiento energético mediante baterías

Se estima un escenario conservador de adicción de baterías al Sistemas Eléctrico Nacional, dado que si bien su adición viene mencionada en el PRODESEN[27], actualmente la regulación únicamente permite la instalación de sistemas de almacenamiento detrás del medidor. En base a esto se considera que el almacenamiento empieza a instalarse en algunos proyectos renovables, solares y

[27] Únicamente se menciona la adición de 72 MW de centrales fotovoltaicas con baterías de 2022 a 2025, y 4,505 MW de centrales fotovoltaicas con baterías, sin más detalle respecto a cuanta de esa capacidad corresponde a capacidad de generación y cuanta a almacenamiento.

eólicos desde 2022, actualmente hay en operación aproximadamente 20 MW de almacenamiento, incrementándose la relación capacidad de almacenamiento versus capacidad de generación progresivamente; hasta alcanzar los 500 MW de almacenamiento en 2030, siguiendo las señales marcadas por los PMLs.

7.5.1.22 Impulso a la incorporación de baterías en los sistemas de generación distribuida

Se estima un escenario conservador de baterías en sistemas de generación distribuida, que inician su instalación con los nuevos proyectos de generación distribuida de 2026, incrementándose progresivamente su participación hasta alcanzar el 1% de la capacidad de generación distribuida en 2030; es decir aproximadamente el 2% de la capacidad adicionada de generación distribuida entre 2026 y 2030 incluiría sistemas de almacenamiento, con una capacidad promedio del 10% de la capacidad de generación del proyecto; hasta alcanzar los 17.69 MW de almacenamiento.

7.5.1.23 Inversión en la Red Nacional de Transmisión (RNT) para la reducción de pérdidas en transmisión

Se estima que la aplicación de esta medida provoca una reducción de las pérdidas de la RNT de 0.02% anual, partiendo de 2.55% en 2021 y alcanzando 2.00% en 2030. La implementación de esta medida conlleva la reducción de 135,761 tCO_2e en su primer año, 2022; hasta alcanzar las 1,172,117 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante este periodo de 6,021,554 tCO_2e.

7.5.1.24 Inversión en ampliación y modernización de las Redes Generales de Distribución (RGD) para la reducción de pérdidas técnicas

Se estima que la aplicación de esta medida provoca una reducción de las pérdidas técnicas en las RGD, partiendo de 5.37% en 2021 y alcanzando 4.56% en 2030. La implementación de esta medida conlleva la reducción de 235,935 tCO_2e en su primer año, 2022; hasta alcanzar las 1,994,366 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante este periodo de 10,360,051 tCO_2e.

7.5.1.25 Incorporación de calentadores solares de agua (CSA) en viviendas

Se estima que la aplicación de esta medida provoca una penetración de calentadores solares desde el 10.16% de viviendas que actualmente tienen estos equipos, hasta el 65% en 2030. La implementación de esta medida conlleva la

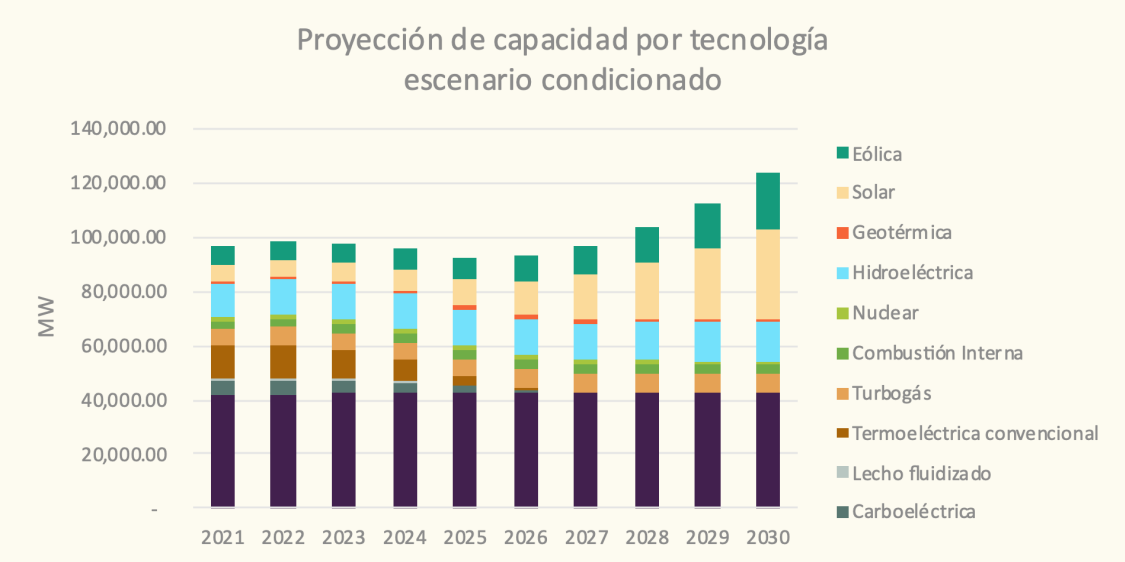
reducción de 364,454 tCO_2e en su primer año, 2022; hasta alcanzar las 4,073,027 tCO_2e evitadas en 2030; con un total de emisiones mitigadas durante su vida útil de 40,730,265 tCO_2e.

7.5.2 Generación eléctrica

En el Escenario Condicionado (EC) la matriz eléctrica presenta nuevamente una evolución orientada al crecimiento de la capacidad limpia y renovable, así como al retiro progresivo de centrales carboeléctricas y termoeléctricas convencionales cuya vida útil ha sido superada. No obstante, cabe destacar que en este caso la retirada de estas centrales es más acelerada que en el ENC. De esta forma, se observa una reducción del consumo de carbón y combustóleo y una mayor dependencia de la generación eólica y solar fotovoltaica respecto a ENC y ELB. La Figura 44 muestra la proyección de capacidad instalada por tecnología arrojada como resultado del proceso de optimización en el software Balmorel.

Se puede observar que la capacidad carboeléctrica, de lecho fluidizado y termoeléctrica convencional va disminuyendo progresivamente, de forma que al final del periodo no existen centrales operativas. La capacidad hidroeléctrica crece de forma ligeramente superior a como lo hace en ENC, instalando un total de 1.7 GW a lo largo del periodo. Lo mismo ocurre con la capacidad geotérmica, la cual crece un total de 440 MW a lo largo del periodo. Las tecnologías renovables variables, crecen de una forma mucho más pronunciada a como lo hacen en ELB y de forma ligeramente superior a como lo hacen en ENC. La capacidad eólica pasa de 6.5 GW en 2021 a 18.7 GW en 2030 (+190%), con una penetración especialmente pronunciada en el último tercio del periodo de estudio. En el caso de la capacidad solar fotovoltaica, el crecimiento es todavía mayor, impulsado nuevamente por sus bajos costos y el gran potencial existente en México. La capacidad solar fotovoltaica pasa de 6.0 GW en 2021 a 28.0 GW en 2030 (+364%).

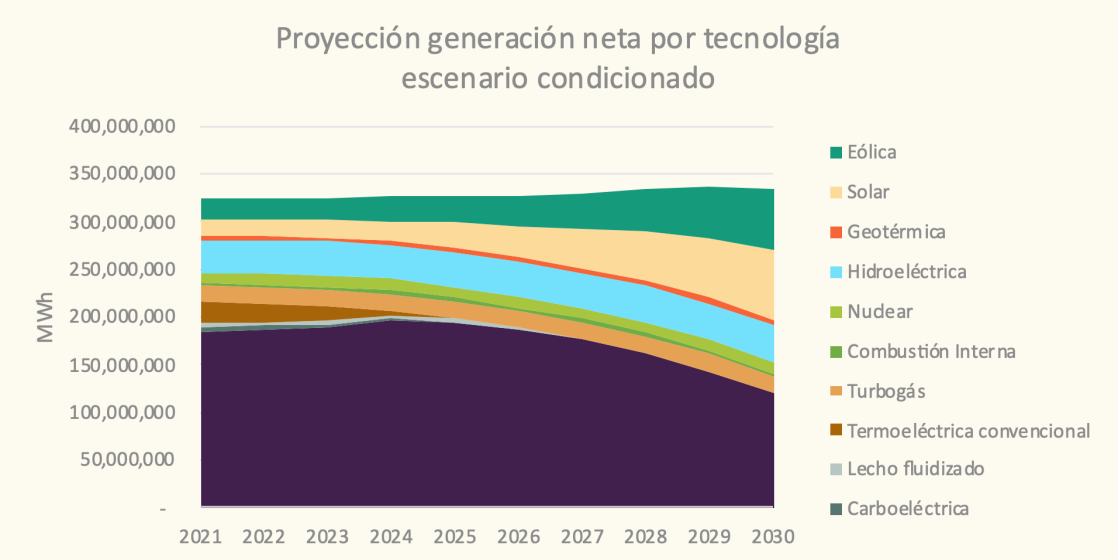
Figura 44. Proyección de capacidad instalada por tecnología en el escenario condicionado.



Fuente: elaboración propia.

La generación de electricidad se comporta de manera similar a como lo hace la evolución en términos de capacidad. Mientras que las tecnologías basadas en combustibles fósiles pierden participación progresivamente, las tecnologías limpias y renovables la ganan. La Figura 45 muestra la evolución de generación neta por tecnología. En ella se puede apreciar con claridad la progresiva penetración de las tecnologías renovables variables, especialmente en los últimos años, y el decrecimiento de la generación carboeléctrica y termoeléctrica convencional en la primera mitad del periodo de estudio.

Figura 45. Proyección de la generación neta por tecnología en el escenario condicionado.

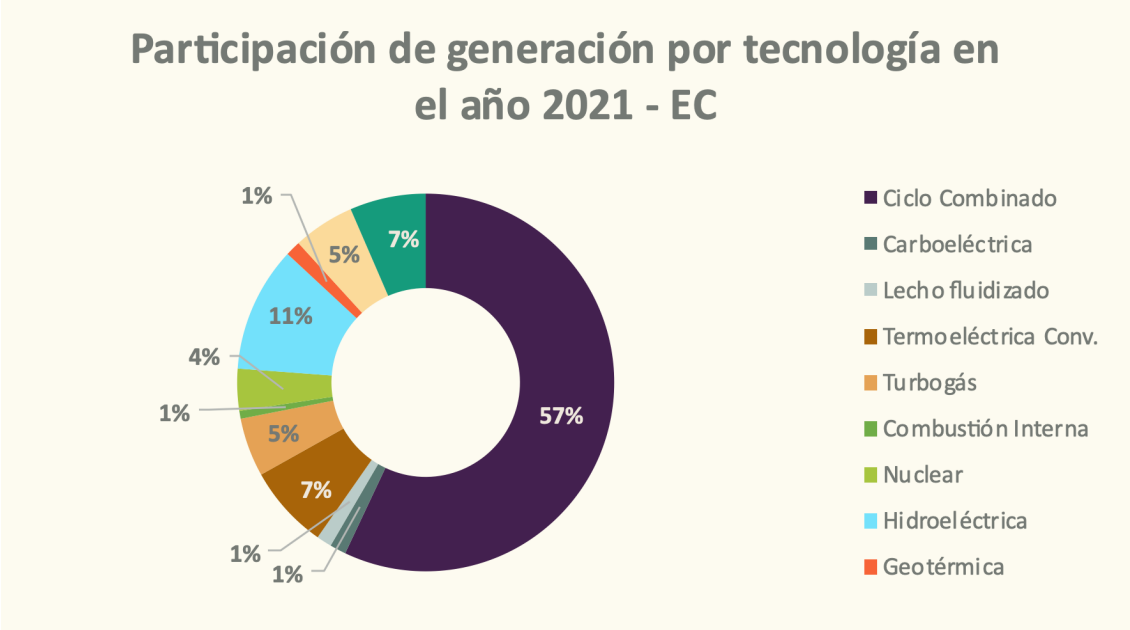


Fuente: elaboración propia.

En la Figura 46 y Figura 47 se muestra la participación por tecnología en términos de generación neta durante los años 2021 (datos reales) y 2030 (proyección EC), respectivamente. Adicionalmente a la disminución o desaparición de las tecnologías carboeléctrica, lecho fluidizado y termoeléctrica convencional, es especialmente significativa la reducción del porcentaje de participación de la tecnología ciclo combinado, la cual pasa de representar un 57.0% a representar un 35.7% de la generación anual. Este decremento en la participación del ciclo combinado y, consecuentemente del combustible gas natural, es más agresivo que en el ENC. También se puede observar con claridad la evolución de las tecnologías renovables variables, las cuales pasan de representar un 11.8% (6.5% eólica y 5.3% solar) en 2021 a contribuir con el 41.0% de la generación en 2030 (19.2% eólica y 21.8% solar). Al igual que ocurría en el ENC, al final del periodo son 4 las tecnologías que dominan la matriz de generación: ciclo combinado (35.7%), solar (21.8%), eólica (19.2%) e hidroeléctrica (11.6%). Éstas, en conjunto, aportan el 88.3% de la generación anual.

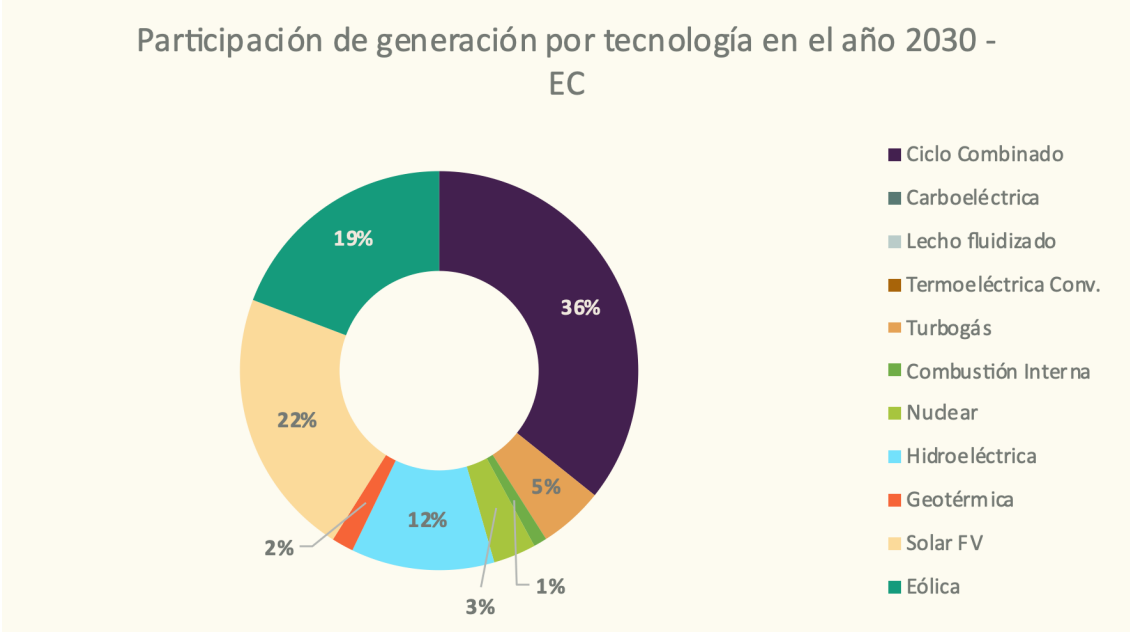
Las tecnologías renovables contribuyen con el 42.8% de la generación en 2030 para este escenario, mientras que si se incluyen las limpias no renovables (hidroeléctrica y nuclear), se alcanza el 57.9%.

Figura 46. Porcentaje de participación por tecnología en 2021.



Fuente: elaboración propia.

Figura 47. Porcentaje de participación por tecnología en 2030 (EC).

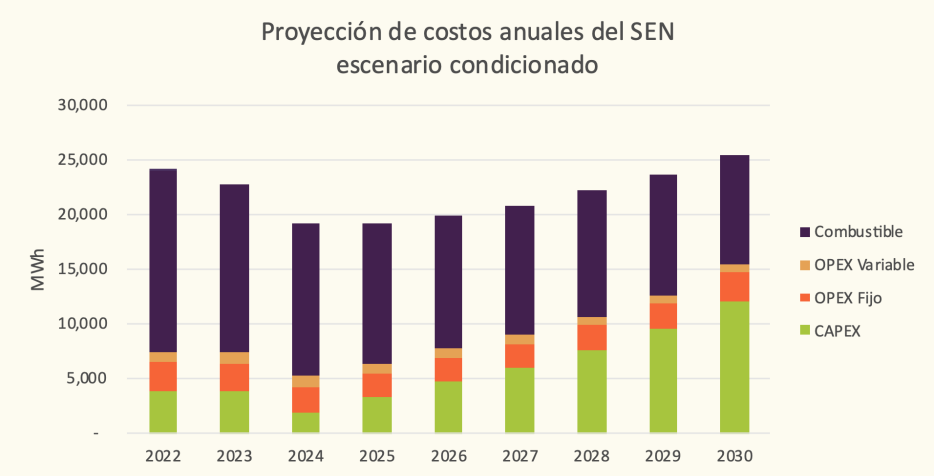


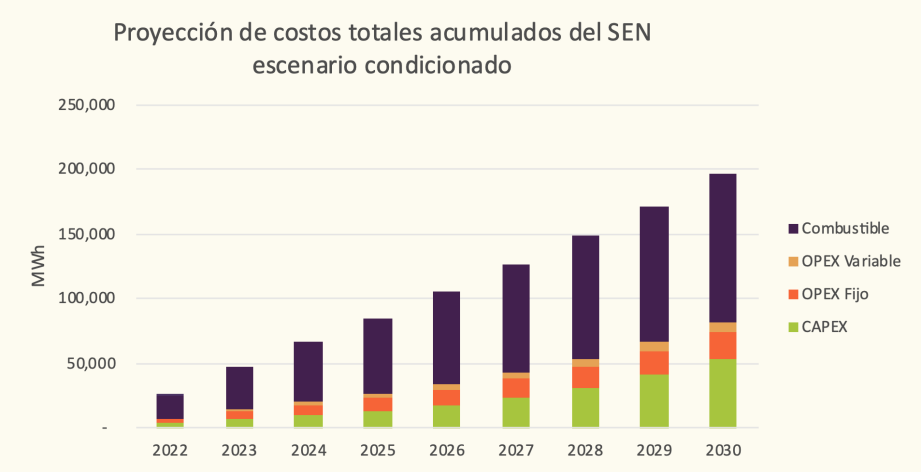
Fuente: elaboración propia.

7.5.3 Costos

Por lo que respecta a los costos totales del sistema eléctrico, el EC presenta un valor total de 187,908 $MUSD_{2021}$ para todo el periodo de estudio proyectado (2022-2030, ambos inclusive). El 60.6% de estos gastos procede de la compra de combustibles (gas natural, combustóleo, diésel, carbón y coque). Al igual que en ENC, estos costos son especialmente significativos en el primer tercio del periodo de estudio, por existir una mayor dependencia de los combustibles fósiles. Por otra parte, el 24.1% procede de costos de inversión en nuevas centrales de generación (CAPEX). Esta inversión es más pronunciada en el último tercio de la década y es mayor que en el ENC por existir una mayor inversión en nuevas centrales de generación. Por último, el 15.3% restante son costos de operación y mantenimiento. La Figura 48 muestra la proyección de costos anuales y acumulados para el escenario condicionado.

Figura 48. Proyección de costos totales del sistema eléctrico en el escenario condicionado.





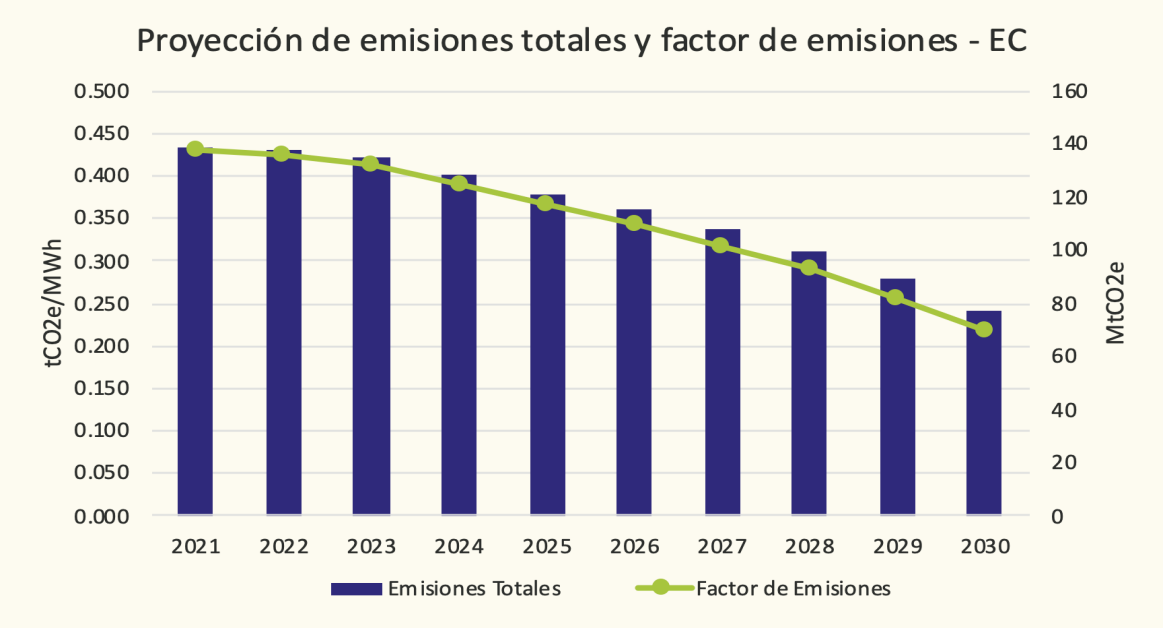
Fuente: elaboración propia.

7.5.4 Emisiones

En el Escenario Condicionado (EC) las emisiones de GEI se reducen significativamente durante el periodo de estudio derivado de la salida de operación de las centrales térmicas que emplean carbón y combustóleo, la reducción en el consumo de gas natural y el crecimiento progresivo de la capacidad basada en fuentes limpias y renovables. Las emisiones totales de GEI pasan de 139.18 $MtCO_2e$ en 2021 a 76.9 $MtCO_2e$ en 2030, mientras que el factor de

emisiones de la matriz de generación eléctrica se reduce de 0.430 tCO_2e/MWh en 2021 a 0.217 tCO_2e/MWh en 2030.

Figura 49. Proyección de emisiones totales y factor de emisiones del sistema eléctrico en el Escenario Condicionado (EC).



Fuente: elaboración propia.

7.6 Análisis económico

En la siguiente tabla se resumen los resultados del análisis económico y posteriormente se describen de manera general algunos de los supuestos para el cálculo de los costos de las medidas.

Tabla 25. Análisis económico del sector electricidad y eficiencia energética.

Medida	Costo de abatimiento USD2021/tCO2e		Inversión a 2030 (Mill. USD2021)		Costos de operación y mantenimiento promedio anual (Mill. USD2021)		Ahorro de combustibles promedio anual (Mill. USD2021)	
	Escenario no condicionado	Escenario condicionado	Escenario no condicionado	Escenario condicionado	Escenario no condicionado	Escenario condicionado	Escenario no condicionado	Escenario condicionado
Mejorar sistemas de bombeo de agua para irrigación	-52.3	-52.3	119.2	143.1	-	-	56.2	67.4
Incorporación de sistemas de iluminación eficiente en el sector comercial y servicios	257.8	109.7	3,238.7	5,397.9	-	-	31.3	105.0
Incorporación de sistemas de iluminación eficiente en las viviendas	-41.3	-41.3	109.0	137.7	-	-	187.8	195.3
Sustitución de refrigeradores	- 9.8	- 9.8	635.9	1,358.6	-	-	20.6	44.1
Sustitución de equipos de lavado de ropa	-33.3	-33.3	250.5	397.9	-	-	9.2	14.7
Sustitución de sistemas de aire acondicionado	-62.6	-54.6	412.2	686.9	-	-	40.3	52.9
Sustitución de equipos de bombeo de agua doméstico	-65.8	-65.8	222.6	311.7	-	-	9.5	13.3
Sustitución de las luminarias actuales para alumbrado público por luminarias LED	-20.8	-20.8	329.2	364.2	-	-	36.7	40.6
Mejorar eficiencia de tecnologías de sistemas de bombeo de agua potable	-112.3	-112.3	21.6	30.2	-	-	2.2	3.1
Creación y fortalecimiento de mecanismos para el impulso a la generación distribuida (GD)	-25.3	-25.3	3,157.7	3,157.7	-	-	414.0	416.2

Lanzamiento de programas para la reducción de pérdidas no técnicas en las RGD y pobreza energética mediante GD	14.4	14.5	904.4	1,513.7	5.3	9.0	48.0	80.2
Inversión en ampliación y modernización de las Redes Generales de Distribución (RGD) para la reducción de pérdidas técnicas	-11.0	-11.0	678.4	1,369.0	-	-	96.9	195.1
Incorporación de calentadores solares de agua (CSA) en viviendas	74.1	74.1	12,716.2	17,503.7	-	-	685.7	943.9
Hogares solares-Proyecto piloto ampliado	-11.7	15.3	277.2	1,133.2	0.4	2.2	286.1	427.2
Ejidos solares	24.0	51.1	30.4	1,474.0	0.5	24.1	-	-

Fuente: elaboración propia.

El análisis de las medidas de eficiencia energética en el sector eléctrico se basa en información agregada sobre el diferencial de costo de inversión (Capex) entre una tecnología convencional y una tecnología con mayor eficiencia. A partir de la diferencia de entre las eficiencias se calculó el ahorro en electricidad. Además, se asumió que los costos operativos (Opex) distintos al consumo de electricidad entre una tecnología convencional y una tecnología más eficiente son iguales, por lo que el costo incremental en el Opex es cero. Este marco analítico es común en todas las medidas incluidas de este apartado.

7.6.1 Mejorar sistemas de bombeo de agua para irrigación

El costo de inversión asociado se refiere al costo incremental por la mejora de sistemas de bombeo. El costo de inversión incremental por adquirir un equipo más eficiente es de 6,627 MXN2021 por unidad. La inversión promedio anual por la implementación de esta medida es de 13.3 y 15.9 millones de USD2021 para el escenario no condicionado y condicionado, respectivamente, para el periodo de 2022 a 2030.

Los beneficios provienen del ahorro en el consumo de electricidad durante el tiempo de vida útil de estos equipos, el cual se asumió que es de tres años. El ahorro anual promedio en el consumo eléctrico es 61.3 y 73.5 millones de USD2021. Se asumió que el costo de la electricidad corresponde a la tarifa industrial DIST promedio.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a 278.7 y 334.4 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. En tanto que la mitigación acumulada en estos mismos escenarios es de 5.3 y 6.4 $MtCO_2e$ respectivamente. El costo medio de abatimiento de -52.3 USD/tCO_2e es el mismo para los escenarios no condicionado y condicionado.

7.6.2 Incorporación de sistemas de iluminación eficiente en el sector comercial y servicios

El costo de inversión asociado se refiere al costo incremental por el uso de sistemas de iluminación más eficiente. El costo de inversión incremental por adquirir un equipo más eficiente es de 959 MXN2021 por unidad. La inversión adicional promedio anual por la implementación de esta medida es de 360 y 600 millones de USD2021 para el escenario no condicionado y condicionado respectivamente para el periodo de 2022 a 2030.

Los beneficios provienen del ahorro en el consumo de electricidad durante el tiempo de vida útil de estos equipos, el cual se asumió que es de 20 años. El ahorro anual promedio en el consumo eléctrico es 61.3 y 73.5 millones de USD2021. Al igual que la medida anterior, se asumió que el costo de la electricidad corresponde a la tarifa industrial DIST promedio.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a -1,697 y -2,419 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. En tanto que la mitigación acumulada en estos mismos escenarios es de 6.5 y 22 $MtCO_2e$ respectivamente. El costo medio de abatimiento

de 258 y 109.7 USD/tCO_2e para los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente.

7.6.3 Incorporación de sistemas de iluminación eficiente en las viviendas

El costo de inversión asociado se refiere al costo incremental por el uso de sistemas de iluminación más eficiente en viviendas. El costo de inversión incremental por adquirir un equipo más eficiente es de 20 MXN2021 por unidad. La inversión adicional promedio anual por la implementación de esta medida es de 12.1 y 15.3 millones de USD2021 para el escenario no condicionado y condicionado respectivamente para el periodo de 2022 a 2030.

Los beneficios provienen del ahorro en el consumo de electricidad durante el tiempo de vida útil de estos equipos, el cual se asumió que es de 39 años. El ahorro anual promedio en el consumo eléctrico es 316.1 y 329.6 millones de USD2021. Se asumió que el costo de la electricidad corresponde a la tarifa DB1 promedio.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a 2,934 y 3,036 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. En tanto que la mitigación acumulada durante toda la vida útil de estos sistemas en estos mismos escenarios es de 68 y 70 $MtCO_2e$ respectivamente. El costo medio de abatimiento de -41.3 y -41.1 USD/tCO_2e para los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente.

7.6.4 Sustitución de refrigeradores

El costo de inversión asociado se refiere al costo incremental por el uso de refrigeradores más eficientes. El costo de inversión incremental por adquirir un equipo más eficiente es de 7,909 MXN2021 por unidad. La inversión adicional promedio anual por la implementación de esta medida es de 70.7 y 151 millones de USD2021 para el escenario no condicionado y condicionado respectivamente para el periodo de 2022 a 2030.

Los beneficios provienen del ahorro en el consumo de electricidad durante el tiempo de vida útil de estos equipos, el cual se asumió que es de 13 años. El ahorro

anual promedio en el consumo eléctrico es 56.06 y 119.8 millones de USD2021. Se asumió que el costo de la electricidad corresponde a la tarifa DB1 promedio.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a 43.2 y 92.3 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. En tanto que la mitigación acumulada durante toda la vida útil de estos sistemas en estos mismos escenarios es de 4.4 y 9.4 $MtCO_2e$ respectivamente. El costo medio de abatimiento de -9.82 USD/tCO_2e para ambos escenarios.

7.6.5 Sustitución de equipos de lavado de ropa

El costo de inversión asociado se refiere al costo incremental por el uso de sistemas de lavado más eficientes. El costo de inversión incremental por adquirir un equipo más eficiente es de 1,000 MXN2021 por unidad. La inversión adicional promedio anual por la implementación de esta medida es de 27.8 y 44.2 millones de USD2021 para el escenario no condicionado y condicionado respectivamente para el periodo de 2022 a 2030.

Los beneficios provienen del ahorro en el consumo de electricidad durante el tiempo de vida útil de estos equipos, el cual se asumió que es de 10 años. El ahorro anual promedio en el consumo eléctrico es 29.4 y 46.7 millones de USD2021. Se asumió que el costo de la electricidad corresponde a la tarifa DB1 promedio.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a 66.2 y 105.2 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. En tanto que la mitigación acumulada durante toda la vida útil de estos sistemas en estos mismos escenarios es de 2.0 y 3.2 $MtCO_2e$ respectivamente. El costo medio de abatimiento de -33.3 USD/tCO_2e para ambos escenarios.

7.6.6 Sustitución de sistemas de aire acondicionado

El costo de inversión asociado se refiere al costo incremental por el uso de sistemas de aire acondicionado más eficientes. El costo de inversión incremental

por adquirir un equipo más eficiente es de 7,195 MXN2021 por unidad. La inversión adicional promedio anual por la implementación de esta medida es de 45.8 y 76.3 millones de USD2021 para el escenario no condicionado y condicionado respectivamente para el periodo de 2022 a 2030.

Los beneficios provienen del ahorro en el consumo de electricidad durante el tiempo de vida útil de estos equipos, el cual se asumió que es de 15 años. El ahorro anual promedio en el consumo eléctrico es 99.7 y 130.8 millones de USD2021. Se asumió que el costo de la electricidad corresponde a la tarifa DB1 promedio.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a 535 y 612 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. En tanto que la mitigación acumulada durante toda la vida útil de estos sistemas en estos mismos escenarios es de 8.5 y 11.2 $MtCO_2e$ respectivamente. El costo medio de abatimiento de -62.6 y -54.6 USD/tCO_2e para los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente.

7.6.7 Sustitución de equipos de bombeo de agua doméstico

El costo de inversión asociado se refiere al costo incremental por el uso de equipos de bombeo más eficientes. El costo de inversión incremental por adquirir un equipo más eficiente es de 1,727 MXN2021 por unidad. La inversión adicional promedio anual por la implementación de esta medida es de 24.7 y 34.6 millones de USD2021 para el escenario no condicionado y condicionado respectivamente para el periodo de 2022 a 2030.

Los beneficios provienen del ahorro en el consumo de electricidad durante el tiempo de vida útil de estos equipos, el cual se asumió que es de 5 años. El ahorro anual promedio en el consumo eléctrico es 42.2 y 59.0 millones de USD2021. Se asumió que el costo de la electricidad corresponde a la tarifa DB1 promedio.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a 136 y 191 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. En tanto que la mitigación acumulada durante toda la vida útil de estos sistemas en estos mismos escenarios es de 2.0 y 2.9 $MtCO_2e$

respectivamente. El costo medio de abatimiento de -65.8 USD/tCO_2e para ambos escenarios.

7.6.8 Sustitución de las luminarias actuales para alumbrado público por luminarias LED

El costo de inversión asociado se refiere al costo incremental por el uso de luminarias más eficientes. El costo de inversión incremental por adquirir un equipo más eficiente es de 1,234 MXN2021 por unidad. La inversión adicional promedio anual por la implementación de esta medida es de 36.6 y 40.5 millones de USD2021 para el escenario no condicionado y condicionado respectivamente para el periodo de 2022 a 2030.

Los beneficios provienen del ahorro en el consumo de electricidad durante el tiempo de vida útil de estos equipos, el cual se asumió que es de 14 años. El ahorro anual promedio en el consumo eléctrico es 46.7 y 51.7 millones de USD2021. Se asumió que el costo de la electricidad corresponde a la tarifa DB1 promedio.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a 162y 180 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. En tanto que la mitigación acumulada durante toda la vida útil de estos sistemas en estos mismos escenarios es de 7.8 y 8.6 $MtCO_2e$ respectivamente. El costo medio de abatimiento de -20.8 USD/tCO_2e para ambos escenarios.

7.6.9 Mejorar eficiencia de tecnologías de sistemas de bombeo de agua potable

El costo de inversión asociado se refiere al costo incremental por el uso de luminarias más eficientes. El costo de inversión incremental por adquirir un equipo más eficiente es de 6,627 MXN2021 por unidad. La inversión adicional promedio anual por la implementación de esta medida es de 2.4 y 3.35 millones de USD2021 para el escenario no condicionado y condicionado respectivamente para el periodo de 2022 a 2030.

Los beneficios provienen del ahorro en el consumo de electricidad durante el tiempo de vida útil de estos equipos, el cual se asumió que es de 3 años. El ahorro anual promedio en el consumo eléctrico es 11.7 y 15.1 millones de USD2021. Se asumió que el costo de la electricidad corresponde a la tarifa DB1 promedio.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a 55.2 y 77.3 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. En tanto que la mitigación acumulada durante toda la vida útil de estos sistemas en estos mismos escenarios es de 0.49 y 0.69 $MtCO_2e$ respectivamente. El costo medio de abatimiento de -112.3 USD/tCO_2e para ambos escenarios.

7.6.10 Creación y fortalecimiento de mecanismos para el impulso a la generación distribuida (GD)

El costo de inversión asociado se refiere al costo por la instalación de sistemas de generación distribuida. El costo de inversión incremental es de 1.06 USD2021 por unidad. La inversión adicional promedio anual por la implementación de esta medida es de 351 millones de USD2021 para los escenario no condicionado y condicionado en el periodo de 2022 a 2030.

Los beneficios provienen del ahorro en el consumo de electricidad durante el tiempo de vida útil de estos equipos, el cual se asumió que es de 25 años. El ahorro anual promedio en el consumo eléctrico es 416.2 millones de USD2021. Se asumió que el costo de la electricidad corresponde a la tarifa DB1 promedio.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a 1,432 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado. En tanto que la mitigación acumulada durante toda la vida útil de estos sistemas en estos mismos escenarios es de 56.7 $MtCO_2e$. El costo medio de abatimiento de -25.3 USD/tCO_2e para ambos escenarios.

7.6.11 Lanzamiento de programas para la reducción de pérdidas no técnicas en las RGD y pobreza energética mediante GD

El costo de inversión asociado se refiere al costo por la instalación de sistemas de generación distribuida. El costo de inversión incremental es de 1.19 USD2021 por unidad. La inversión adicional promedio anual por la implementación de esta medida es de 100.5 y 168.2 millones de USD2021 para el escenario no condicionado y condicionado respectivamente para el periodo de 2022 a 2030.

Los beneficios provienen del ahorro en la generación de electricidad durante el tiempo de vida útil de estos equipos, el cual se asumió que es de 25 años. El ahorro anual promedio en la generación eléctrica es 49.4 y 15.1 millones de USD2021. Se asumió que el costo de la electricidad corresponde a la generación de electricidad mediante la tecnología marginal, es decir, ciclo combinado.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a -208.4 y -351.5 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. En tanto que la mitigación acumulada durante toda la vida útil de estos sistemas en estos mismos escenarios es de 35.2 y 58.9 $MtCO_2e$ respectivamente. El costo medio de abatimiento de 14.42 y 14.52 USD/tCO_2e para escenarios no condicionado y condicionado respectivamente.

7.6.12 Ejido solar

El costo de inversión asociado se refiere al costo por la instalación de sistemas de generación distribuida. El costo de inversión es de 584 mil USD2021 por proyecto. La inversión adicional promedio anual por la implementación de esta medida es de 5.1 y 184 millones de USD2021 para los escenarios no condicionado y condicionado en el periodo de 2022 a 2030. En tanto que los Opex corresponden a 0.52 y 24.1 millones de USD2021 promedio anual para los mismos escenarios.

Los beneficios provienen de la venta de electricidad durante el tiempo de vida útil de estos equipos, el cual se asumió que es de 25 años. El monto por la venta de energía eléctrica es 1.37 y 54.07 millones de USD2021 para los escenarios condicionado y no condicionado respectivamente.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a -8.4 y -615.7 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado. En tanto que la mitigación acumulada durante toda la vida útil de estos sistemas en estos mismos escenarios es de 0.35 y 12.0 $MtCO_2e$ en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. El costo medio de abatimiento de 23.99 y 51.12 USD/tCO_2e para los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente.

7.6.13 Hogares solares

El costo de inversión asociado se refiere al costo por la instalación de sistemas de generación distribuida. El costo de inversión está entre 21,824 y 34,365 MXN2021/kWp. La inversión adicional promedio anual por la implementación de esta medida es de 55.4 y 141.65 millones de USD2021 para los escenarios no condicionado y condicionado en el periodo de 2022 a 2030, en tanto que los Opex corresponden a 0.41 y 2.16 millones de USD2021 promedio anual para los mismos escenarios.

Los beneficios provienen del ahorro en el consumo de electricidad durante el tiempo de vida útil de estos equipos, el cual se asumió que es de 25 años. El ahorro anual promedio en el consumo eléctrico es 61.1 y 88.14 millones de USD2021 para los escenarios condicionado y no condicionado respectivamente. Se asumió que el costo de la electricidad corresponde a la tarifa DB1 promedio.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a 45.4 y -201.74 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado. En tanto que la mitigación acumulada durante toda la vida útil de estos sistemas en estos mismos escenarios es de 9.34 y 13.23 $MtCO_2e$ en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. El costo medio de abatimiento de -11.7 y 15.3 USD/tCO_2e para los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente.

7.6.14 Inversión en ampliación y modernización de las Redes Generales de Distribución (RGD) para la reducción de pérdidas técnicas

El costo de inversión asociado se refiere al costo por la instalación de sistemas de generación distribuida. El costo de inversión incremental es de 5.69 USD2021/kWh. La inversión adicional promedio anual por la implementación de esta medida es de 75.4 y 152.1 millones de USD2021 para el escenario no condicionado y condicionado respectivamente para el periodo de 2022 a 2030.

Los beneficios provienen del ahorro en la generación de electricidad durante el tiempo de vida útil de estos equipos, el cual se asumió que es de 20 años. El ahorro anual promedio en la generación eléctrica es 96.9 y 195.1 millones de USD2021. Se asumió que el costo de la electricidad corresponde a la generación de electricidad mediante la tecnología marginal, es decir, ciclo combinado.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a 276 y 553 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. En tanto que la mitigación acumulada durante toda la vida útil de estos sistemas en estos mismos escenarios es de 55.0 y 50.2 $MtCO_2e$ respectivamente. El costo medio de abatimiento de -11.04 y 11.01 USD/tCO_2e para escenarios no condicionado y condicionado, respectivamente.

7.6.15 Incorporación de calentadores solares de agua (CSA) en viviendas

El costo de inversión asociado se refiere al costo incremental por el uso de calentadores solares. El costo de inversión incremental por adquirir un equipo más eficiente es de 14,328 MXN2021 por unidad. La inversión adicional promedio anual por la implementación de esta medida es de 1,413 y 1,944 millones de USD2021 para el escenario no condicionado y condicionado respectivamente para el periodo de 2022 a 2030.

Los beneficios provienen del ahorro en el consumo de gas L.P. durante el tiempo de vida útil de estos equipos, el cual se asumió que es de 10 años. El ahorro anual promedio en el consumo de gas es 761.9 y 1,049 millones de USD2021.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a -2,192 y -3,017 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. En tanto que la mitigación acumulada durante toda la vida útil de estos sistemas en estos mismos escenarios es de 29.6 y 40.7 $MtCO_2e$ respectivamente. El costo medio de abatimiento de 74.1 USD/tCO_2e para ambos escenarios.

7.7 Conclusiones

7.7.1 Línea base

En el Escenario de Línea Base se realizó la proyección del sistema eléctrico basándose únicamente en las políticas energéticas actuales plasmadas en los instrumentos de planeación oficiales (publicados por la SENER, la CRE y la CFE). Si bien en estos planes de expansión del sistema eléctrico se contempla la adición de algunas centrales renovables (eólicas, solares e hidroeléctricas), estas no son suficientes para disminuir las emisiones del sector. Se proyecta que las emisiones de GEI crezcan en un 19% entre 2021 y 2030.

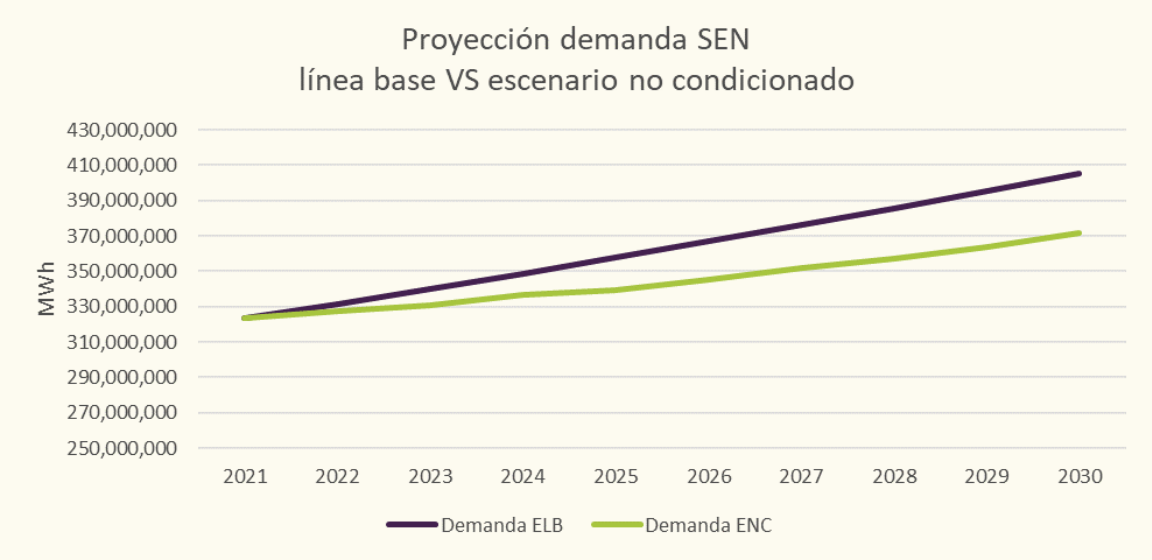
Por su parte, los ciclos combinados continuarán siendo la principal fuente de generación de energía eléctrica y la dependencia a los combustibles fósiles se verá reflejada no solo en las emisiones, sino también en los costos del sistema, siendo más de dos terceras partes del total, causados solo por dichos combustibles.

7.7.2 Escenario no condicionado

Las estimaciones y simulaciones basadas en datos reales han demostrado que, con las tecnologías disponibles a nivel comercial hoy en día y el marco regulatorio existente, atacando el problema desde diversas aristas de manera ordenada, es posible, no solo reducir las emisiones del sector eléctrico notablemente para el año 2030, sino también reducir los costos totales del sistema.

En primer lugar, y abordando el problema desde el punto de vista de la demanda eléctrica, se ha demostrado que, a través de la aplicación de medidas de eficiencia energética, la reducción de pérdidas en el sistema eléctrico y el impulso a la Generación Distribuida, es posible reducir la demanda total en un 8.4% respecto a la línea base. La Figura 50 muestra la proyección de demanda para ambos escenarios mencionados.

Figura 50. Comparación de proyección de demanda del SEN, línea base VS escenario no condicionado.

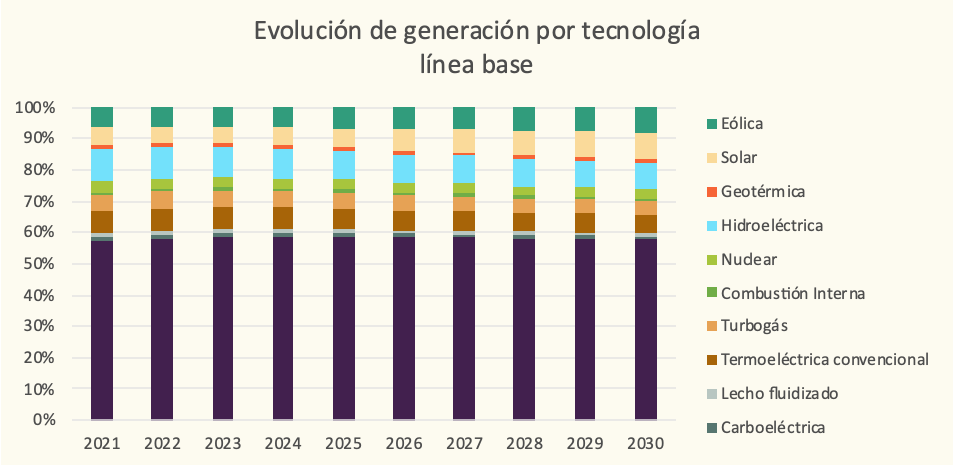


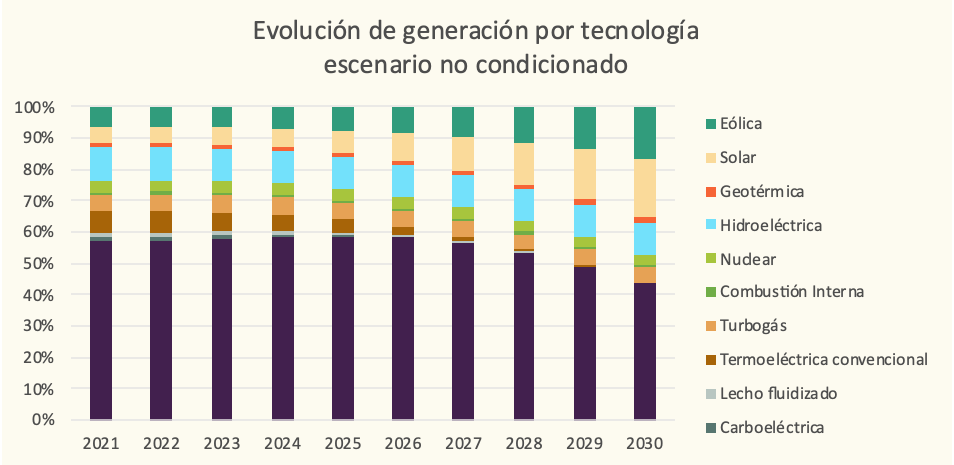
Fuente: elaboración propia.

En segundo lugar, y desde el lado de la generación de energía eléctrica, se ha comprobado que es posible transformar notablemente la matriz de generación a través de la aplicación de ciertas medidas y la consecuente reactivación de la inversión en energías limpias y renovables. La Figura 51 muestra la evolución de la matriz de generación en términos de porcentaje para el escenario base y el no condicionado.

Como se puede apreciar, al final del periodo, en el ELB las tecnologías limpias aportan el 29.0% de la generación total, siendo la contribución actual del 27.4%. En contraposición, en el ENC, las tecnologías limpias contribuyen con el 50.5%. Si atendemos exclusivamente a las tecnologías renovables (eólica, solar FV y geotérmica), la contribución del año 2030 en ELB es del 17.7%, mientras que en el ENC es del 37.1%.

Figura 51. Comparación de la proyección de participación de generación por tecnología en ELB y ENC.

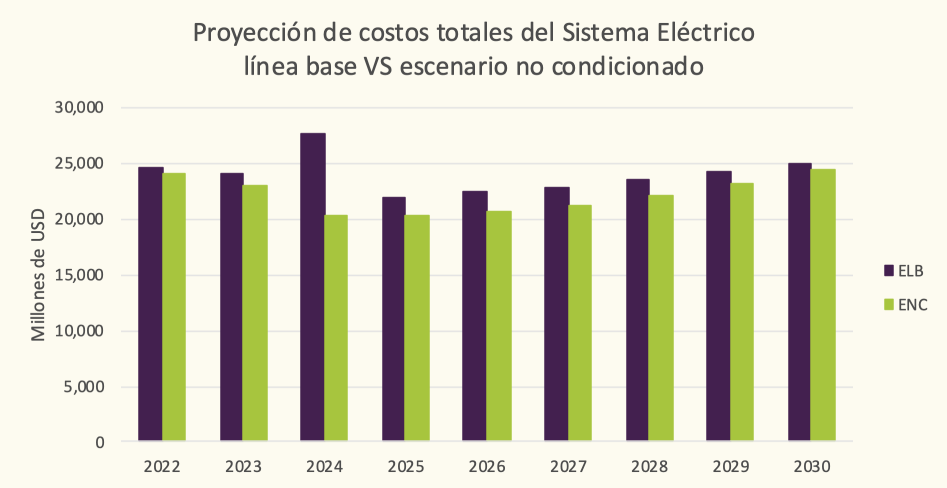


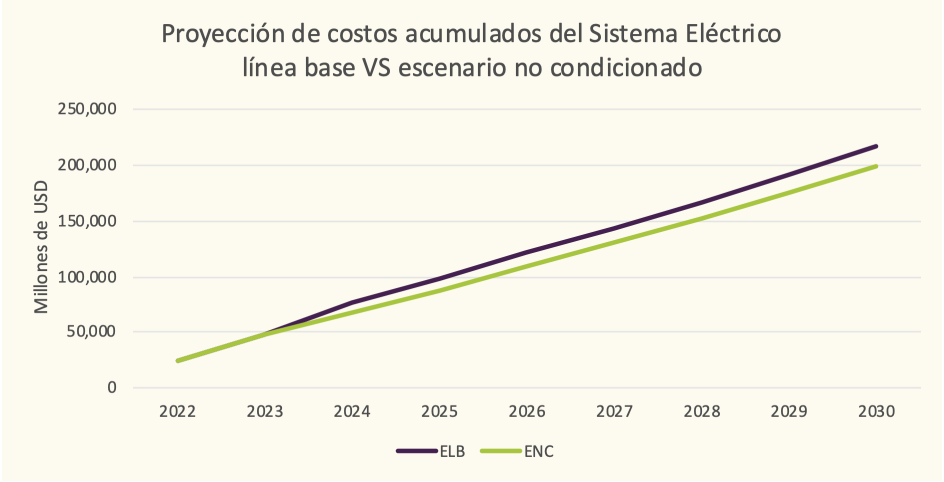


Fuente: elaboración propia.

Por lo que respecta a la perspectiva económica de las simulaciones, el ENC demuestra una reducción de costos respectos al ELB del 10.2% a lo largo del periodo de estudio. Mientras los costos totales del ELB en el periodo de estudio son de 212,954 $MUSD_{2021}$, los costos del ENC son de 191,268 $MUSD_{2021}$. La Figura 52 muestra la proyección de costos anuales para cada escenario y la evolución de los costos acumulados.

Figura 52. Comparación de la proyección de costos anuales y acumulados del sistema eléctrico en ELB y ENC.

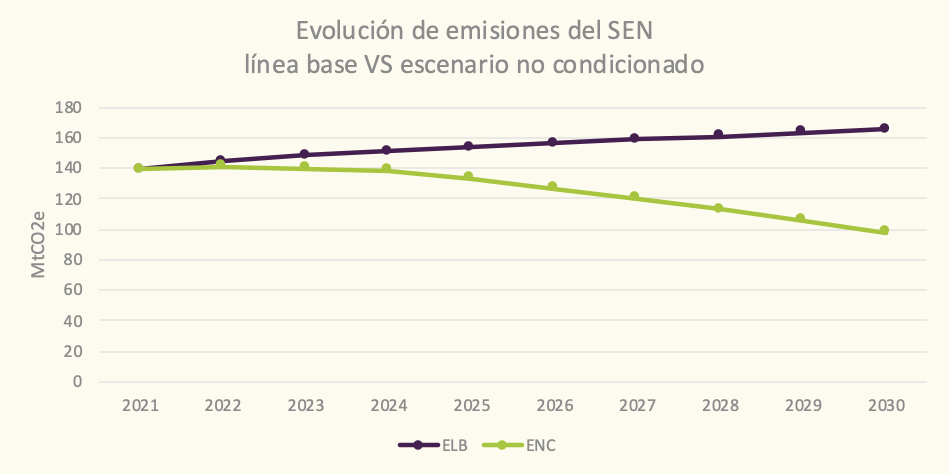




Fuente: elaboración propia.

Por último, en términos de emisiones, el ENC demuestra que a través de la estrategia de medidas aplicadas descrita anteriormente es posible una reducción del 41.0% de emisiones de GEI respecto al ELB en 2030. Mientras el ELB alcanza unas emisiones totales de 165.7 $MtCO_2e$ en el año 2030, en el ENC se consigue reducir las emisiones hasta 97.7 $MtCO_2e$. La Figura 53 muestra la proyección de la trayectoria de emisiones de ambos escenarios. En ella es posible apreciar como el cambio tendencial más significativo entra ambas trayectorias se da en la segunda mitad del periodo de estudio.

Figura 53. Comparación de la proyección de emisiones de GEI del sector eléctrico en ELB y ENC.



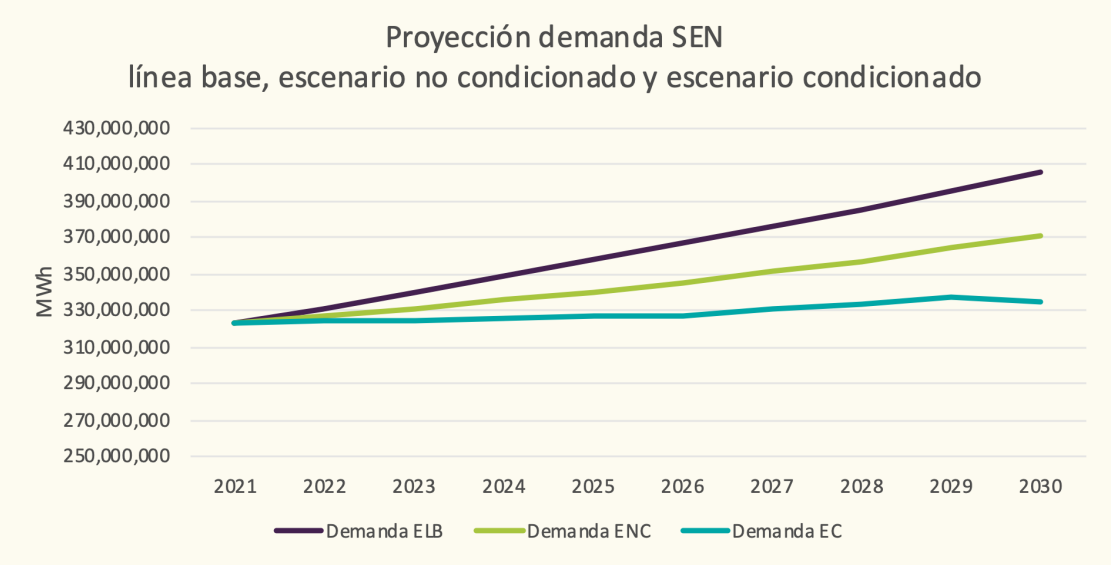
Fuente: elaboración propia.

7.7.3 Escenario condicionado

De forma similar al escenario no condicionado, se ha demostrado que, con el empleo de las tecnologías disponibles a nivel comercial hoy en día, así como con el desarrollo de aquellas tecnologías probadas a nivel piloto (TRL 5-8), realizando las adecuaciones y cambios pertinentes en el marco regulatorio existente y fomentando la inversión en el sector eléctrico, es posible reducir las emisiones de este por debajo de los 80 $MtCO_{2e}$/año. Si se aborda el problema desde diversas aristas de manera estratégica y ordenada, es posible, no solo reducir las emisiones del sector eléctrico notablemente para el año 2030, sino también reducir los costos totales del sistema.

En primer lugar, y atacando el problema desde el punto de vista de la demanda eléctrica, se ha demostrado que, es posible reducir la demanda total en un 12.4% respecto a la línea base a través de la aplicación de medidas de eficiencia energética, la reducción de pérdidas en el sistema eléctrico y el impulso a la Generación Distribuida. La siguiente figura muestra la proyección de demanda para los escenarios base, no condicionado y condicionado.

Figura 54. Comparación de proyección de demanda. ENC vs EC vs ELB.

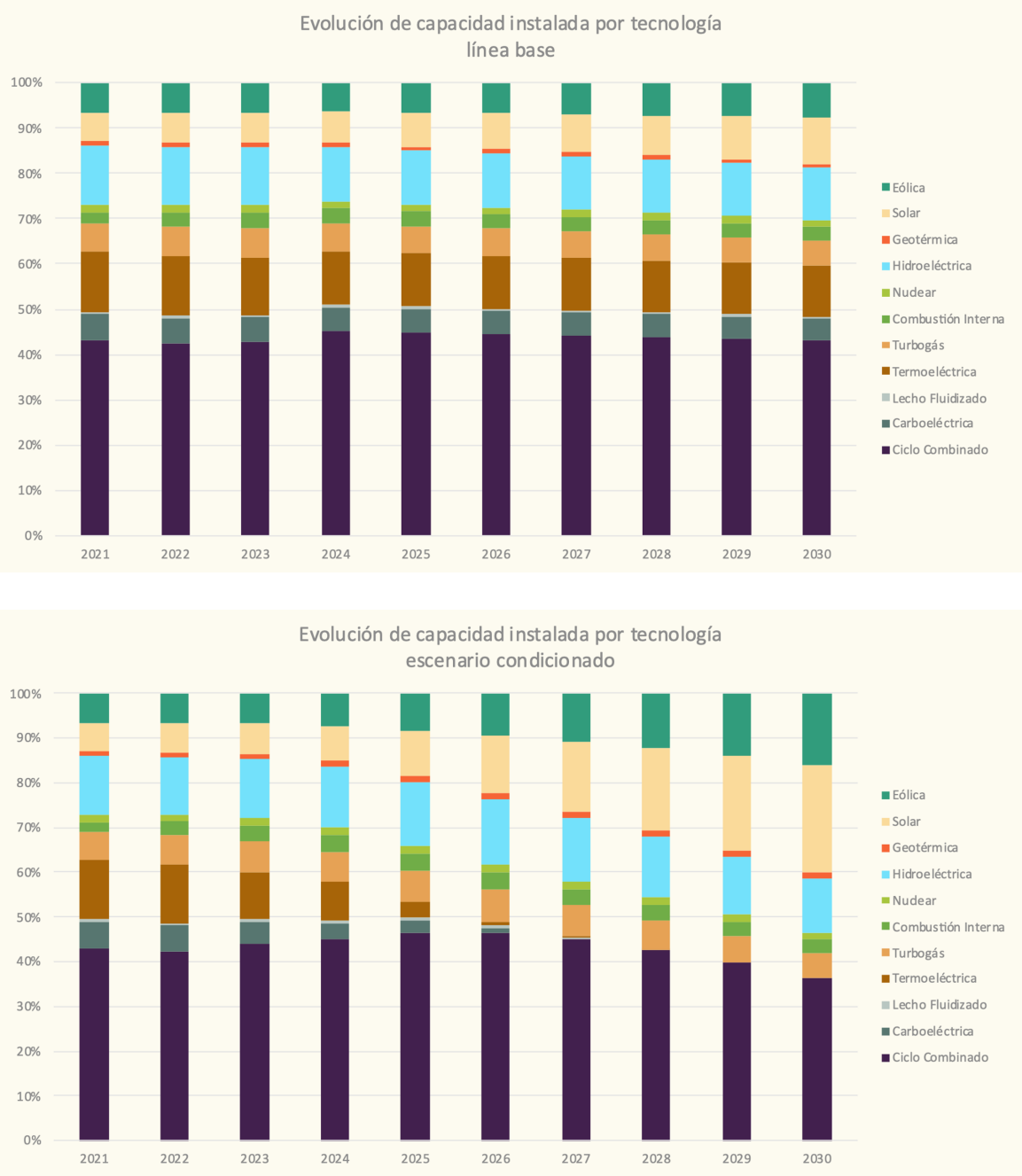


Fuente: elaboración propia.

En segundo lugar, y desde el lado de la generación de energía eléctrica, se ha comprobado que, a través de la aplicación de ciertas medidas, la consecuente reactivación de la inversión en energías limpias y renovables y en almacenamiento es posible transformar notablemente la matriz de generación. La Figura 55 muestra la evolución de la matriz de generación en términos de porcentaje para el EC y el ELB.

Como se puede apreciar, al final del periodo, en el ELB las tecnologías limpias aportan el 29.0% de la generación total, siendo la contribución actual del 27.4%. En contraposición, en el EC, las tecnologías limpias contribuyen con el 58.0%. Si atendemos exclusivamente a las tecnologías renovables (eólica, solar FV y geotérmica), la contribución del año 2030 en ELB es del 17.7%, mientras que en el EC es del 42.8%.

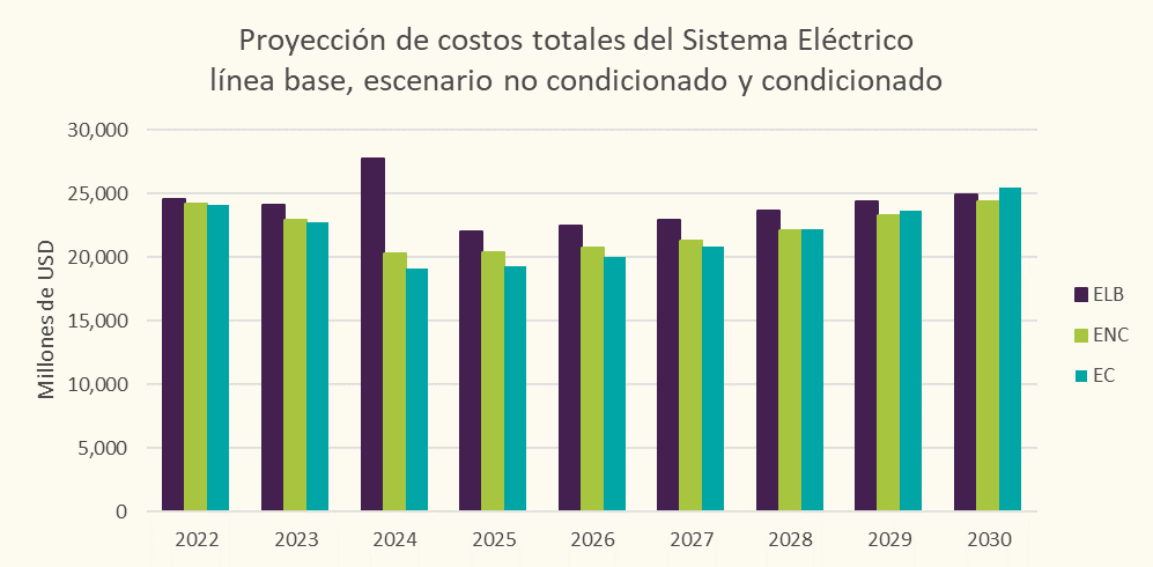
Figura 55. Comparación de la proyección de participación de generación por tecnología en ELB y EC.

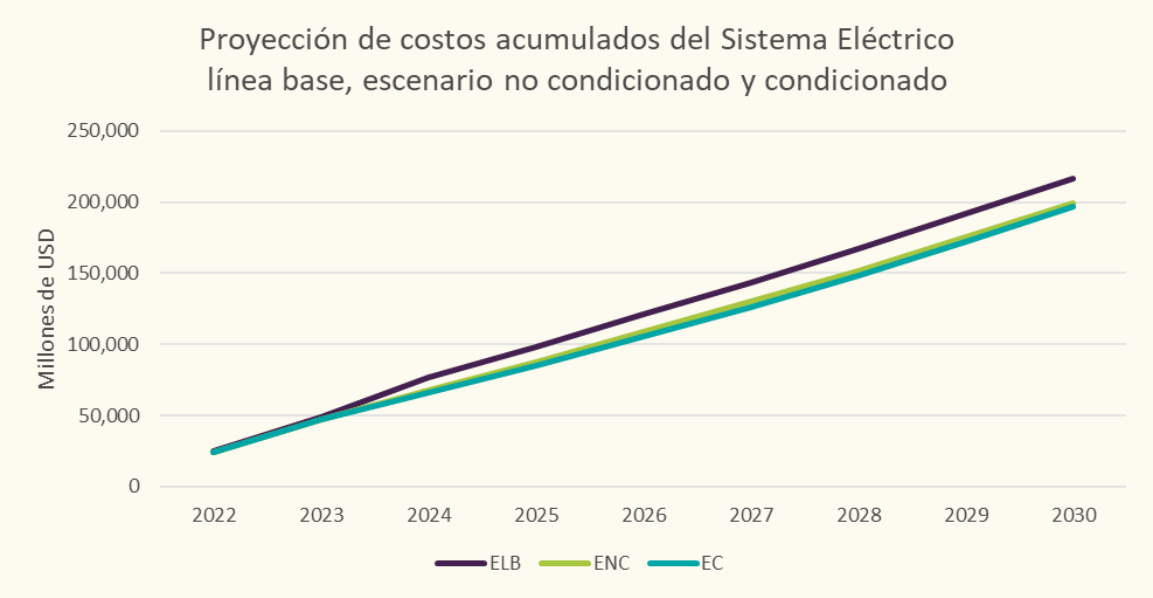


Fuente: elaboración propia.

Por lo que respecta a la perspectiva económica de las simulaciones, el EC demuestra una reducción de costos respectos al ELB del 11.8% a lo largo del periodo de estudio. Mientras los costos totales del ELB son de 212,954 $MUSD_{2021}$, los costos del ENC son de 191,268 $MUSD_{2021}$ y los del EC son de 187,908 $MUSD_{2021}$. Las figuras a continuación muestran la proyección de costos anuales para cada escenario y la evolución de los costos acumulados. La diferencia principal entre los costos de los distintos escenarios radica en el monto destinado a la compra de combustibles, Fundamentalmente gas natural.

Figura 56. Comparación de la proyección de costos totales del sistema eléctrico en ELB, ENC y EC.

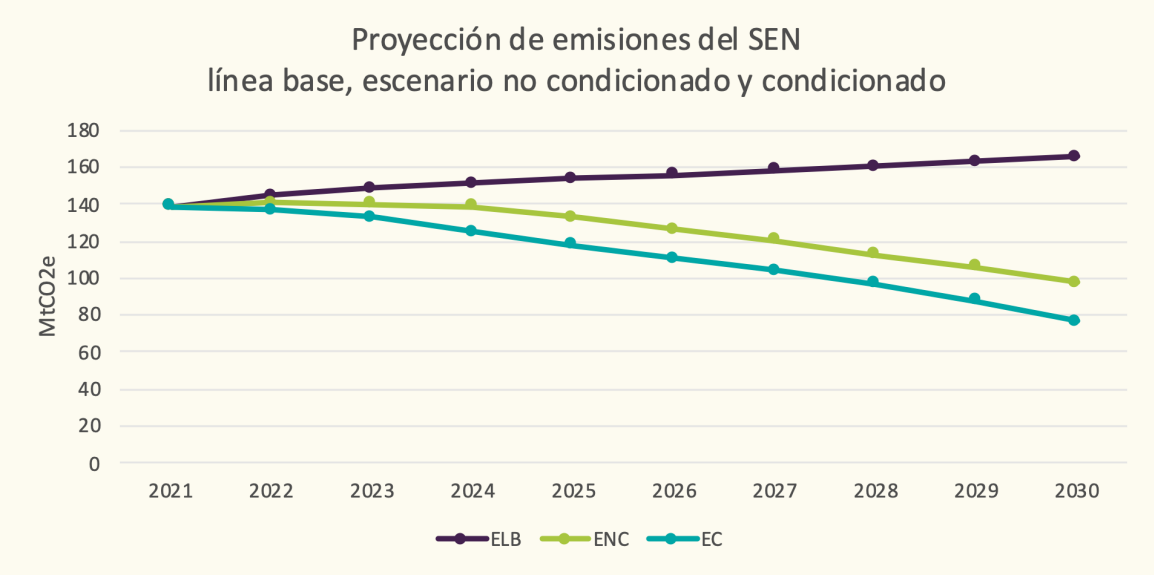




Fuente: elaboración propia.

Por último, en términos de emisiones el EC demuestra que a través de la estrategia de medidas aplicadas descrita anteriormente es posible una reducción del 53.6% de emisiones de GEI respecto al ELB en 2030. Mientras el ELB alcanza unas emisiones totales de 165.7 $MtCO_{2e}$ en el año 2030, en el ENC se consigue reducir las emisiones hasta 97.7 $MtCO_{2e}$ y en el EC hasta 76.9 $MtCO_{2e}$. La siguiente figura muestra la proyección de la trayectoria de emisiones de los tres escenarios. En ella se puede observar como el EC y el ENC se siguen estrategias de mitigación similares, pero con un grado superior de ambición en el caso del EC.

Figura 57. Comparación de la proyección de emisiones de GEI del sector eléctrico en ELB, ENC y EC.



Fuente: elaboración propia.

8 Petróleo y gas

8.1 Contexto y comportamiento histórico

8.1.1 Actividad en el sector petróleo y gas

Sin duda, el sector petróleo y gas de México, de manera histórica, representa uno de los principales motores de la economía nacional, y ha jugado un papel central para el desarrollo nacional y las finanzas públicas. Para ejemplificar este punto, en 2021, el sector petróleo y gas representó el 3.4% del Producto Interno Bruto (PIB) siendo equivalente a 597,528 millones de pesos (INEGI, 2022b).

Dada la relevancia de este sector, en 2013 se aprobó una Reforma Energética que trajo cambios importantes al sector, pero también para las empresas estatales, incluyendo a Petróleos Mexicanos (PEMEX). La Reforma buscó fortalecer a la empresa al proveer una mayor autonomía de gestión, y la posibilidad de asociarse con empresas petroleras privadas (Tacuba y Chávez, 2018). Asimismo, la Reforma cambió el régimen fiscal de la empresa. Sin embargo, como señalan Martínez-Hernández y Herrera-Aguilar (2021), la empresa continúa siendo una fuente importante de recursos públicos. La contribución de PEMEX al total de ingresos del sector público representó el 19% en 2021; lo cual contrasta con la aportación de 44% de los ingresos presupuestarios en el año de 2008 (SHCP, 2022). Esta caída se ha debido al ahorcamiento fiscal, el deterioro de la capacidad de producción y exportación de la empresa y la caída de los precios internacionales del petróleo.

En México, la principal región productora de petróleo y gas es la Cuenca del Sureste, la cual se encuentra en aguas someras del Golfo de México, enfrente de las costas de Tabasco y Campeche. A partir de finales de la década de 1970, el descubrimiento de Cantarell impulsó el crecimiento de la industria petrolera. Sin embargo, en el año 2004, Cantarell alcanzó su pico de producción, y a partir de ese año presenta una reducción sostenida, debido principalmente al agotamiento natural de los recursos de los campos que lo componen. Actualmente, la principal

zona de producción está conformada por los campos del activo Ku-Maloob-Zaap, en la misma Cuenca del Sureste.

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, 2022a). En 2021, se reportó una producción de de 1.7 MMbd, incluyendo condensados (hidrocarburos ligeros, principalmente líquidos del gas natural a temperatura y presión normales)[28]. 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 el año 2019 (CNH, 2022). De acuerdo con las proyecciones de la CNH, se espera que, en el mediano plazo, la producción de crudo se mantenga relativamente constante hasta 2028 (considerando el escenario de prospectiva de producción medio), asumiendo que la producción de PEMEX continuará a la baja, pero contabilizando igualmente la entrada en operación de los campos petroleros derivados de los contratos de las Rondas (CNH, 2022a).

La producción de crudo en México tiene dos destinos principales: exportación, donde se destina la mayor parte de la producción, y procesamiento en el país para la obtención de derivados del petróleo. Respecto a la exportación, en 2021, se exportaron 1.01 MMbd, lo que representó el 58.2% de la producción total. Por regiones, el principal destino de las exportaciones mexicanas de crudo es América, con el 56.8% de las exportaciones en 2021, seguido del Lejano Oriente, con 29.2%, y Europa, con 14.0% (SENER, 2022a). 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 (82.2% de las exportaciones), siendo el restante crudo tipo Istmo[29] (SENER, 2022a). Más procesos de refinación para obtener productos secundarios.

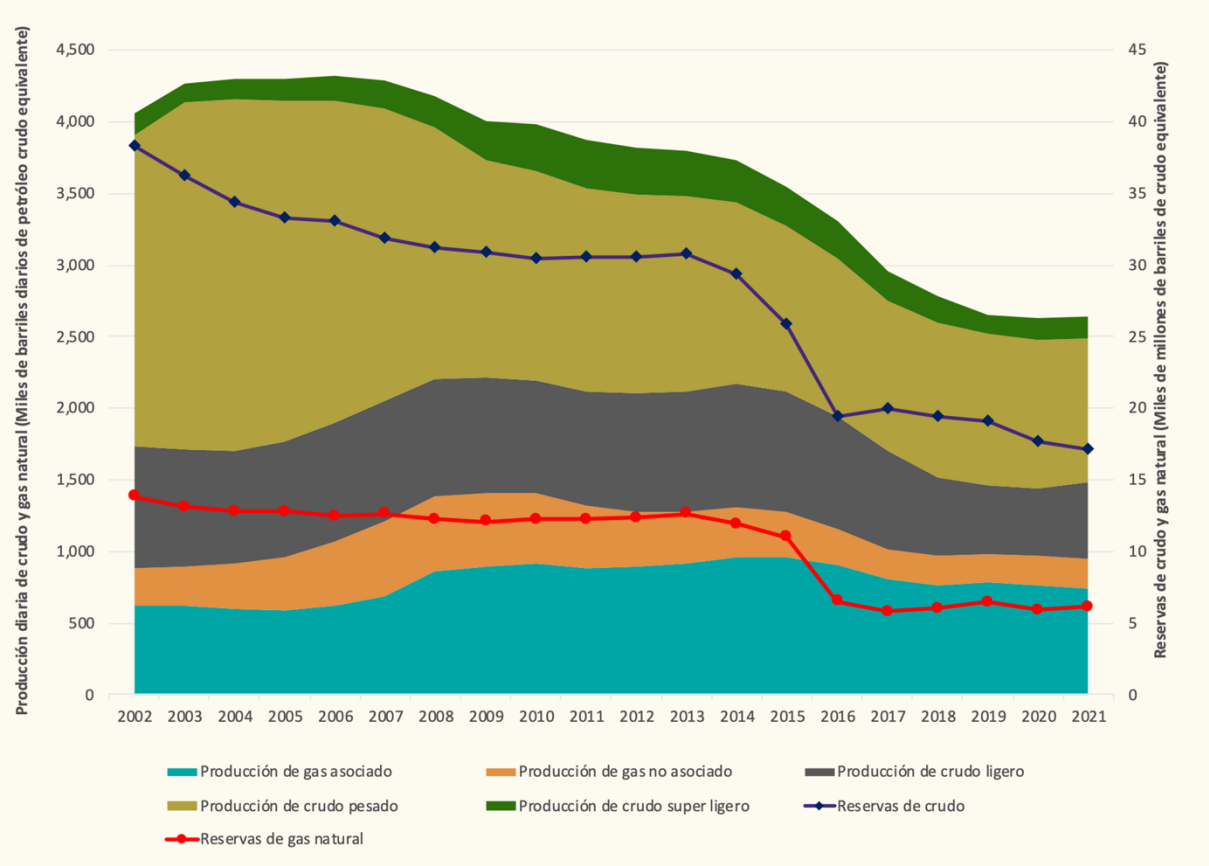
[28] Esta sería de 166 MMbd sin considerar condensados.

[29] 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.

En el caso de gas natural, la producción se ha llevado a cabo principalmente de gas natural asociado a la producción de petróleo en el Golfo de México. La producción total en 2021 fue de 4,753 millones de pies cúbicos diarios (951 mil barriles de petróleo crudo equivalente). De esta producción, el 77.6% correspondió a la producción de gas natural asociado, mientras que el resto correspondió a gas natural no asociado. Es importante señalar que, en 2009 la producción llegó a ser de 7,031 millones de pies cúbicos diarios (1,406 mil barriles de petróleo crudo equivalente) (SENER, 2022a).

Como se observa en la Figura 58, tanto la producción de hidrocarburos en el país como las reservas existentes han disminuido. En el caso de las reservas totales de crudo, éstas pasaron de 38.3 mil millones de barriles de crudo equivalente en 2002, a 17.1 mil millones de barriles de crudo equivalente en 2020. En el caso de gas natural, las reservas pasaron de 13.8 mil millones de barriles de crudo equivalente en 2002 a 6.2 mil millones de barriles de crudo equivalente en 2021 (CNH, 2022).

Figura 58. Evolución histórica de la producción y reservas de crudo y gas natural.



Fuente: elaboración propia con información de CNH (2022).

Como se mencionó anteriormente, una parte de la producción de petróleo se exporta, mientras que la parte restante se envía a las refinerías del Sistema Nacional de Refinación (SNR), para su posterior procesamiento y obtención de petrolíferos, es decir los productos secundarios de mayor valor agregado y utilidad final, tales como gasolinas, diésel, turbosina, gas licuado del petróleo, y otros productos entre los cuales pueden mencionarse combustóleo, lubricantes, parafinas, asfaltos, solventes y materias primas para la industria petroquímica. El SNR está formado por 6 refinerías, con una capacidad de proceso de crudo de 1,640 miles de barriles diarios (Mbd), y cuenta con la infraestructura necesaria para el almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de los productos procesados (PEMEX, 2020).

En 2021, se procesaron en las refinerías del SNR 711.6 Mbd de crudo, que equivale a aproximadamente 43.4% de la capacidad instalada total. Es importante señalar que con respecto a 2020, el procesamiento de crudo aumentó un 20.5% (SENER, 2022a). Este aumento puede deberse a las inversiones que se han llevado a cabo en las refinerías para modernizar la infraestructura.

La producción de productos petrolíferos reportada por PEMEX en el 2021 fue de 722.4 Mbd (el gas se reporta como barriles de crudo equivalente). El combustóleo fue el principal producto de la refinación, alcanzando el 33.8% (244.3 Mbd) del total, seguido de las gasolinas, con el 32.2 % (232.8 Mbd), y de la producción de diésel con 117.7 Mbd, equivalente al 16.3%. Por el lado de la demanda, las ventas internas reportadas de petrolíferos en 2021 fueron de 952.6 Mbd. La demanda está dominada por las gasolinas (Magna y Premium), cuyas ventas fueron de 575.3 Mbd (60.3% del total), seguido por el diésel, con 206.0 Mbd (21.6% del total) (PEMEX, 2022). De acuerdo con el Balance Nacional de Energía, casi toda la demanda interna de gasolinas corresponde al sector transporte, con una pequeña fracción reportada para usos en el sector petrolero. En el caso del diésel, el sector autotransporte representa alrededor del 81% de la demanda total de petrolíferos, seguido del sector industrial (5.5%) y el sector eléctrico (4.4 %) (SENER, 2020).

La producción nacional de gasolinas y diésel no es suficiente para suministrar la demanda interna. Las importaciones de gasolinas en 2021 ascendieron a 502.6 Mbd, mientras que las de diésel contabilizaron 199 Mbd. Esto representa el 73.2% y el 63% de la demanda interna total, respectivamente (SENER, 2022). En comparación, las exportaciones de petrolíferos en 2020 únicamente fueron por 139.3 Mbd, principalmente combustóleo (109.6 Mbd) (PEMEX, 2022a).

Recuadro 2. Seguridad e impactos a la salud asociados al sector petróleo y gas

De acuerdo con estadísticas de la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA), cada año se presentan alrededor de 550 emergencias ambientales asociadas con materiales y residuos peligrosos, en donde los más comunes son el petróleo y sus derivados (INECC, 2007). La expansión de la industria petroquímica ha originado problemas ambientales, al equilibrio ecológico de los ecosistemas y graves repercusiones a la salud de la población. Entre las causas que han generado este deterioro en los cuerpos de agua y suelos del país están el manejo inadecuado y abandono de materiales y residuos peligrosos; el mantenimiento inadecuado o

falta de éste en instalaciones petroleras; explosiones en instalaciones de alto riesgo; fugas en líneas de conducción; derrames de hidrocarburos (CENAPRED, 2001; PROFEPA, 2002 en INECC, 2007)

De acuerdo con la International Energy Agency, casi tres millones de personas mueren prematuramente cada año por causas relacionadas con la contaminación del aire a nivel mundial. En México, entre 18,000 y 31,000 muertes por año son causadas por dicha contaminación, de las cuales 24,390 se atribuyen a PM2.5 y 1,645 al ozono (CONEVAL, 2018). Los costos sociales evitados por la reducción de la mortalidad relacionada con PM2.5 se estiman en 2.7 mil millones de dólares de cumplir con el compromiso en su totalidad, esta cifra equivale al 41% del presupuesto nacional asignado a la Secretaría de Salud en 2019 (GIZ & SD STRATEGIES, s.f.).

De acuerdo con un estudio realizado para investigar las condiciones ambientales y el estado de salud de las mujeres que viven en comunidades rodeadas por pozos y estaciones de petróleo en la Amazonía del Ecuador (San Sebastián et al., 2001), se encontró que los ríos de las comunidades expuestas presentaron niveles de contaminación superiores al límite aceptado para uso humano. Asimismo, se encontraron diferencias significativas en la prevalencia de hongos en la piel, irritación de la nariz y garganta, dolor de cabeza, irritación ocular, dolor de oídos, diarrea y gastritis en las dos semanas previas al estudio y en los 12 meses anteriores. Las autoras concluyen que "los síntomas observados en las participantes de las comunidades expuestas concuerdan con los síntomas de toxicidad causados por el petróleo. Hay necesidad urgente de establecer un adecuado programa de control y remediación ambiental que evite este innecesario e inaceptable riesgo para la salud de estas poblaciones" (San Sebastián et al., 2001).

En el caso de México, de acuerdo con datos de 2019 del Institute for Health Metrics and Evaluation, cerca de 17.8 mil muertes y 444.6 mil años perdidos serían atribuibles a la mala calidad del aire y según la Agencia Norteamericana Aeroespacial (NASA, por sus siglas en inglés), los puntos críticos de emisiones de SO_2 en México se encuentran en la región de refinamiento y generación de energía en Tula, Hidalgo, los cuales contribuyen a la contaminación del aire en zonas cercanas, como la Ciudad de México (México Evalúa, 2021).

Para ejemplificar los riesgos ambientales y a la salud por parte de este sector es importante mencionar algunos datos de las refinerías en México. De acuerdo con un estudio sobre los riesgos medioambientales y sociales en la refinería Miguel Hidalgo ubicada en Tula, realizado en 2021 por México Evalúa, los GEI de Pemex Transformación Industrial aumentaron un 32% en CO_2 y 69% en óxidos de azufre (SO_x) entre 2018 y 2019 sin tener estrategias claras para su erradicación. Además, de acuerdo con información de la Comisión Federal para la Protección contra Riesgos Sanitarios (Cofepris), los niveles de arsénico, manganeso, plomo y mercurio son superiores a los límites máximos permitidos para consumo humano en todos los pozos de agua de los municipios de Tula de Allende y Tepetitlán, lo cual indica que más de 300 mil personas están expuestas diariamente a las descargas industriales sin tratamiento, lo cual puede causarles enfermedades parasitarias, gastrointestinales, cancerígenas y dermatológicas, por la cantidad de metales pesados que están presentes en el agua de la zona (García Salazar, 2019 en México Evalúa, 2021).

También es importante mencionar que lo anterior no solo tiene un riesgo a la salud de la población, sino también en la economía local, específicamente en la agricultura de la región.

De acuerdo con el think tank Oracle Data Integrator (ODI), la salud humana se ve afectada por el sector petróleo y gas de tres maneras: 1) la contaminación derivada de la extracción y procesamiento; 2) la combustión del petróleo y gas, causando contaminación del aire; 2) y las emisiones GEI del petróleo y gas que provocan el cambio climático (Scott & Pickard, 2021). Es urgente que México acelere una transición para disminuir radicalmente la producción, consumo y actividades en el sector petróleo y gas. Un tercio de las reservas de petróleo, la mitad de las de gas y más del 80% de las actuales reservas de carbón deberían quedar sin utilizar entre 2010 y 2050 para cumplir el objetivo del Acuerdo de París de limitar el aumento de la temperatura global por debajo de los 2°C respecto a niveles preindustriales (Scott & Pickard, 2021).

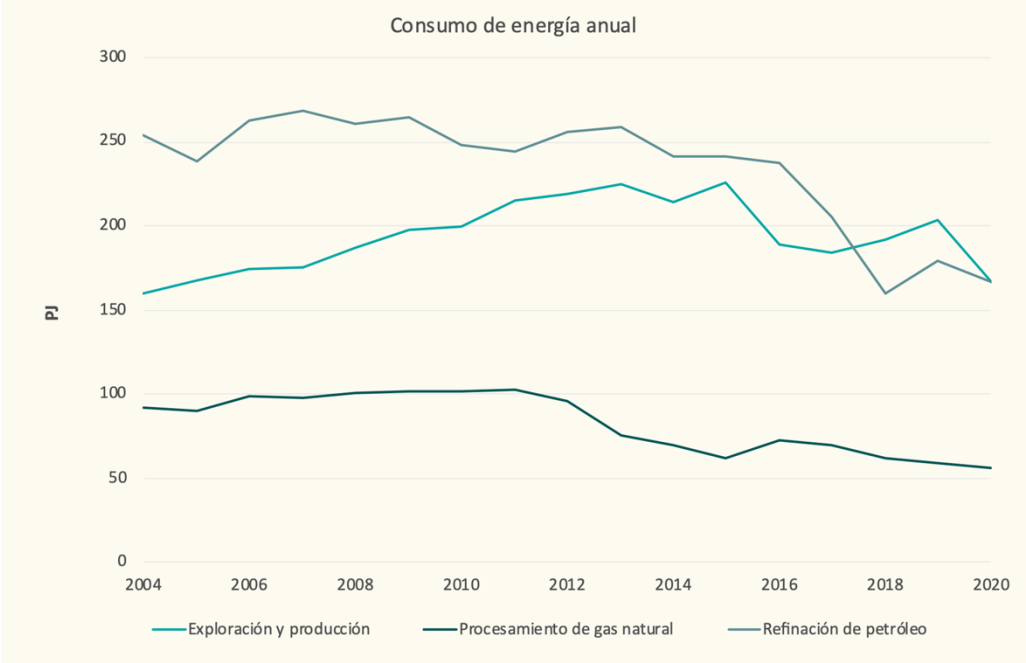
La importancia de limitar la producción y uso del petróleo y gas no solo radica en el cumplimiento de esta meta, sino también en las consecuencias que conlleva a las poblaciones vulnerables, la producción de petróleo y gas ha estado vinculada a violaciones de derechos humanos durante muchos años. Este sector tiene una relación intrínseca con el agua, tanto en el consumo en su extracción y procesamiento, como en la generación de aguas residuales, las cuales pueden contaminar los suministros de agua, al igual que los residuos y vertidos del petróleo, y repercutir en la salud de las personas y los recursos naturales, como es la contaminación de los suelos, las aguas subterráneas y la vegetación, causando daños en la agricultura y ganadería. El transitar a alternativas más sostenibles trae consigo múltiples cobeneficios ambientales, sociales y económicos tales como la mejora en la salud pública de las personas, la creación de empleo, seguridad energética, conservación de recursos abióticos, mejora en la condición de los recursos hídricos, mejoría en la condición de cuencas atmosféricas, entre otros (GIZ & SD STRATEGIES, s.f.)

8.1.2 Consumo de energía y emisiones de GEI

Con respecto al consumo de energía, en 2020, la exploración y producción de petróleo y gas en PEMEX consumió 167 PJ; mientras que el procesamiento de gas natural consumió 56 PJ. Entre 2019 y 2020, el consumo energético disminuyó en casi 18% para la exploración y producción de petróleo y gas natural, mientras que el consumo de energía en la refinación fue de 167 PJ (PEMEX, 2020a). Lo mismo ocurrió en el procesamiento de gas y la refinación en donde la disminución fue de 5.1% y 6.7%, respectivamente. La mayor parte del consumo de energía se relaciona al uso de combustibles (90.3%), mientras que la importación de vapor y la energía eléctrica suministrada por terceros tienen una participación de 6.7 y 3%, respectivamente (PEMEX, 2020a).

Debido a los requerimientos de calor y vapor para los procesos, la refinación es la principal actividad en cuanto a consumo de energía. La producción del petróleo crudo requiere a su vez, 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. Es importante mencionar, que PEMEX ha llevado a cabo distintas acciones para reducir su consumo energético. Sin embargo, las emisiones reportadas para 2020 crecieron. La figura a continuación presenta la evolución del consumo de energía entre 2004 y 2020.

Figura 59. Evolución del consumo de energía en PEMEX.

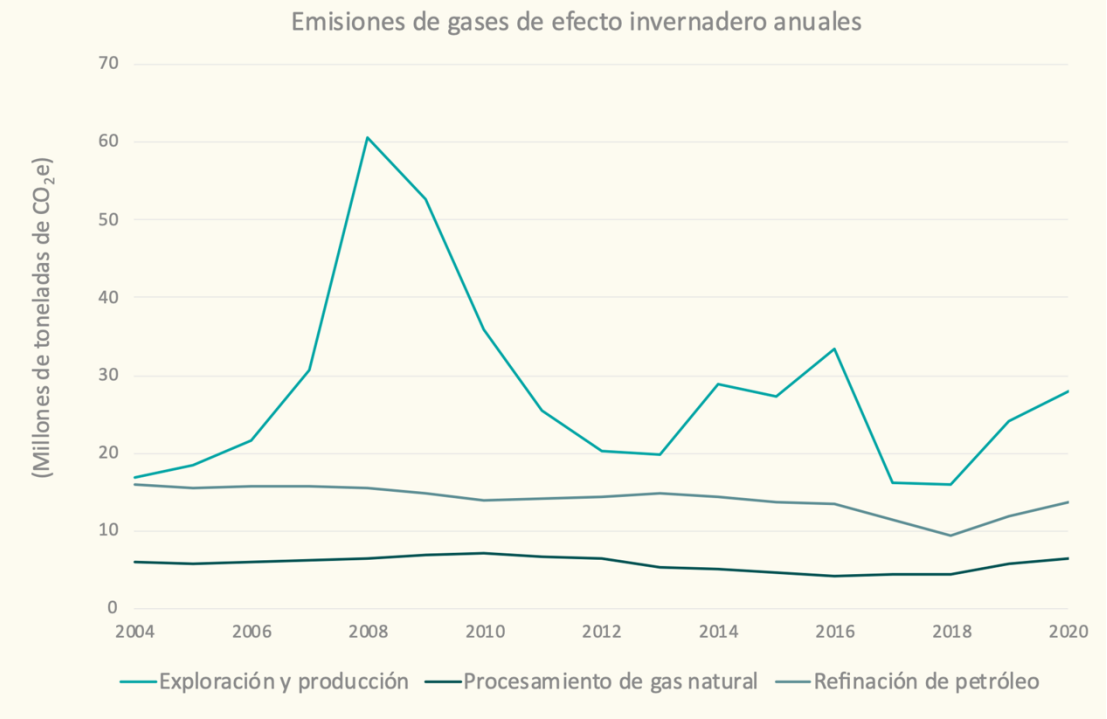


Fuente: Con información de PEMEX (2006; 2008; 2010; 2015; 2017; 2018; 2020a).

En el caso de las emisiones de gases de efecto invernadero, en 2020, PEMEX las estimó en 27.9 millones de toneladas de CO_2e para exploración y producción, 6.4 millones de toneladas de CO_2e para el procesamiento de gas natural y 13.8 millones de toneladas anuales de CO_2e para la refinación (PEMEX, 2020a). La siguiente figura presenta la evolución de las emisiones en PEMEX y se observa que éstas se han aumentado para la producción de hidrocarburos, el procesamiento de gas natural y la refinación de petróleo. Es posible que el

aumento en el caso de exploración y producción se deba a un aumento en el venteo y la quema de gas.

Figura 60. Evolución de las emisiones de GEI en PEMEX.



Fuente: Con información de PEMEX (2006; 2008; 2010; 2015; 2017; 2018; 2020a).

Es importante mencionar que las emisiones presentadas anteriormente corresponden a estimaciones de PEMEX. Sin embargo, el Inventario Nacional de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 2019 presenta una estimación diferente, particularmente en el caso de las emisiones fugitivas de metano. Para estas emisiones, PEMEX reportó en 2020, la emisión de 527,628 toneladas de CH_4 a lo largo de su cadena de producción, lo cual es equivalente a 14.8 millones de toneladas de CO_2e. El Inventario en 2019 reportó 16.9 millones de toneladas de CO_2e (PEMEX, 2020a; SEMARNAT-INECC, 2022). Para estimar la línea base (siguiente sección), se consideraron las emisiones reportadas por PEMEX sin incluir las fugas de metano, y se agregaron para estas fugas, la información del Inventario Nacional.

De acuerdo con estimaciones del INECC (2018), el sector petróleo y gas contribuye con alrededor de 75 millones de toneladas de CO_2e, lo que equivale al 14% de las emisiones totales de GEI; este sector es el segundo con mayor aportación a las emisiones de metano, representando el 25% del total (ICM, 2018).

Recuadro 3. Género en el sector petróleo y gas

Para incorporar un enfoque de justicia a los esfuerzos por reducir las emisiones de GEI, es imperativo hablar de las desigualdades que enfrentan las mujeres en esta industria y de los elementos que se requieren ser incorporados para mejorar sus condiciones laborales. La industria del petróleo se ha caracterizado por ser una industria predominantemente masculina, como el resto del sector energético en México. De acuerdo con cifras de la Secretaría de Economía, en el primer trimestre de 2022, la población ocupada en fabricación de productos derivados del petróleo y del carbón fue de 42,000 personas, de las cuales el 74% eran hombres con un salario promedio mensual informado de $15,000 pesos, mientras que el 26% fueron mujeres. Mientras el salario promedio mensual informado de los hombres fue de $15,000 pesos, el de las mujeres fue de $8,080 pesos, lo cual representa una brecha salarial del 53%.

Es por estas desigualdades que existe en la composición del sector, así como la enorme brecha salarial entre mujeres y hombres, que es imperativo que las medidas que pretenden impulsar la eficiencia energética incorporen también la perspectiva de género. Lo anterior significa: a) identificar las desigualdades entre mujeres y hombres en las industrias de petróleo y gas; b) analizar los impactos diferenciados en mujeres y hombres de las políticas y proyectos implementados, no solo al interior de las empresas petroleras sino al exterior ; c) Proponer acciones y medidas para propiciar una mayor igualdad entre mujeres y hombres en el acceso a los beneficios que se deriven de los proyectos de eficiencia energética en las industrias, así como en la prevención y reducción de sus impactos negativos; d) garantizar que las mujeres participen efectivamente a lo largo de la cadena productiva del sector de petróleo y gas (CER, 2022).

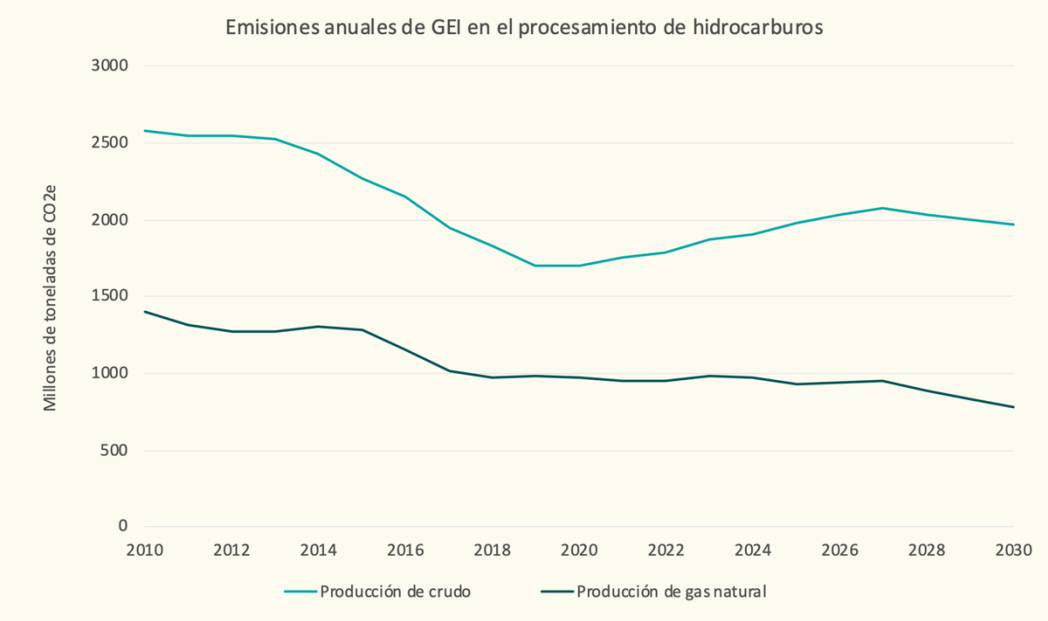
8.2 Línea base

La construcción de la línea base de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) se basó en diversos supuestos, los cuales se presentan a continuación para cada una de las etapas que componen tanto la extracción y producción de gas y petróleo, y su transporte y almacenamiento, así como de la producción de petrolíferos. Es importante señalar que la línea base que se estimó incluye los planes gubernamentales de expansión del sector y la evolución histórica de las actividades del sector.

8.2.1 Exploración y producción de crudo

En el caso de la exploración y producción de hidrocarburos, se consideraron las prospectivas de producción presentadas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) (2022a). La Figura 61 presenta la producción tanto de crudo como de gas natural a 2030.

Figura 61. Producción de hidrocarburos a 2030.



Fuente: elaboración propia con base en CNH (2022a).

Las emisiones de GEI en este caso se estimaron con respecto a las emisiones reportadas por el Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 2019 (SEMARNAT-INECC, 2022). Para ello, se calculó un factor de emisión por unidad de producción de gas y petróleo a partir de las emisiones fugitivas, y por la quema y venteo que se reportan en el Inventario Nacional. Este factor de emisión, tanto para gas natural como para petróleo, se utilizó en conjunto con la producción estimada a 2030 que se presenta en la figura anterior. 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. La trayectoria de emisiones de GEI para la producción de hidrocarburos se presenta en la Tabla 26. Como se observa, las emisiones aumentan hasta 2027 y descienden posteriormente. Lo anterior se debe

a que las emisiones de GEI siguen la trayectoria de producción de hidrocarburos estimada por la CNH, en la que se considera una reducción en la producción.

Tabla 26. Emisiones de GEI para la producción de hidrocarburos a 2030.

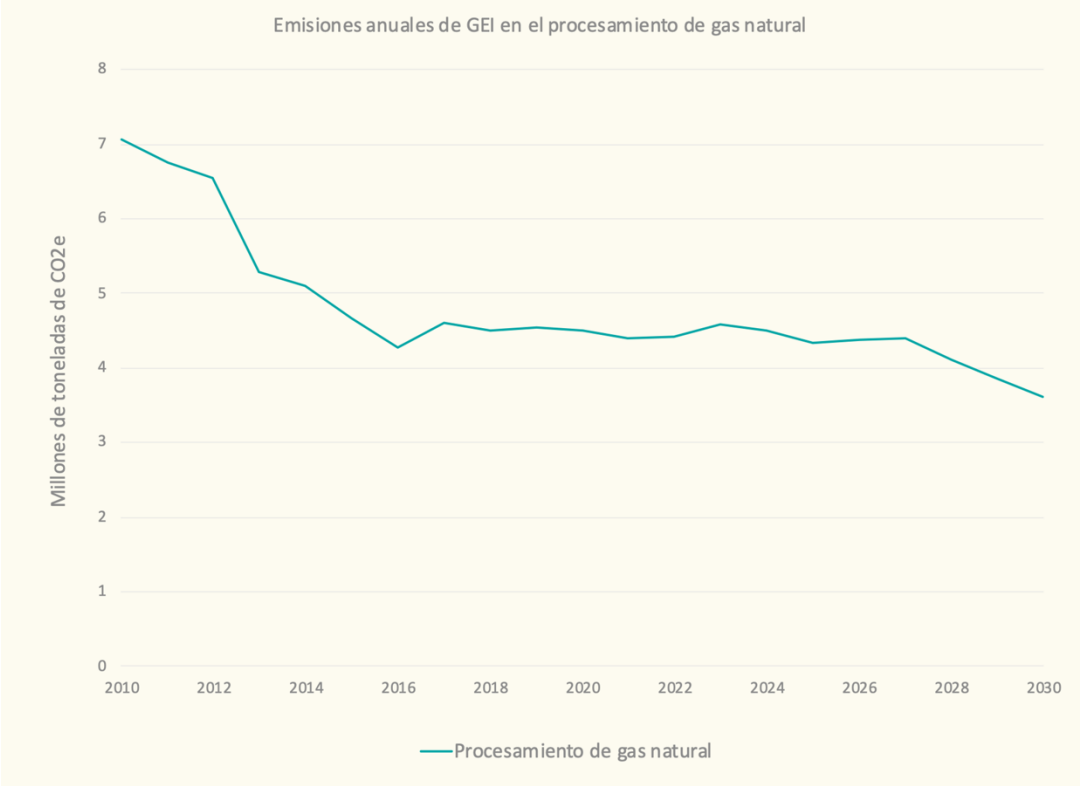
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Venteo y emisiones fugitivas (producción de crudo, transporte, almacenamiento y procesamiento de crudo)	7.0	7.2	7.5	7.6	7.9	8.1	8.3	8.1	8.0	7.8
Quema (producción, transporte, almacenamiento y procesamiento de crudo)	14.8	15.1	15.8	16.1	16.7	17.2	17.5	17.2	16.9	16.6
Venteo y emisiones fugitivas (producción, transporte, almacenamiento y procesamiento de gas natural)	6.5	6.5	6.8	6.6	6.4	6.4	6.5	6.1	5.7	5.3
Quema (producción, transporte, almacenamiento y procesamiento de gas natural)	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.3	1.2	1.1
Total	**29.7**	**30.2**	**31.4**	**31.8**	**32.4**	**33.1**	**33.7**	**32.7**	**31.8**	**30.9**

Fuente: elaboración propia.

8.2.2 Procesamiento de gas natural

Con respecto al procesamiento de gas natural, como se observa en la Figura 1, la producción de gas se ha reducido, además de que la CNH proyecta su estancamiento con una ligera reducción en 2030. En la Figura 62 se presentan las emisiones de GEI tanto históricas como proyectadas. Para las emisiones históricas, se tomaron en cuenta los datos reportados por PEMEX (2016; 2017; 2018); mientras que para las proyectadas se estimaron las emisiones de GEI siguiendo la trayectoria de producción de gas natural proyectada por la CNH.

Figura 62. Evolución de las emisiones de GEI por el procesamiento de gas natural.



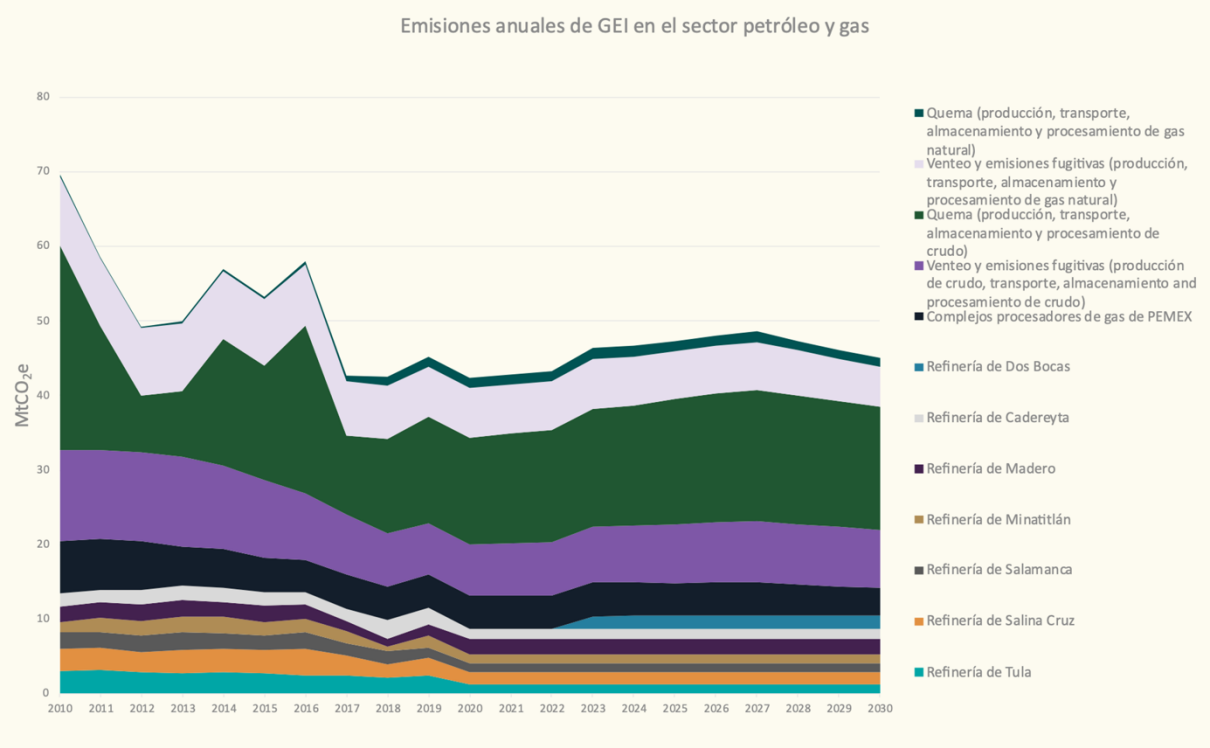
Fuente: elaboración propia con base en PEMEX (2016; 2017; 2018).

8.2.3 Refinación de petróleo

Para la estimación de las emisiones de GEI correspondientes a la actividad de refinación de crudo, se utilizaron tanto las emisiones de GEI reportadas por PEMEX como la información de procesamiento de crudo que se reporta en el Sistema de Información Energética (SIE) de la Secretaría de Energía para cada una de las refinerías del Sistema Nacional de Refinación (SNR). Para realizar la proyección a 2030 del procesamiento de crudo para cada refinería, se analizó la Prospectiva de Petróleo Crudo y de Petrolíferos de la SENER (2018). En SENER (2018), se presenta el procesamiento de crudo a 2030 tomando en cuenta las mejoras operativas e inversiones planteadas para las refinerías. Sin embargo, al compararse esta información con lo que ha ocurrido con el procesamiento de crudo, no se ha alcanzado el nivel de procesamiento esperado, por lo que, a 2030, se consideró que se mantendría el nivel de procesamiento actual. La información antes mencionada con respecto al procesamiento de crudo se combinó con las

emisiones históricas reportadas por PEMEX, hasta 2018 (PEMEX, 2019). A partir de 2018, se tomó en cuenta la intensidad de carbono por barril de crudo procesado promedio para el periodo 2010 – 2018, y se estimaron las emisiones a 2020 con la información de procesamiento de crudo. Las emisiones desde 2021, se consideraron constantes. Lo anterior debido a que, como se mencionó anteriormente, se asumió que el nivel de procesamiento sería constante. En el caso de la refinería de Dos Bocas se tomó en cuenta el procesamiento de crudo planteado a lo largo del tiempo por SENER (2018), así como las emisiones de GEI reportadas por la Manifestación de Impacto Ambiental para el proyecto (IMP, 2019).

Figura 63. Línea base del sector petróleo y gas.



Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar, la línea base del sector petróleo y gas no presenta una tendencia clara, es decir, tiene aumento y disminuciones de emisiones que se explican por el aumento en el venteo y la quema de gas en la producción y exploración de hidrocarburos debido a operaciones de mantenimiento. Sin embargo, en general, las emisiones se han reducido, debido a que la actividad en

el sector petróleo y gas ha disminuido. Lo anterior es reflejo del agotamiento en los recursos naturales, así como de la falta de mantenimiento en las instalaciones de procesamiento de hidrocarburos.

8.3 Medidas de mitigación

Las medidas de mitigación de este sector se dividieron en categorías de intervención según la etapa o área en la que se necesitan las mejoras para mitigar la emisión de GEI. Asimismo, cada escenario contempla la implementación de diferentes medidas con una ambición incremental en la disminución de emisiones de GEI entre el escenario no condicionado y el condicionado. La siguiente tabla muestra las medidas por categoría y escenario:

Tabla 27. Medidas del sector petróleo y gas.

Categoría de intervención	Escenario no condicionado	Escenario condicionado
Extracción de petróleo y gas	Reducción de la quema y el venteo de gas	Reducción de la quema y el venteo de gas
	-	Captura y almacenamiento de carbono con recuperación mejorada de petróleo
	-	Reducción de la producción de hidrocarburos en aguas profundas y ultra profundas
	-	Aumento de la eficiencia de quemadores
Reducción de las emisiones fugitivas de metano	Detección y reparación de fugas de metano	Detección y reparación de fugas de metano
	Unidades de recuperación de vapores	Unidades de recuperación de vapores
	Cambio de sellos húmedos por sellos secos en compresores	Cambio de sellos húmedos por sellos secos en compresores
	Conversión de dispositivos neumáticos de gas natural	Conversión de dispositivos neumáticos de gas natural
Refinación de petróleo	Eficiencia en calderas (economizadores y control de exceso de aire)	Eficiencia en calderas (economizadores y control de exceso de aire)
	Precalentamiento en hornos de destilación, reformación e hidrodesulfuración	Precalentamiento en hornos de destilación, reformación e hidrodesulfuración

	Integración térmica en unidades de destilación de crudo, bajo costo	Integración térmica en unidades de destilación de crudo, bajo costo
	Recuperación de potencia de gases de regeneración en FCC	Recuperación de potencia de gases de regeneración en FCC
	Mitigación de incrustaciones en intercambiadores de calor de unidades de destilación de crudo	Mitigación de incrustaciones en intercambiadores de calor de unidades de destilación de crudo
	Cambio de trampas de vapor dañadas	Cambio de trampas de vapor dañadas
	Modernización de torres de enfriamiento	Modernización de torres de enfriamiento
	Integración térmica de unidades de destilación atmosférica y al vacío (plantas combinadas)	Integración térmica de unidades de destilación atmosférica y al vacío (plantas combinadas)
	-	Uso de hidrógeno verde en refinación
Procesamiento de gas natural	Cogeneración	Cogeneración
	-	Eficiencia térmica en las calderas de centros procesadores de gas natural

Fuente: elaboración propia.

8.3.1 Acciones habilitadoras

De manera complementaria al análisis técnico de las medidas de mitigación, en este apartado se describen las acciones habilitadoras que se reconocieron como indispensables en el apoyo la implementación de las medidas.

Tabla 28. Acciones habilitadoras para las medidas del sector petróleo y gas.

	Medida de mitigación	Acciones habilitadoras
Medidas en la extracción de petróleo y gas	Plataforma de compresión para el Activo Ku-Maloob-Zaap y ductos asociados	* Cumplimiento de las Disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos. * Establecimiento de asociaciones con empresas privadas para la instalación de la plataforma.
	Instalación de unidades de NRU para el campo Akal del Activo Cantarell	*Existe el marco regulatorio para promover el cumplimiento en los parámetros de calidad del gas natural por parte de PEMEX, en donde las penalizaciones pueden ayudar a financiar proyectos de NRU, por lo que es necesaria la correcta aplicación de los instrumentos disponibles.

		*Explorar esquemas para la creación de tarifas que incluyan los costos de remoción de nitrógeno, facilitando la participación de privados.
	Reducción del venteo y la quema de gas en campos terrestres	-Estudio detallado caso por caso, en donde se incluyan aspectos técnicos (composición del gas asociado, cantidad producida, expectativas de declinación o aumento de la producción, distancia hasta los ductos, tipo de equipo a instalar, entre otros), y económicos. -Explorar la posibilidad de asociaciones con empresas con experiencia en la implementación de proyectos de aprovechamiento de gas asociado. -Explorar la posibilidad de obtener financiamiento externo a través de fondos de financiamiento climático para cubrir total o parcialmente las inversiones necesarias. -Se requiere un compromiso de parte de PEMEX y los órganos regulatorios para cumplir y hacer cumplir las Disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado.
Reducción de las emisiones fugitivas de metano	Detección y reparación de fugas de metano	*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 validados de acuerdo con estándares reconocidos. * Cumplimiento de las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la prevención y el control integral de las emisiones de metano del Sector Hidrocarburos.
	Unidades de recuperación de vapores	*Llevar a cabo un inventario de las instalaciones en donde existan probabilidades de aplicación. *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). * Cumplimiento de las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la prevención y el control integral de las emisiones de metano del Sector Hidrocarburos.
	Cambio de sellos húmedos por sellos secos en compresores	* Cumplimiento de las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la prevención y el control integral de las emisiones de metano del Sector Hidrocarburos.
	Conversión de dispositivos neumáticos de gas natural a aire	* Cumplimiento de las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la prevención y el control integral de las emisiones de metano del Sector Hidrocarburos.
	Eficiencia en calderas (economizadores y	*Diagnóstico energético e inventario de equipos, incluyendo sus características y condiciones de operación actuales.

	control de exceso de aire)	*Determinación del espacio disponible para nuevos equipos. *Asignación de presupuesto para proyectos de eficiencia energética en refinerías. *Puede ser necesaria la participación del sector privado en asociación con PEMEX, con miras a amortiguar el impacto económico de las inversiones iniciales.
	Precalentamiento de aire en hornos de destilación, reformación e hidrodesulfuración	*Realizar un inventario de los equipos y la evaluación del espacio disponible para los precalentadores. *Diagnóstico energético para la adecuada estimación del recurso disponible en forma de calor residual. *Análisis de las características de los combustibles usados y de los gases de combustión. *Diseñar y aplicar un adecuado programa de mantenimiento de los nuevos equipos.
	Integración térmica de unidades de destilación atmosférica y al vacío (plantas combinadas)	*Evaluación tecno económica, utilizando técnicas tales como el análisis pinch o similares, considerando la interacción entre los flujos de calor de los procesos y sus efectos en el funcionamiento global.
	Integración térmica en unidades de destilación de crudo, bajo costo	*Priorizar el gasto en acciones encaminadas a mejorar la eficiencia energética por parte de PEMEX. *Procurar el adecuado mantenimiento a los nuevos equipos a instalar para optimizar su tiempo de vida. *Considerar en los diseños los cambios en el tiempo de las características del crudo de alimentación y los objetivos de producción de petrolíferos.
Medidas de mitigación en la refinación de petróleo	Recuperación de potencia de gases de regeneración en FCC	*Los proyectos requieren inversiones altas, por lo que probablemente sea requerido financiamiento adicional o la asociación con privados. *Estudios técnicos relativos a las características del proceso FCC y a la interacción que pudiera darse con medidas de eficiencia existentes. *Realizar inventario de equipos e identificación de espacio disponible para nuevas adicciones. *Es necesario contar con la asignación de recursos para proyectos de eficiencia energética.
	Mitigación de incrustaciones en intercambiadores de calor de unidades de destilación de crudo	*Es necesario llevar a cabo estudios acerca de las características de las incrustaciones, con el objetivo de seleccionar adecuadamente los agentes químicos. *Es recomendable la capacitación del personal de mantenimiento para la aplicación correcta de la medida. *Como en todas las medidas relacionadas a eficiencia energética, se requiere la asignación de recursos suficientes para desarrollar y aplicar programas de mantenimiento adecuados.
	Cambio de trampas de vapor dañadas	*Conformación de equipos de trabajo entre el personal para la localización y evaluación de trampas dañadas. *Procurar la impartición de programas de capacitación del personal en la correcta operación y mantenimiento de nuevos equipos. *Se requiere asignación de recursos para el desarrollo de proyectos de eficiencia energética.
	Modernización de torres de enfriamiento	*Estudios técnicos y económicos detallados de las instalaciones y equipos involucrados con el objetivo de identificar las acciones correctivas específicas a aplicar.

		*Se requiere asignación de recursos suficiente para labores de mantenimiento correctivo.
Cogeneración	Cogeneración	*Aprovechar la experiencia de las alianzas con el sector privado y las capacidades de estos en proyectos de cogeneración ya implementados en PEMEX. *Deben de diseñarse los esquemas necesarios para construcción, financiamiento y contratación *Fortalecimiento de las capacidades del personal de PEMEX para la supervisión de proyectos implementados por terceros.
Captura y almacenamiento de carbono con recuperación mejorada de petróleo	Captura y almacenamiento de carbono con recuperación mejorada de petróleo	* Se necesita el apoyo de empresas privadas con experiencia en el tema. Durante el sexenio pasado se tuvo acercamiento con ellas. * Se necesitan encontrar mecanismos de financiamiento que apoyen la inversión inicial del proyecto.
Reducción de la producción de hidrocarburos en aguas profundas y ultra profundas	Reducción de la producción de hidrocarburos en aguas profundas y ultra profundas	* Se necesitan encontrar alternativas a la producción de hidrocarburos que puedan sustituir su producción y que generen beneficios para las empresas. * Se necesita que la nueva administración tenga la idea de reducir la producción de hidrocarburos y tenga un enfoque hacia nuevas fuentes de energía con bajas emisiones de GEI.

Fuente: elaboración propia.

8.4 Escenario no condicionado

A continuación, se presentan las principales medidas identificadas para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en el sector petróleo y gas. Para ello, se incluyen medidas para la exploración y producción, la refinación, la petroquímica, y las emisiones fugitivas de metano a lo largo de la cadena de suministro de hidrocarburos. En la siguiente tabla se presenta un resumen de las emisiones que pueden mitigarse con las medidas que se describen en las siguientes subsecciones.

Tabla 29. Potencial de mitigación por medidas que eviten la quema y venteo de gas.

	Potencial de reducción de emisiones a 2030 (MtCO2e)
Plataforma de compresión para el Activo Ku-Maloob-Zaap y ductos asociados	8.9
Instalación de unidades de NRU para el campo Akal del Activo Cantarell	1.8
Recuperación de gas natural en pozos terrestre	1.2

Detección y reparación de fugas de metano[30]	0.9
Unidades de recuperación de vapores9	1.6
Cambio de sellos húmedos por sellos secos en compresores9	1.4
Conversión de dispositivos neumáticos de gas a aire	0.7

Fuente: elaboración propia.

8.4.1 Medidas en la extracción de petróleo y gas

8.4.1.1 Reducción de la quema y el venteo de gas

La quema y el venteo de gas, corresponde a una de las principales oportunidades para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en el sector petróleo y gas de México. Si bien, a lo largo de las últimas décadas, PEMEX ha incrementado el aprovechamiento de gas, en los últimos años, la quema y venteo de gas ha aumentado. En 2018, la quema y 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, 2022). Desde 2016, la CNH estableció las Disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos, en las que las actividades de extracción de hidrocarburos que incluyan gas asociado deben de aprovechar el 98% del gas generado. Asimismo, los operadores deben desarrollar un Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, detallando las acciones e inversiones que puedan alcanzar la meta de aprovechamiento de gas y su mantenimiento a lo largo de la vida del contrato o de la asignación (DOF, 2016).

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. Los campos antes mencionados, representaron el 61% de la quema y venteo de gas total en 2021. Si bien, PEMEX ha presentado su Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado para estos campos, algunas de las

[30] Estimada para plataformas marinas, estaciones de compresión, instalaciones de almacenamiento y centros procesadores.

acciones propuestas no se han llevado a cabo. Es importante señalar que, PEMEX fue sancionado en 2016 por no cumplir con la meta de aprovechamiento en estos campos y a partir de eso planteó la construcción del gasoducto KMZ-76, el cual ya se encuentra operando; la puesta en operación de la plataforma de compresión CA-Ku-A1 y la incorporación de la plataforma de compresión CA-Zaap-C (CNH, 2017). Hasta el momento, la plataforma CA-Ku-A1 se encuentra operando. Sin embargo, la CNH aprobó modificaciones al plan de desarrollo del campo Ku, en las que no se considera la adición de una plataforma adicional de compresión y se decidió continuar con la explotación del campo hasta su límite de producción (CNH, 2020).

Con respecto al campo Akal, éste fue el campo que presentó las mayores emisiones por quema y venteo en 2021 dentro del Activo Cantarell. Si bien, este campo únicamente produjo un promedio de 36 Mbd de crudo en 2021. Como señala Barnés 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 (gas natural contaminado con 70% de nitrógeno) con la instalación de plantas de eliminación de nitrógeno (NRU). Esta alternativa ya ha sido analizada en el pasado, y forma parte del Dictamen Técnico del Proyecto de Explotación de Cantarell (CNH, 2013).

Para estos dos casos, se consideraron como medidas específicas la adición de la plataforma de compresión para el Activo Ku-Maloob-Zaap, así como la instalación de unidades NRU para la eliminación de nitrógeno en la corriente de gas, 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 (2022) para 2021 y la cantidad de gas que sería necesario aprovechar para alcanzar la meta de 98% de aprovechamiento. Asimismo, se tomó en cuenta que en la actualidad este gas se quema en su totalidad, con una eficiencia del 83.7% como señala IMP-INECC (2012). Asimismo, se asumió que la composición del gas corresponde a 50% en volumen de metano (CNH, 2022). La siguiente tabla muestra la cantidad de gas que es posible capturar, así como las emisiones evitadas por las medidas planteadas.

Tabla 30. Potencial de mitigación por medidas que eviten la quema y venteo de gas.

	Reducción en el venteo y la quema de gas (Millones de ft³ al año)[31]	Potencial de reducción de emisiones a 2030 (MtCO2e)
Plataforma de compresión para el Activo Ku-Maloob-Zaap y ductos asociados	51,984.2	8.9
Instalación de unidades de NRU para el campo Akal del Activo Cantarell	12,346.7	1.8

Fuente: elaboración propia.

De manera análoga a los campos marinos, se plantea la posibilidad de aumentar el aprovechamiento del gas asociado en pozos terrestres de producción de petróleo para lograr el porcentaje de 98% marcado en las Disposiciones. Como parte de un proyecto de Mecanismo de Desarrollo Limpio en el campo 3 Hermanos, se ha analizado la pertinencia de invertir en infraestructura para la recuperación y tratamiento del gas, para su posterior envió a ductos de PEMEX para comercialización, considerando igualmente una parte para autoconsumo (UNFCCC, 2006). La medida propone la replicación de esta estrategia en campos terrestres que tienen altos volúmenes de gas no aprovechado, (se consideraron 7 campos, los cuales son Jujo-Tecominoacán, Tamaulipas Constituciones, Cinco Presidentes, Chinchorro, Níspero, Gaucho y Yagual), tomando como referencia el año 2021. Las emisiones de GEI reducidas se estimaron siguiendo las mismas premisas que en los campos marinos, con base en el gas que se requiere recuperar para alcanzar el porcentaje de aprovechamiento establecido y con una eficiencia en la quema de 83.7%. El porcentaje de metano y la densidad del gas se tomaron de IMP-INECC (2012), de acuerdo con el análisis de muestras en los activos de producción correspondientes. Se estima que, para el 2030, es posible recuperar cerca de 9,967.5 millones de ft³ anuales, con una reducción de emisiones de 1.21 millones de toneladas de CO_2e al año.

Con respecto a los costos de inversión, la instalación de la plataforma de compresión para el Activo Ku-Maloob-Zaap se consideró de 1,777 millones de

[31] Este valor considera los supuestos mencionados en el texto. No incluye la cantidad de nitrógeno considerado.

dólares. Asimismo, los costos de operación se consideraron de 0.01 dólares por m^3 de gas manejado (Hernández-Escutia, 2018; IEA, 2006). Para el caso de las NRU, el costo de inversión se determinó en 1.1 millones de dólares por millón de pies cúbicos, mientras que el de operación y mantenimiento de 0.16 dólares por miles de pies cúbicos (CRE, 2015). El tiempo de vida útil de ambos proyectos se consideró de 20 años. Para los campos terrestres, los costos de inversión y de operación y mantenimiento se asumen en 0.47 dólares y 0.0033 dólares/año por m^3 de gas recuperado, respectivamente (UNFCCC, 2006), y el tiempo del proyecto se consideró en 8 años (Lorenzato, et al., 2022).

8.4.2 Reducción de las emisiones fugitivas de metano

Para la reducción de las emisiones fugitivas de metano, se plantean distintas medidas que pueden reducir las fugas y así aprovechar una mayor cantidad de gas natural. Las medidas contempladas se detallan en las siguientes secciones.

8.4.2.1 Detección y reparación de fugas de metano

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 (EPA, 2007; CMM, 2020; 2018). La estimación de esta medida se basó en EDF-CMM (2015), para el caso de emisiones fugitivas de metano en estaciones de compresión, instalaciones de almacenamiento y centros procesadores. Con base en ello, la reducción de emisiones correspondió a 0.6 millones de toneladas anuales de CO_2e (CMM, 2020; 2018).

En el caso de plataformas marinas, la estimación se basó en la información de Bylin et al (2010). La estimación se realizó para 209 plataformas de exploración y producción. Se consideró una emisión típica de meta por plataforma de 4.9 millones de pies cúbicos por año, así como un potencial de reducción del 70% de las emisiones de metano. El potencial de reducción de emisiones calculado fue de 0.3 millones de toneladas anuales de CO2e (CMM, 2020; 2018). En el caso de costos, la inversión necesaria se basó en EDF-CMM (2015), Bylin et al (2010) y CMM (2020), y corresponde a 3.4 millones de dólares para el caso de sistemas en tierra, mientras que para plataformas marinas corresponde a 3.0 millones de dólares a 2030. El tiempo de vida útil de ambos proyectos se consideró de 15 años.

8.4.2.2 Unidades de recuperación de vapores

Los tanques de almacenamiento 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 un mayor poder calorífico (EPA, 2003; CMM, 2020; 2018). Para realizar la estimación del potencial de mitigación, se utilizó información de EDF-CMM (2015), considerando las emisiones de metano de tanques de almacenamiento de crudo y condensados e hidratadores. La reducción de emisiones calculada fue de 1.6 millones de toneladas anuales de CO_2e (CMM, 2020; 2018). En el caso de costos, la inversión a 2030 necesaria se basó en EDF-CMM (2015), y corresponde a 24.5 millones de dólares. El tiempo de vida útil de ambos proyectos se consideró de 15 años.

8.4.2.3 Cambio de sellos húmedos por sellos secos en compresores

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 (EPA, 2006; EDF-CMM, 2015). A partir de información de PEMEX, se consideraron 85 compresores centrífugos para las instalaciones de procesamiento de gas natural, 23 compresores para las plataformas de compresión de gas natural existentes, y 24 compresores para las estaciones de compresión de gas natural. En el caso de las plataformas marinas, se consideraron 3 compresores por plataforma. El cambio de sellos húmedos a secos puede reducir 57 metros cúbicos de metano por hora por compresor (EPA, 2006).

El potencial de reducción de emisiones corresponde a 0.95 millones de toneladas de CO_2e por año para las instalaciones de procesamiento de gas, 0.25 millones de toneladas de CO_2e por año para las plataformas y 0.27 millones de toneladas de CO_2e por año en las estaciones de compresión (CMM, 2020; 2018). Con respectos, la inversión total necesaria a 2030, es de 62.9 millones de dólares. El tiempo de vida útil de ambos proyectos se consideró de 15 años.

8.4.2.4 Conversión de dispositivos neumáticos de gas natural a aire

En la industria de petróleo y gas se utilizan dispositivos de instrumentación neumática para el control de procesos. 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, 2004). Se consideró que una instalación de tamaño mediano presenta 35 lazos de control con una emisión de 45 pies cúbicos por día de metano. La estimación tomó en cuenta un compresor de aire. 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 et al, 2010).

El potencial de reducción de emisiones anuales para instalaciones de procesamiento de gas corresponde a 0.46 millones de toneladas anuales de CO_2e, 0.29 millones de toneladas anuales de CO_2e para instalaciones de producción en tierra, y 0.18 millones de toneladas anuales de CO_2e para plataformas marinas (CMM, 2020; 2018). Los costos considerados de inversión corresponden a 2.9 millones de dólares para instalaciones de procesamiento de gas, 1.8 millones de dólares para campos terrestres, y 1.1 millones de dólares para plataformas marinas. Los costos de operación anuales para cada caso son de 0.55 millones de dólares anuales, 0.20 millones de dólares anuales y 0.21 millones de dólares anuales, respectivamente. La medida se evaluó en un horizonte de 10 años, considerando mantenimiento mayor y reacondicionamiento a los compresores (EPA, 2006).

8.4.3 Medidas de mitigación en la refinación de petróleo

Para la evaluación de las opciones de mitigación en el sector refinación se recolectó información de diversos organismos nacionales, internacionales y extranjeros, disponibles para su consulta de forma libre, tales como la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCC, siglas en inglés), el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, siglas en inglés), la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (US EPA, siglas en inglés), organismos de la Comisión Europea y organismos nacionales de diversos países relacionados a temas de energía y fuentes fósiles, entre otros. En el caso de México, se consultaron las bases de datos y documentos de la Secretaría de Energía (SENER), Comisión Reguladora de Energía (CRE), Petróleos Mexicanos (PEMEX) y otras dependencias gubernamentales; además de información de artículos de investigación, documentos técnicos y casos de estudio de diversas fuentes relacionados a la eficiencia energética y medidas de mitigación en la refinación del petróleo. El potencial de mitigación, ahorro

energético y costos de las medidas propuestas se determinó con base en valores típicos reportados en la literatura o bien, con información de experiencias y casos de éxito similares en diversas partes del mundo. Cuando fue necesario, se actualizaron los costos de las tecnologías a precios del 2021 de acuerdo con índices de precios tales como el Chemical Engineering Plant Cost Index (CEPCI). Para estimar las variaciones en los costos de inversión de los equipos considerados en relación con su capacidad, se utilizó el factor de los seis décimos, representado en la ecuación (1) (CMM, 2020; CMM, 2018).

$$E_b = E_a \left(\frac{C_b}{C_a}\right)^{0.6} \qquad (1)$$

Donde E_b es el costo del equipo *b*, C_a la capacidad del equipo *a*, C_b la capacidad del equipo *b* y E_a el costo del equipo *a*. Los factores de emisión utilizados son los publicados por el IPCC (IPCC, 2006); los precios de electricidad y gas natural se tomaron de la Secretaría de Energía (SENER) y de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), respectivamente (CMM, 2020; CMM, 2018).

Las medidas de mitigación estimadas se refieren a las refinerías que actualmente forman parte del Sistema Nacional de refinación (SNR), las cuales son Salamanca, Tula, Salina Cruz, Madero, Cadereyta y Minatitlán, asumiendo que la nueva refinería de Dos Bocas cuenta con un diseño moderno que incorpora elementos de vanguardia para funcionar con alta eficiencia. En el caso de la refinería de Deer Park, al no encontrarse en territorio nacional, no se considera para el análisis. La capacidad de proceso de las 6 refinerías del SNR se consideró en 1,640 mbd, y esta capacidad se mantiene constante hasta el 2030, de acuerdo con las consideraciones de la línea base. Los factores de emisión utilizados corresponden a los promedios de los desarrollados en INECC-IMP (2014), con base en combustibles utilizados en el país (CMM, 2020; CMM, 2018).

8.4.3.1 Eficiencia en calderas (economizadores y control de exceso de aire)

La mayor parte de las pérdidas de energía en las calderas de vapor se deben a las pérdidas en la chimenea, que pueden ser del orden de entre 18% y 22%. Estas pérdidas dependerán de la composición del combustible, las condiciones en que se lleva a cabo la combustión y la temperatura de los gases de combustión. Se manifiestan como calor que se emite a la atmósfera en estos gases (Government of Canada, 2016). Una parte de esta energía puede ser recuperada por medio de

medidas típicas de eficiencia energética, tales como el uso de intercambiadores de calor en la salida de los gases de la chimenea, con el objetivo de calentar el agua de alimentación (economizadores), o bien, el aire de entrada para la combustión (precalentadores de aire). De igual manera, acciones encaminadas a asegurar mejores condiciones en la combustión, tales como el control del exceso de aire, disminuyen estas pérdidas. Otra fuente de pérdidas importantes, aunque menores en magnitud, se refieren a aquellas por convección y radiación, que se estiman en alrededor de 1 a 4%; finalmente, se tienen pérdidas por purgas, necesarias para evitar la acumulación de materia en las paredes de la caldera, que pueden ser del orden de entre 1 a 3%. Considerando esto, la eficiencia térmica de una caldera típica sin medidas de ahorro energético puede hallarse entre un 75-77% (Thermodyne Engineering Systems, 2022), (Government of Canada, 2016). Otras fuentes indican que la eficiencia térmica de las calderas de gas varía entre 76 y 81%, aunque la falta de mantenimiento puede reducir esta eficiencia hasta en un 30% (Einstein, et al., 2001).

En la medida propuesta, se analiza la posibilidad de aumentar la eficiencia térmica de las calderas de generación de vapor en las refinerías, considerando la implementación de dos acciones principales; el uso de economizadores para la recuperación de calor de los gases de chimenea y el control del exceso de aire de combustión.

La generación de vapor en las calderas se lleva a cabo con la energía liberada por la quema de combustibles en una cámara de combustión, en donde el aire se mezcla con el combustible, aportando el oxígeno necesario para la reacción. En condiciones ideales, dada cierta cantidad de combustible cuyas propiedades son conocidas, se requiere una cantidad precisa de aire para que la combustión sea estequiométrica, en donde todo el combustible es consumido y no existe presencia de oxígeno en los gases de escape. En la práctica, sin embargo, es muy difícil alcanzar estas condiciones, por lo cual es necesario un pequeño exceso de aire para asegurar que el combustible se quema por completo, y para limitar la presencia de monóxido de carbono por combustibles no quemados. Si el exceso de aire es demasiado, la eficiencia de la caldera se reduce, debido a que el aire sobrante es calentado en la cámara y el calor adicional se pierde en los gases de escape (Seamonds, et al., 2009; U.S. DOE, 2015b). Las proporciones adecuadas aire/combustible dependen de diversos factores tales como tipo de combustible,

tipo de quemador, así como las condiciones y temperatura del proceso en cuestión. Para quemadores de gas natural y tiro natural el exceso de aire recomendado es entre 20 a 30%, lo que equivale a 4-5% de exceso de oxígeno (Turner, 2001). La falta de mantenimiento en el quemador, variaciones en la temperatura del cuarto de la caldera y cambios en la composición del combustible pueden ocasionar que las calderas operen con un exceso de aire mayor al recomendado (Washington State University Cooperative Extension Energy Program, 2003). El control eficiente de la entrada de aire aumenta la eficiencia global, proporcionando ahorros de energía. La medida puede aumentar la eficiencia de la caldera en 1% típicamente (IEA-ETSAP, 2010), aunque estas mejoras pueden variar dependiendo de las condiciones de base de la caldera, pudiendo ser de hasta 2-3% (U.S. EPA, 2010) siendo una regla generalmente aceptada que por cada 15% de reducción del exceso de aire es posible obtener una mejora en la eficiencia de la caldera de 1% (Worrell, et al., 2015).

Para determinar la cantidad adecuada de exceso de aire se utilizan analizadores de gases de combustión, con el objeto de monitorear las concentraciones de oxígeno o monóxido de carbono en los gases de escape. Estos equipos pueden ser desde kits de bajo costo sencillos hasta sistemas más complejos controlados por computadora que miden otros parámetros tales como la temperatura de los gases (U.S. DOE, 2012b). Una de las técnicas más utilizadas para la optimización de la proporción aire/combustible son los sistemas de control equipados con equipo de medición y ajuste de oxígeno (O_2 trim). Estos sistemas miden continuamente la concentración de oxígeno libre en los gases de combustión, para posteriormente regular la tasa de entrada de aire y de esta forma, mantener las condiciones de combustión apropiadas en todo momento. Se componen básicamente de un sensor de oxígeno en los gases de escape, un sistema de control electrónico y un dispositivo físico de control que varía la entrada de aire a la cámara de combustión. Comúnmente, este dispositivo está compuesto por una compuerta de aire movida por servo-motores, o bien, un variador de velocidad adaptado al ventilador del aire de combustión (The Carbon Trust, 2012). Debido al importante monto de la inversión inicial, estos sistemas se recomiendan para grandes calderas, en donde los ahorros en combustible, por su magnitud, justifiquen su utilización (CMM, 2020; CMM, 2018).

Los economizadores son dispositivos que recuperan el calor de los gases de combustión, el cual se utiliza para precalentar el agua de alimentación de la caldera, a la vez que se disminuye la temperatura de los gases de combustión. Básicamente son intercambiadores de calor de aletas y tubos que se utilizan para la recuperación de calor en el rango de temperaturas bajas a medias (121-650˚C), en donde la cantidad de calor recuperado depende de la temperatura de estos gases y del líquido a calentar (Barma, et al., 2017). Estos equipos son utilizados con frecuencia en aplicaciones comerciales, residenciales e industriales (CMM, 2020; CMM, 2018).

Hay dos tipos principales de economizadores: de condensación y de no condensación. Los economizadores de no condensación, por su diseño, deben mantener su temperatura de trabajo arriba de la temperatura del punto de rocío ácido de los componentes de los gases de escape. Los economizadores de condensación, por otra parte, mejoran la recuperación de calor enfriando los gases de combustión debajo de su punto de condensación, que es de 57.2 ˚C para productos de la quema de gas natural (Bhatia, 2012). De esta forma, se aprovecha el calor sensible de los gases y el calor latente del vapor presente en los mismos, el cual representa aproximadamente el 9% del contenido inicial de energía del combustible (U.S. DOE, 2012; CMM, 2020; CMM, 2018).

La utilización de economizadores reduce el consumo de combustible en la caldera, debido a la disminución en la demanda de calor que el circuito principal de calentamiento debe proporcionar para alcanzar los niveles deseados de producción de vapor o agua caliente (U.S. EPA, 2010). Con la instalación de economizadores, la eficiencia de las calderas puede aumentar 5.5 puntos porcentuales de forma típica, aunque esta mejora varía en función de la eficiencia base de la caldera, pudiendo ser de entre 1 hasta 7% (IEA-ETSAP, 2010), o incluso hasta 10% (U.S. DOE, 2012a). La implementación de economizadores puede ser una opción atractiva en calderas con capacidades mayores a 100 BHP, con presiones arriba de 75 psig y que operen a cargas significativas la mayor parte del año (U.S. DOE, 2012a).

Para la estimación del potencial de reducción de emisiones de la medida se considera un aumento en la eficiencia de las calderas por la implementación de economizadores para el precalentamiento de agua de alimentación y la

instalación de un sistema de control con medición y ajuste de oxígeno, para el control automático de la relación aire/combustible. Para realizar los cálculos relativos a esta medida de mitigación, en primer lugar, se estimó la producción de vapor en las seis refinerías de PEMEX, así como la cantidad de combustible consumido para tal fin, en este caso, combustóleo y gas seco. Esta estimación se llevó a cabo con información de la empresa en relación con la producción total de vapor y los consumos energéticos asociados para cada refinería del SNR, para el año 2015. Con los datos recabados, se determinó la relación entre los combustibles utilizados para la generación de vapor y el total de barriles procesado para el año 2015, de acuerdo con datos públicos de PEMEX. De esta forma, se proyectó el consumo de gas seco y combustóleo en la generación de vapor para el periodo de análisis (2022-2030), en función del proceso de crudo en las refinerías, de acuerdo con las consideraciones de entrada mencionadas. Los principales parámetros de estimación de la medida se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 31. Supuestos de estimación para mejorar la eficiencia en calderas de refinación.

Consumo de combustóleo (m^3)	Consumo de gas seco (miles de m^3)	Capacidad proceso crudo (miles de barriles diarios)	Proceso de crudo (miles de barriles)	Relación consumo de combustóleo/barriles procesados (m^3/barril) 2015	Relación consumo de gas seco/barriles procesados (miles m^3/barril) 2015
515,957	1,283,372	1,640	215,580	0.00239	0.00595

Fuente: elaboración propia.

Los valores de consumo de combustóleo y de gas seco para la generación de vapor se mantienen constantes cada año hasta el 2030, dado que el proceso de crudo en las refinerías se asume que sigue este mismo patrón. La cuantificación del potencial de mitigación se llevó a cabo a partir de una eficiencia base de las calderas en el estado actual, la cual se supuso en 80%. No se tienen datos acerca de la eficiencia de las calderas en las refinerías, y el valor considerado se tomó con base en una muestra de calderas industriales en el país. Se supone que esta eficiencia representa un valor conservador, ya que es probable que la eficiencia real sea menor, sin embargo, se estima que para la cuantificación de beneficios es adecuada, ya que, estos beneficios se encontrarán en el rango inferior de su potencial, permitiendo suponer que las reducciones reales podrían ser superiores

a las estimadas (Lang & osman, 2016). Se asume que es posible aumentar la eficiencia base de las calderas en al menos 1% con la implementación de sistemas de control con medición y ajuste de oxígeno, y que la implementación de economizadores puede mejorar esta eficiencia en 5% adicional, de acuerdo con los valores típicos encontrados en la literatura. La eficiencia final de las calderas con las medidas de mitigación entonces sería de 86%. En estas condiciones, el ahorro de combustible se calculó como (CMM, 2020; CMM, 2018):

$$\%F_s = \left(1 - \frac{\eta_i}{\eta_f}\right) x100 \qquad (2)$$

En la ecuación (2), $\%F_s$ es el porcentaje de ahorro de combustible derivado de la medida de mitigación que aumenta la eficiencia térmica de la caldera de η_i a η_f. Este porcentaje se calculó en 7%. Este porcentaje se aplicó a el consumo de combustóleo y gas seco proyectado por año, a 2030, de acuerdo con lo expuesto anteriormente. Las emisiones evitadas provienen del combustible que deja de quemarse por la mejora en la eficiencia. Los factores de emisión utilizados para cuantificar estas emisiones fueron de 3.097 tCO_2/m^3 para el combustóleo y de 0.00238 tCO_2/m^3 para el gas seco (corresponde a FE de gas natural), los cuales fueron desarrollados para combustibles utilizados en México (INECC-IMP, 2014).

Los costos de inversión se tomaron de acuerdo con los costos de un economizador comercial para una caldera de 1200 BHP, los cuales incluyen la instalación (Cain Industries, 2022). Con estos costos, actualizados a 2021 con el CEPCI, se estimó el costo de economizadores para calderas típicas de las refinerías, de acuerdo con la ecuación (1). Se asumió una capacidad de las calderas del SNR de 200 t/h (12,820 BHP), con base en información de PEMEX respecto a sus equipos. De acuerdo con esto, el costo de capital por caldera se consideró en $198,408 USD. Se asumieron costos anuales de operación y mantenimiento del 1.5% sobre la inversión inicial (Mukherjee, et al., 2020). Los costos de capital para el sistema de control de exceso de aire se consideraron en $42,340 por caldera (incluyendo instalación, puesta en marcha y capacitación en su uso), con precios ajustados a 2021 con el CEPCI (ESC, 2005). Los costos de operación y mantenimiento anuales se tomaron como $1,211 dólares por año (Colket, et al., 2012). El tiempo de vida del proyecto es de 10 años, de acuerdo con la vida útil de los economizadores y el sistema para control de exceso de aire (Colket, et al., 2012;

Beloev, et al., 2021). Según datos de PEMEX, se encontraban en operación 47 calderas para 2015. La medida considera una penetración gradual de las medidas hasta llegar a 70% a 2030. El potencial estimado de esta medida al 2030 se estimó en 228 mil toneladas de CO_2e anuales (CMM, 2020; CMM, 2018).

8.4.3.2 Precalentamiento de aire en hornos de destilación, reformación e hidrodesulfuración

El precalentamiento del aire de combustión es una de las maneras más efectivas de mejorar la eficiencia y el ahorro de energía en calentadores de proceso industriales (U.S. DOE, 2007). Es una forma de aprovechamiento de calor residual, en donde el calor de los gases de escape se recupera por medio de intercambiadores de calor localizados a la salida de estos gases. El calor recuperado se transfiere al aire de combustión, con lo cual se disminuye la demanda energética del horno.

Existen dos tipos de precalentadores de aire; recuperadores y regeneradores. Los recuperadores son intercambiadores gas-gas, y dependiendo de su construcción, utilizan tubos o placas para transferir el calor de los gases de escape al aire de combustión (U.S. DOE, 2007). En ellos, los fluidos se encuentran separados por una barrera física (paredes de tubos o placas). La superficie de transferencia de calor puede ser de metal o de materiales cerámicos. Los recuperadores a su vez, pueden clasificarse como de radiación y de convección. Los recuperadores de radiación son intercambiadores de calor de alta temperatura, y son de uso común en hornos de proceso de la industria del vidrio, acero y aluminio. Se les llama de esa manera debido a que una cantidad considerable del calor que transfieren es por medio de radiación. El diseño más simple es el metálico de radiación, que está formado por tubos concéntricos, en donde los gases de escape fluyen a través del tubo interno, mientras que en la estructura externa fluye el aire desde el exterior del sistema hacia la entrada del quemador. Una parte importante del calor se transfiere por radiación entre la superficie del tubo interno calentado por los gases de escape y el aire de combustión. Una de sus ventajas es la capacidad de estos equipos de recuperar calor tanto de los gases de escape como de la boquilla caliente del quemador, mientras que entre sus desventajas pueden mencionarse la propensión a formar incrustaciones en las superficies del equipo y la dificultad para su mantenimiento y limpieza (U.S. DOE, 2015a; Jouhara, et al., 2018; Thekdi & Nimbalkar, 2014; Phadtare, et al., 2016).

En los recuperadores de convección, los gases calientes pasan a través de tubos paralelos de diámetro pequeño; el aire a calentar entra en la carcasa y circula rodeando los tubos en dirección normal a los ejes. Los recuperadores de convección son más compactos y eficientes que los de radiación (UNEP, 2006). Los recuperadores híbridos, incorporan una sección de radiación y otra de convección, con lo cual se mejora la eficiencia de recuperación de calor. Los recuperadores son los dispositivos más utilizados para aplicaciones de precalentamiento de aire (Hasunuzzaman, et al., 2012). Presentan varias ventajas, tales como una estructura simple y efectos menores en todo el sistema térmico, y se utilizan en aplicaciones de media y alta temperatura (Utlu, 2015)

Los regeneradores incluyen dos o más secciones separadas en las cuales se almacena calor, cada una llamada regenerador. Los gases de combustión y el aire a calentar fluyen en los regeneradores, primero calentando y luego removiendo el calor almacenado (U.S. DOE, 2007). Los regeneradores se utilizan principalmente en grandes hornos de fundido de vidrio y acero (CMM, 2020; CMM, 2018).

Los ahorros que pueden alcanzarse con el uso de precalentadores de aire dependen de la temperatura de los gases de combustión y su flujo, de la temperatura que alcanza el aire calentado y la tecnología utilizada en los intercambiadores. De acuerdo con (Garg, 1998), los ahorros de combustible típicos están entre el 8 y 18%, y pueden ser económicamente atractivos para hornos cuya temperatura de gases de combustión es de 343.3 ˚C o más, y con capacidades de al menos 50 Millones de Btu por hora. Indica que, como punto de partida, puede considerarse que por cada 35˚F que disminuya la temperatura de los gases de combustión en la chimenea se aumenta la eficiencia térmica del horno en 1%. Generalmente la energía recuperada es mayor al 10%, pudiendo obtenerse ahorros de energía incluso arriba de 25% para temperaturas de precalentamiento del aire de 600˚C (Liang Chan, et al., 2010; CMM, 2020; CMM, 2018).

Las refinerías son industrias que consumen gran cantidad de energía. En Estados Unidos, el 61% del total de energía primaria consumida en 2010 fue por combustibles. A su vez, el suministro de calor a procesos representó el 68% del combustible utilizado in situ (U.S. DOE, 2015). Los procesos de destilación primaria, al vacío y reformación se encuentran entre los de mayor intensidad energética,

contribuyendo con el 40% del total de energía consumida en 2010 en dicho país (Worrell, et al., 2015). Con base en estos datos, la medida considera la instalación de recuperadores como precalentadores de aire en hornos de proceso de destilación, reformación e hidrodesulfuración (CMM, 2020; CMM, 2018).

Los potenciales de mitigación de esta medida se estimaron con base en información obtenida de diagramas de proceso en las refinerías de Cadereyta, Salamanca, Minatitlán y Tula. De acuerdo con los datos recabados, los precalentadores de aire ya se implementan en varios hornos en las refinerías. Para la aplicación de la medida se consideraron hornos en destilación, reformación y en hidrodesulfuracion (de gasolina, diésel, gasóleos y de destilados intermedios) que no cuentan con sistema de precalentamiento de aire y cuya capacidad sea mayor a 50 millones de btu/h, de acuerdo con (Garg, 1998). De los diagramas se obtuvo la capacidad de los hornos de proceso y de su sistema de precalentamiento, con lo cual se obtuvo la relación entre ambas capacidades, con lo cual se estimó la capacidad de los sistemas de precalentamiento propuestos para los hornos restantes. Posteriormente, se estimó la energía consumida en los hornos, con los datos de su capacidad térmica, suponiendo una eficiencia de 70% (Jones & Pujadó, 2006). Estos porcentajes se estimaron con datos de consumo de combustóleo y gas natural para la generación de vapor, mencionados en la media relativa a eficiencia en calderas, y con datos de estos consumos en las unidades de destilación de crudo atmosféricas en las seis refinerías del SNR, con datos operativos de PEMEX para el 2019. El tiempo de funcionamiento se estimó de acuerdo con el porcentaje de utilización de las refinerías (36%) con datos públicos de PEMEX, aplicando este porcentaje a las horas totales de funcionamiento anual posibles. Los ahorros de la medida se tomaron en 13% sobre el consumo de combustible de los hornos, de acuerdo con el promedio de los intervalos típicos dados en Garg (1998) y Worrell, et al. (2015). Los costos de inversión se consideraron en 97,940 dólares por millón de Btu por hora de capacidad térmica del sistema de precalentamiento, y los precios se ajustaron al 2021 con el CEPCI (NYSERDA, 1985). Los costos de operación y mantenimiento se estimaron en 2% sobre la inversión inicial (Mukherjee, et al., 2020). Se asumió un tiempo de vida del proyecto de 20 años (Shekarchian, et al., 2013). El factor de emisión de gas natural considerado fue de 58,171 kgCO2/TJ, y el de combustóleo de 79,450 kgCO2/TJ de acuerdo con (INECC-IMP, 2014). Para la estimación al 2030, se relacionaron los

costos de inversión y operación y mantenimiento con la capacidad de destilación de las refinerías considerado para el periodo, y la reducción en el consumo de combustible con el proceso de crudo en las mismas (barriles procesados), con base en los indicadores estimados. El potencial estimado de esta medida al 2030 se estimó en 165 mil toneladas de CO_2e anuales.

8.4.3.3 Integración térmica en unidades de destilación de crudo, bajo costo

Las unidades de destilación de crudo (CDU, siglas en inglés), procesan todo el crudo que entra a la refinería. El petróleo se calienta en un horno y posteriormente se alimenta a la torre de destilación. La mayoría de las instalaciones tienen un proceso de calentamiento de dos etapas. En primer lugar, las corrientes de gas caliente de las corrientes de reflujo y producto se utilizan para calentar el crudo desalado a aproximadamente 290 ˚C. En segundo lugar, se calienta adicionalmente en un horno de gas hasta aproximadamente 370 ˚C (CMM, 2020; CMM, 2018).

En la torre de destilación el crudo se separa en varias fracciones aprovechando sus diferentes puntos de ebullición. La fracción más ligera contiene gas combustible, gas licuado de petróleo y gasolina. Las fracciones medias contienen queroseno, nafta, aceites y diésel, que se utilizan para la producción de gasolina y queroseno principalmente. La fracción más pesada de la destilación es el combustóleo, el cual tiene un menor valor económico, aunque dependiendo de la configuración de la refinería, puede procesarse para producir otros productos como lubricantes, ceras y asfaltos (CMM, 2020; CMM, 2018).

Se estima que la destilación de crudo es el proceso que consume la mayor cantidad de energía en una refinería, y esto dependerá de la complejidad de esta, del estado de los equipos y del tipo de crudo procesado (Worrell, et al., 2015). Esta energía puede llegar a ser del orden de 2% del total de crudo procesado en la refinería (Errico, et al., 2009), y representa entre el 35 y 45% de la energía total utilizada (Szklo & Schaeffer, 2007). Debido a esto, los métodos de eficiencia energética aplicados en la CDU son de gran relevancia, tanto desde un punto de vista económico como medioambiental. Una de las formas más difundidas de aumentar esta eficiencia es la integración térmica de procesos. La integración térmica involucra el aprovechamiento de las sinergias potenciales que son inherentes a los sistemas en los que diversos componentes funcionan de manera

simultánea. En las plantas donde se registran demandas múltiples de calentamiento y enfriamiento, el uso de técnicas de integración puede redundar en mejoras significativas. Las principales metodologías de integración asocian las corrientes frías y calientes de un proceso en un sentido óptimo desde el punto de vista termodinámico, por lo que tienen un enfoque sistemático para la identificación y corrección de las restricciones de operación en el proceso productivo. La transferencia de calor entre los productos calientes y las corrientes de reflujo hacia el crudo de alimentación mediante la red de intercambiadores de calor reduce las demandas de energía en los sistemas de refrigeración y en los hornos (CMM, 2020; CMM, 2018).

Por tanto, desde un punto de vista energético y económico es de gran importancia el adecuado diseño de la red de intercambiadores de calor. Con vistas a una optimización en su operación, las intervenciones pueden darse desde la fase de diseño original, o bien, mediante adecuaciones a instalaciones ya existentes, en escenarios de modernización y reacondicionamiento. En este último caso, los objetivos incluyen aumentar el rendimiento de la planta, reducir la demanda de energía, utilizar más eficientemente las materias primas, reducir las emisiones atmosféricas y la generación de desechos. Preferentemente, estos objetivos deben cumplirse sin modificaciones físicas mayores en la infraestructura instalada, tales como el diámetro real de la columna, la localización de las corrientes de reflujo, la ubicación de los intercambiadores y las cargas térmicas máximas en los calentadores de proceso (Kamel, et al., 2013; CMM, 2020; CMM, 2018).

Existen diferentes formas de abordar el problema de la integración térmica de procesos y se han desarrollado diversas metodologías para identificar oportunidades de ahorro y optimizar el diseño de las redes de intercambiadores con base en las sinergias de las corrientes de proceso, tales como el análisis pinch y la programación matemática. Las intervenciones también varían de refinería en refinería y de unidad en unidad, y puede optar por realizar modificaciones por etapas (por ejemplo, cambiar el funcionamiento de las torres de destilación primero, y reestructurar las redes de intercambiadores después), o bien, de forma simultánea, incluyendo varias medidas a la vez (CMM, 2020; CMM, 2018).

En la medida de mitigación propuesta, se supone la existencia de oportunidades de ahorro energético en la red de intercambiadores de calor de los trenes de

precalentamiento en plantas de destilación del SNR, ya que se considera que las instalaciones son antiguas, y diseñadas en una época en la que, debido a los bajos precios de los hidrocarburos y la alta disponibilidad de estos, la eficiencia energética era poco relevante, y la integración térmica como parte del diseño inicial poco difundida. La medida se basa en el trabajo de (Kamel, et al., 2013), y considera cambios en la estructura y en las condiciones de operación de la red de intercambiadores (con adición de unidades), y modificaciones en las corrientes de reflujo de la columna de destilación atmosférica (CMM, 2020; CMM, 2018).

Para la aplicación de la medida se consideran las plantas de destilación atmosférica del SNR en las refinerías de Salamanca, Tula, Madero, Minatitlán y Cadereyta que registraron actividad en 2019, excepto aquellas en donde se propone la conversión a plantas combinadas. En total son 10 plantas, con una capacidad de 1,032 miles de barriles diarios de proceso de crudo. Como primer paso, se estimó el consumo de combustibles de estas unidades, con base en información proporcionada por PEMEX para el año 2019. Los consumos de combustible corresponden a gas seco y combustóleo. Con esta información y con los datos de proceso de crudo en cada refinería para 2019 de PEMEX se estimaron los índices de consumo de gas seco y combustóleo por barril de crudo procesado. La proyección del consumo de combustibles a 2030 se realizó suponiendo una relación lineal con el proceso de crudo en las refinerías, de acuerdo con la línea base. El potencial de ahorro en integración térmica de procesos en CDU típicamente se encuentra entre 10 y 20% (Worrell, et al., 2015). Se utilizó un ahorro del 16%, sobre el combustible consumido en las unidades de destilación, de forma similar a lo reportado en (Kamel, et al., 2013). El ahorro energético viene dado por la disminución en la carga térmica de los calentadores de proceso. Los factores de emisión utilizados son los reportados en (INECC-IMP, 2014), correspondientes a gas natural y combustóleo. La gran complejidad de los procesos de las refinerías y de las interacciones entre las variables involucradas hace necesaria la evaluación minuciosa de cada caso particular, con técnicas especializadas de análisis y con datos de calidad acerca del estado actual de los equipos y de las condiciones de operación reales, por lo que las estimaciones presentadas acerca del potencial de mitigación y sus costos deben tomarse solamente como indicativo del orden de magnitud que pueden alcanzar (CMM, 2020; CMM, 2018).

De acuerdo con el trabajo de Kamel, et al. (2013), se consideró una inversión de $507,385 dólares para una planta con un procesamiento de 100 mil barriles diarios (ajustado a precios de 2021 con el CEPCI). Tomando como referencia la capacidad de las plantas de destilación en donde se propone la aplicación de la medida, se ajustaron los costos con la ecuación (1), para cada planta. Los costos de operación y mantenimiento se tomaron como 2% sobre la inversión inicial (Spang & Roetzel, 2010). Se asume una implementación gradual de la medida hasta llegar al 100% en las plantas consideradas al 2030, , y un tiempo de vida del proyecto de 10 años (Kamel & Noureldin, 2015). La reducción de emisiones de esta medida se calculó en 157 mil toneladas anuales de CO_2e.

8.4.3.4 Recuperación de potencia de gases de regeneración en FCC

El Craqueo Catalítico de Lecho Fluidizado (FFC, por sus siglas en inglés), es uno de los procesos de conversión más importantes en las refinerías. Es ampliamente utilizado para convertir fracciones de hidrocarburos de alto peso molecular, cuyo punto de ebullición se encuentra entre 330 y 550 °C (la alimentación principal es combustóleo), en productos más ligeros, tales como gasolina y diésel. El FCC, a diferencia del craqueo térmico, utiliza catalizadores para llevar a cabo estas reacciones de craqueo. Durante el proceso, el coque se deposita en los catalizadores. Por tanto, es necesario regenerarlos continuamente para su reutilización. Lo anterior se logra mediante la combustión del coque en un reactor de regeneración, llamado comúnmente regenerador. Además, el regenerador provee del calor necesario para la reacción endotérmica de cracking. La temperatura que pueden alcanzar los gases de combustión a la salida del regenerador puede ser muy alta, conteniendo gran cantidad de energía. Comúnmente, se instalan calderas de recuperación de calor a la salida de los gases, para aprovechar parte de este calor y utilizarlo para producir vapor o energía eléctrica (Worrell, et al., 2015). Otra estrategia común es la instalación de calderas de CO, donde el calor se usa para producir vapor de alta presión (CMM, 2020; CMM, 2018).

Una de las formas de aumentar la eficiencia global y obtener ahorros de energía adicionales es la utilización de turbinas de recuperación de potencia o de turboexpansores, que se colocan antes de la caldera de recuperación de calor o de la caldera de CO. Estos dispositivos aprovechan la energía de presión de los gases de regeneración. Al mismo tiempo, hay una reducción en la temperatura de

los gases de escape Esta energía puede ser utilizada para generar electricidad, o bien, para hacer funcionar sopladores de aire utilizando directamente la energía mecánica, que proveen de este aire para la combustión de coque y el proceso de fluidizado (Worrell, et al., 2015). La medida de mitigación propuesta considera un sistema de recuperación de potencia de este estilo, por medio del uso de un expansor de gas para aprovechar la energía de presión de los gases de combustión, a la vez que se tiene una recuperación de energía adicional por medio de una caldera de CO para aprovechar el calor de los gases de escape (CMM, 2020; CMM, 2018).

Para la estimación del potencial de mitigación de la medida se obtuvo, de información de PEMEX, el número y capacidad de las unidades FCC en las seis refinerías (se contabilizaron 11 unidades). De igual forma, se contó con datos relativos a la cantidad de barriles procesados en cada unidad FCC para el año 2019. De acuerdo con el proceso de crudo en las refinerías para el mismo año, se calculó el índice de barriles procesados en FCC en relación con el total de barriles procesados, con lo cual se estimó la cantidad de barriles procesados en FCC de manera anual, a 2030, de acuerdo con la línea base. Se consideró un potencial de ahorro de energía de 17.28 MJ/barril procesado en FCC (New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO), 2008), y se supuso una eficiencia térmica en la generación eléctrica de 35%; además, se asumió que 27.9% del combustible ahorrado corresponde a combustóleo y 72.1% a gas seco (gas natural) de acuerdo a las cantidades de combustibles que se consumen en la generación de vapor en las calderas, con lo cual se calculó el ahorro en combustible de la medida. La mitigación de emisiones se logra principalmente por medio de la energía eléctrica que deja de consumir el compresor del soplador de aire, que en su lugar se alimenta con la energía provista por el expansor de gas. De esta forma, se deja de quemar combustible (gas natural y combustóleo), para generar esta electricidad. Los factores de emisión utilizados corresponden a los reportados en (INECC-IMP, 2014; CMM, 2020; CMM, 2018).

Los costos de inversión se asumieron en 49.2 millones de dólares (actualizado a 2021 con el CEPCI), correspondientes a un sistema de recuperación de potencia para una unidad FCC que procesa 100 mbd. Para estimar los costos en función de la capacidad, se consideró que el sistema de referencia tiene una capacidad de proceso de 126.6 mbd, asumiendo un porcentaje de utilización de 76%, que

corresponde a la utilización de las refinerías promedio en Japón para 2008 (Thorarinsson, 2018), (New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO), 2008). Con la información de las unidades FCC instaladas, se estimó el costo de los correspondientes sistemas de acuerdo con su capacidad, con la ecuación (1). El costo de operación y mantenimiento se supuso en 2% sobre el total de la inversión inicial, y una vida útil 10 años (GhasemiKafrudi, et al., 2017). Se considera una implementación gradual hasta llegar al 100% en 2030. El potencial de mitigación de esta medida se estimó en 148 mil toneladas anuales de CO_2e.

8.4.3.5 Mitigación de incrustaciones en intercambiadores de calor de unidades de destilación de crudo

Se conoce como incrustaciones a los depósitos de materia en las superficies de los intercambiadores de calor. La incrustación es un fenómeno complejo y multifactorial, y sus efectos en la red completa de intercambiadores son difíciles de predecir, cuyos mecanismos aún no se entienden por completo. Se han señalado varias posibles causas, tales como partículas de materia presente en flujos, cristalización, reacciones químicas, procesos de corrosión, depósitos de materiales insolubles, precipitación de materiales a altas temperaturas y acumulación de materia biológica (Coletti & Macchietto, 2011; Ishiyama, et al., 2010; Master, et al., 2003). El daño causado por las incrustaciones se debe principalmente al deterioro que éstas provocan en el desempeño térmico e hidráulico de los equipos, al incrementar la resistencia al flujo de calor y la consiguiente reducción de la eficiencia, con lo cual el calor que deja de recuperarse debe ser suplementado con la quema de combustibles adicionales en los hornos. Es uno de los problemas de operación más comunes en la industria de procesamiento químico, significando costos importantes que se reflejan en el sobredimensionamiento de los equipos, incremento en costos de operación y mantenimiento por paros en el funcionamiento de los equipos para limpieza, disminución de la producción, problemas de seguridad y aumento en los requerimientos energéticos (Master, et al., 2003; CMM, 2020; CMM, 2018).

La destilación de petróleo crudo es el mayor consumidor de energía entre todos los procesos de destilación en las industrias petroleras y químicas. (Humphrey, et al., 1991). Para llevarla a cabo, el crudo debe ser calentado desde temperatura ambiente hasta cerca de 380°C. Las unidades de destilación típicamente incluyen

un tren de precalentamiento, seguido de los hornos, donde se calienta el crudo, y la columna de separación, donde se separan las fracciones que lo componen. El tren de precalentamiento es una gran y compleja red de intercambiadores de calor, en donde se recupera calor de los productos de la columna de destilación y de los reflujos de esta (Ishiyama, et al., 2009). Se estima que entre el 60-70% de la carga térmica de los hornos de proceso se recupera en el tren de precalentamiento, por lo que es de gran relevancia la optimización de los procesos de transferencia de calor (Coletti & Macchietto, 2011; CMM, 2020; CMM, 2018).

Las incrustaciones en estas instalaciones disminuyen el área de flujo y de intercambio de calor, con lo cual se pierden grandes cantidades de energía, se aumentan los gastos en combustible y como consecuencia, las emisiones derivadas de su combustión (Diaz-Bejarano, et al., 2015). En los Estados Unidos, se ha reportado que cerca del 6.5% de la energía consumida en las refinerías se pierde debido a las incrustaciones (Petrick & Pellegrino, 1999). Este problema es más acusado en mezclas de crudo pesado, lo cual cobra relevancia en el contexto específico del país y el tipo de crudo que mayormente produce, de tipo Maya. Por tanto, es muy importante contar en las refinerías con métodos efectivos de mitigación de las incrustaciones. Los métodos más utilizados son (Smaili, et al., 2001; (CMM, 2020; CMM, 2018):

- Reducir las incrustaciones interrumpiendo el mecanismo que lo causa: esto se logra básicamente con la adición de productos químicos, o bien, con un control estricto de la composición de las materias primas y las condiciones de operación.
- Por medio de la utilización de equipos de transferencia de calor fabricados con características que mitiguen el depósito de incrustaciones, aunque con la desventaja de que se aumenta considerablemente los costos de capital, además de la dificultad de implementar esta solución en instalaciones ya existentes.
- Limpieza regular de los equipos de forma escalonada en condiciones de operación, hasta restaurar las condiciones de diseño, lo que aumenta los costos de operación y mantenimiento. Esto incluye limpiezas con solventes y limpiezas mecánicas para eliminar depósitos.

La medida propuesta considera la utilización de agentes químicos antiincrustantes para la mitigación de las incrustaciones en los trenes de precalentamiento de crudo de las unidades de destilación en las refinerías, buscando mejorar la eficiencia de recuperación de calor y de esta forma, lograr ahorros de energía. La medida presupone oportunidades de mejora en esta área, como parte de la implementación de mejores prácticas de mantenimiento preventivo en las refinerías (CMM, 2020; CMM, 2018).

Para las estimaciones de la mitigación de emisiones de esta medida se utilizaron los datos de PEMEX con respecto al proceso de crudo en las seis refinerías, así como la proyección por año a 2030 estimada en la línea base. Los ahorros estimados, considerando un tren de precalentamiento típico para una unidad de destilación de 100 mil barriles diarios fue de 7.86 MJ por barril de crudo procesado, de acuerdo con (Panchal & Huangfu, 2000), con una eficiencia en los hornos de 70% (Jones & Pujadó, 2006). De acuerdo con datos de operación de PEMEX para 2019 respecto al consumo de combustibles en las unidades de destilación de crudo en las refinerías, se considera que el 30.6% del combustible ahorrado es combustóleo y el restante 69.4% gas seco combustible (gas natural). Debido a la naturaleza de la medida, se consideró que no hay costos de capital, y todos los costos son de operación y mantenimiento. El costo anual asumido para la adquisición de los productos químicos, para la capacidad de destilación mencionada, fue de $499,000 USD, actualizados a 2021 con el CEPCI (Nategh, et al., 2017). Estos costos se extrapolaron a la capacidad de las plantas de refinación del SNR asumiendo una relación lineal, considerando, además, que la capacidad permanece constante a lo largo del periodo analizado. La reducción de emisiones de esta medida se calculó en 110 mil toneladas anuales de CO_2e.

8.4.3.6 Cambio de trampas de vapor dañadas

Las trampas de vapor pueden presentar fugas de vapor de agua o condensado caliente, lo cual se traduce en pérdidas de energía. Lo anterior se da debido a la mala especificación, instalación o estado de las trampas de vapor. La sustitución de trampas de vapor dañadas o en mal estado puede reducir la cantidad de vapor que se fuga hasta en un 8%, con lo que se reduce la cantidad de combustible que se necesita para generar ese vapor. Se asumió que en PEMEX existe el potencial de sustituir hasta 6,000 trampas de vapor, con lo que se podrían reducir 15 kg por hora de vapor por cada trampa sustituida. Asimismo, se supuso una operación de

8,000 horas anuales. Lo anterior se puede traducir en la reducción de 84 millones de metros cúbicos de gas natural, considerando que el vapor se genera en una caldera con una presión de 60 kg/cm^2. En el caso de los costos de inversión para cada trampa, éste se consideró de 400 dólares por trampa (Rossiter & Beth, 2015). En cuanto al tiempo de vida del proyecto se tomó en 8 años, asumiendo la utilización de equipos de buena calidad (Emerson, 2013). El potencial de abatimiento estimado fue de 0.11 millones de toneladas de CO_2e y un costo total de inversión de 2.4 millones de dólares en 2030 (CMM, 2020; 2018).

8.4.3.7 Modernización de torres de enfriamiento

Como parte del incremento de la eficiencia energética en la refinación, la modernización de las torres de enfriamiento corresponde a una medida que puede reducir el consumo de energía dentro de las refinerías, dado que las torres de enfriamiento corresponden a equipos que se utilizan ampliamente en la refinación para llevar a cabo el enfriamiento de agua proveniente de sistemas de intercambio de calor. Si bien, es posible regresar las grandes cantidades de agua utilizadas en los procesos a mantos acuíferos, resulta más eficiente el uso de torres de enfriamiento. Estos equipos, disminuyen la temperatura del agua a través de la convección de calor al aire que circula dentro de los equipos (Ramírez y Villarreal, 2008). Los beneficios que se obtienen de esta medida no sólo se enfocan a mejorar su consumo energético, sino que también se trasladan a toda la planta, ya que se garantiza que las demás áreas de proceso funcionan de manera adecuada prolongando la vida útil de los equipos. Asimismo, se dejan de emitir emisiones por el consumo de energía eléctrica reducido, además de que se ahorra agua de servicio (CMM, 2008). Para esta medida, se analizó el trabajo de Ramírez y Villarreal (2008), en el que se estudió la mejora de una torre de enfriamiento. El estudio analizó el potencial de reducción en el consumo de energía eléctrica, así como los costos asociados con la modernización. Con base en la información disponible, se consideró que el potencial de reducción en el consumo de energía por celda es de 79 GJ por mes. Asimismo, los costos de inversión para la modernización de las torres de enfriamiento se estimaron en 29,400 dólares por celda. La información anterior se aplicó a datos obtenidos de PEMEX Refinación con respecto al número de celdas para cada una de las torres de enfriamiento existentes. . La evaluación de la medida se llevó a cabo considerando un tiempo de vida de 15 años, al igual que en el estudio mencionado. A partir de esto, se estimó que el potencial de reducción de emisiones de GEI a

2030 sería de 0.03 millones de toneladas de CO_2e. Asimismo, los costos de inversión, para las seis refinerías ascenderían a 9.4 millones de dólares.

8.4.3.8 Integración térmica de unidades de destilación atmosférica y al vacío (plantas combinadas)

En refinerías modernas, existe una tendencia a mejorar la integración térmica entre distintas unidades de proceso. Esto es especialmente relevante en la destilación del crudo, debido a sus altos consumos energéticos (European Integrated Pollution Prevention and Control Bureau (EIPPCB), 2015). Una de las mayores oportunidades de ahorros energéticos se presenta en la integración térmica de las unidades de destilación atmosférica y de destilación al vacío, en lo que se conoce como plantas combinadas. A través de esta acción, se busca maximizar la recuperación de calor, evitar ineficiencias operativas (como enfriar y luego calentar las mismas corrientes), y mantener la operación de los procesos en condiciones termodinámicas óptimas. Entre las herramientas más utilizadas en la integración térmica de procesos puede mencionarse análisis pinch, que es una metodología para minimizar el consumo de energía en procesos químicos. Esto se logra mediante el cálculo de objetivos energéticos, a partir del desarrollo de las curvas compuestas con los perfiles disponibles para calentamiento y enfriamiento sobre diagramas temperatura entalpía, con el objetivo de optimizar el sistema de recuperación de calor, los métodos de suministro energético y las condiciones de operación de los procesos (Ateeq, et al., 2017). Las técnicas del análisis pinch pueden utilizarse en la etapa de diseño original de la planta, o bien, para el análisis de las oportunidades de mejora en escenarios de reacondicionamiento, para lo cual deberán tenerse en consideración factores adicionales tales como el equipo existente y la disponibilidad de espacio (Rossiter, 2010). Se ha reportado que los beneficios en la integración térmica de unidades de destilación atmosférica y al vacío pueden ser de entre 10 a 20% en ahorro de combustible con respecto a plantas sin esta integración (Petrick & Pellegrino, 1999).

Esta medida contempla la integración térmica entre las plantas de destilación atmosféricas y al vacío en las refinerías en las cuales PEMEX no ha hecho la conversión a plantas combinadas, en las refinerías de Tula y Salina Cruz. Los datos de entrada usados en los cálculos se tomaron de estudios previos realizados en PEMEX, para la refinería de Tula (Briones, et al., 1999).

Para la estimación de los ahorros energéticos y del potencial de mitigación, se dispusieron de datos de consumo de combustible (gas seco y combustóleo), en las plantas de destilación atmosférica y al vacío con información de PEMEX, para el año 2019. De igual forma, se utilizaron datos acerca de la capacidad de proceso de estas plantas. En estudios previos de PEMEX para la refinería de Tula, se ha estimado que el potencial de ahorro de combustible puede ser de hasta un de 40% sobre el consumo en calentadores de proceso de estas unidades (Briones, et al., 1999). Para las estimaciones, se tomó un punto de vista conservador, asumiendo este ahorro en 20%, de acuerdo con el intervalo superior reportado por (Petrick & Pellegrino, 1999).

Los costos de inversión considerados fueron de 29 millones de dólares, actualizados a 2021 con el CEPCI, para la conversión a planta combinada de una unidad de destilación atmosférica de 165 mil barriles diarios y una al vacío de 90 mil barriles diarios, con base en el estudio de PEMEX mencionado (Briones, et al., 1999). De acuerdo con la capacidad de las nuevas plantas combinadas, se estimó el costo del reacondicionamiento con la ecuación (1). Los costos de operación y mantenimiento se consideraron de 2% sobre la inversión inicial (Spang & Roetzel, 2010). La proyección de consumos de gas seco y combustóleo se realizó con base en un índice que relaciona el consumo de combustibles con los barriles procesados en las unidades involucradas, para el año de los datos (2019), y con información de la línea base acerca del proceso de crudo en las refinerías a 2030. De igual manera, los factores de emisión corresponden a combustóleo y gas natural mencionados con anterioridad (INECC-IMP, 2014). El tiempo de vida del proyecto se asume en 10 años (Kamel & Noureldin, 2015). El potencial de reducción de emisiones de esta medida se calculó en 130 mil toneladas anuales de CO_2.

8.4.4 Medidas de mitigación en el procesamiento de gas natural

8.4.4.1 Eficiencia térmica en las calderas de centros procesadores de gas natural

La estimación del potencial de mitigación de esta medida se llevó a cabo utilizando la información de CMM (2008) y de PEMEX (2011) para tres complejos procesadores de gas (Poza Rica, Cactus y Nuevo PEMEX). Para ello, se estimó que

podría mejorarse la eficiencia de las calderas entre un 5% y 10% con base en la modernización de las unidades de generación de vapor. Las unidades consideradas se definieron a partir de la revisión de los programas de mantenimiento de PEMEX, y la medida se aplica para aquellas que no han recibido mejoras. Como ejemplo, las unidades CB-2522, CB-2524 en el complejo Nuevo PEMEX fueron modernizadas en 2015. Las calderas que se consideraron en la estimación incluyen, en el complejo de Poza Rica a las unidades BW-1, BW-3 y BW-4; a las unidades CB-10, CB-11, CB-12 y CB-13 en Cactus; y a las unidades CB-2501, CB-2502, CB-2521 y CB-2523 en Nuevo PEMEX. La información de costos se tomó de CMM (2008), y la inversión total se estimó en 135 millones de dólares. Asimismo, el potencial de reducción de emisiones se calculó de 0.03 millones de toneladas anuales de CO_2e en Poza Rica, 0.04 millones de toneladas anuales de CO_2e en Cactus y 0.05 millones de toneladas de CO_2e en Nuevo PEMEX (CMM, 2020; 2018). Los costos de inversión para Poza Rica se estimaron en 28.9 millones de dólares, mientras que para Cactus y Nuevo PEMEX fueron de 45.9 y 61.8 millones de dólares. La evaluación se llevó a cabo considerando un tiempo de vida de 10 años, similar a la medida de eficiencia en calderas en refinación.

8.4.5 Cogeneración

La cogeneración corresponde a una tecnología que genera de manera simultánea energía eléctrica y térmica, las cuales son de gran utilidad para procesos industriales, además de comercios y servicios. La generación de energía se da 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, sustituyendo la necesidad de utilizar una central eléctrica convencional (electricidad) y una caldera convencional (vapor). Existen diversas tecnologías para la configuración de un sistema de cogeneración, las más comunes cuentan con turbinas de gas en ciclo combinado, turbinas de vapor, microturbinas y motores reciprocantes (CMM, 2018). La cogeneración está considerada en los Planes de Negocios de PEMEX, tanto para refinerías como para complejos procesadores de gas.

Como señala PEMEX (2018b), en las refinerías, el suministro de hidrógeno, vapor y electricidad corresponde a un elemento fundamental que garantiza la confiabilidad de su operación. PEMEX tiene aproximadamente una demanda de

casi 9 mil toneladas por hora de vapor. Si esa cantidad se generará a partir de la cogeneración, los sistemas instalados tendrían una capacidad instalada de 5 GW de generación eléctrica. Desde el Plan de Negocios 2017-2021, PEMEX señaló la instalación de sistemas de cogeneración en los complejos procesadores de gas de Nuevo PEMEX y Cactus, en las refinerías (Salamanca, Tula, Cadereyta, Salina Cruz y Minatitlán), en los complejos procesadores de gas (Cangrejera y Morelos), y en las estaciones de medición y regulación (PEMEX, 2018a). Hasta el momento, en el caso de Cactus se instaló el tercer tren, mientras que, en Salamanca, se tiene una planta de cogeneración externa que es operada por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) (Gobierno Federal, 2022; Abengoa, 2022; SEMARNAT, 2018). A pesar de ello, para optimizar el uso de combustibles, PEMEX debe de implementar los proyectos de cogeneración planteados, debido a que esto no sólo puede reducir su consumo de energía sino también reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

La estimación del potencial de mitigación de los proyectos de cogeneración se presenta en la siguiente tabla, los cuales se obtuvieron de CFE (2015), Doluweera et al (2011), Siemens (2015) y CRE (2016). Se asumió que las condiciones del vapor generado para los complejos procesadores de gas (CPG) Cactus y Nuevo PEMEX es de 104 kg/cm^2 y 444˚C, mientras que para las demás plantas se asumió de 60 kg/cm^2 y 482˚C. Las condiciones del líquido a calentar para la generación de vapor se determinaron de 130˚C (Alcaraz-Calderón et al, 2014; Mireles-Bravo, 2016; Barragán-Hernández, 2011).

Tabla 32. Supuestos para la estimación de los sistemas de cogeneración.

Supuestos	Valores
Eficiencia de la turbina de gas	0.35
Eficiencia de caldera	0.8
Eficiencia de recuperación de calor	0.8
Factor de planta	0.8

Fuente: elaboración propia.

Las estimaciones y resultados se basaron en CMM (2020) y CMM (2018). Para la estimación del potencial de reducción de emisiones de GEI, se supuso que los

sistemas de cogeneración sustituirían turbinas de gas para la generación de electricidad y calderas a base de gas natural. Lo anterior se supuso debido a la falta de información con respecto al consumo de combustibles en las plantas de PEMEX. Inicialmente, se estimó el consumo de gas necesario para generar electricidad y vapor por separado, así como en el sistema de cogeneración. La diferencia entre estos consumos representa el ahorro de energía y gas natural. Esta cantidad de gas natural que se evita quemar se traduce en una reducción de emisiones de GEI. En la Tabla 33 se presentan los principales resultados obtenidos incluyendo la estimación de la reducción anual de emisiones de CO_2 (CMM, 2020; CMM, 2018). Asimismo, se muestra la información correspondiente a la inversión necesaria para la realización de estos proyectos, la cual se presenta en precios de 2021, y fueron obtenidos de PEMEX (2017). El tiempo de vida útil de los proyectos se consideró como de 30 años.

Tabla 33. Proyectos de cogeneración y potencial de mitigación.

Proyecto	Capacidad eléctrica (MW)	Uso eléctrico en PEMEX (MW)	Vapor (toneladas por hora anuales)	Potencial de reducción de emisiones a 2030 (Millones de toneladas de CO_2e)	Inversiones (Millones de dólares)
Cactus	633	29	480	1.24	1,077.0
Tula	444	267	1,150	0.93	600.5
Cadereyta	525	135	850	1.10	783.5
Salina Cruz	436	120	800	0.92	698.8
Minatitlán	541	90	800	1.14	497.4

Fuente: elaboración propia.

8.5 Escenario condicionado

Para el paquete de medidas de mitigación de emisiones de GEI para el Escenario Condicionado, se consideraron las medidas planteadas para el Escenario No Condicionado, además de las medidas que se presentan a continuación.

8.5.1 Medidas en la extracción de petróleo y gas

8.5.1.1 Captura y almacenamiento de carbono con recuperación mejorada de petróleo

La extracción de crudo en campos maduros puede promoverse a través de la inyección de CO_2 a alta presión con el beneficio adicional de capturar este CO_2 y su emisión a la atmósfera. Anteriormente, para mejorar la recuperación de petróleo, PEMEX ha utilizado nitrógeno para incrementar la producción en el Activo de Cantarell. El nitrógeno se ha utilizado para mantener la presión en el yacimiento, siendo una técnica efectiva. (Lajous, 2009; CMM, 2020; 2018). En el caso de CO_2, PEMEX cuenta con experiencia en la inyección de CO_2 en los campos Artesa y Carmito en la región de Cinco Presidentes (CMM, 2009; Lacy et al, 2013). La medida plantea el uso de CO_2 que se genera en el reformador secundario de dos unidades del Complejo Petroquímico de Cosoleacaque de PEMEX (producción de amoniaco). Se consideró que el CO_2 generado podría ser inyectado en el Activo Cinco Presidentes, que se encuentra localizado a 65 km del Complejo.

La información utilizada para estimar el potencial de mitigación se obtuvo de Mitsubishi Heavy Industries (MHI) (2016), Morales-Mora et al (2016), IEA (2004) y McCollum y Ogden (2006). Se asumió que el complejo petroquímico requeriría instalaciones de compresión de CO_2, así como una estación de bombeo y un ducto de transporte. Los costos de inversión estimados fueron de 47 millones de dólares, con costos de operación y mantenimiento de 2.6 millones de dólares por año, para cada una de las unidades consideradas. El tiempo de vida útil del proyecto se consideró de 20 años. Asimismo, se asumió que una tonelada de CO_2 inyectada podría producir medio barril de petróleo. Finalmente, el potencial de mitigación se estimó de 0.8 millones de toneladas de CO_2e por año, para las dos unidades de producción de amoniaco.

8.5.1.2 Reducción de la producción de hidrocarburos en aguas profundas y ultra profundas

Como se señaló en este documento, el pico de producción de hidrocarburos se alcanzó en 2004, por lo que, desde ese año la producción ha declinado de manera importante. Como solución a esta caída, la Reforma Energética de 2013 buscó incrementar la producción en aguas profundas y ultraprofundas, a través de la participación de empresas privadas. Es importante destacar que, la explotación de

estos recursos implica un riesgo significativo y grandes inversiones, por lo que se han presentado casos en los que empresas petroleras han optado por renunciar a las áreas contractuales y terminar sus contratos de forma anticipada. Las prospectivas de la CNH (2022a) consideran la producción a partir de estos recursos. Sin embargo, para este trabajo se realizó una estimación de la producción de hidrocarburos con base en la teoría del pico de recursos de Hubbert, para estimar la producción dado el agotamiento de los recursos naturales del país (sin considerar la explotación de los recursos en aguas profundas y ultra profundas). La medida plantea que para poder cumplir con los compromisos de mitigación del país es necesario que estos recursos permanezcan bajo tierra. La estimación del potencial de mitigación se realizó a partir de la diferencia entre las emisiones generadas por la producción de hidrocarburos consideradas por la CNH, y el agotamiento de recursos naturales. En el caso de este trabajo, se estimaron en 7.5 millones de toneladas de CO_2e a 2030. El costo de la medida se estimó a partir de la cantidad de hidrocarburos que se dejarían de producir, así como del precio de crudo y del gas natural.

8.5.1.3 Aumento de la eficiencia de quemadores

Como señala CMM (2009), la eficiencia en la quema de gas puede llegar a ser casi del 100%, si se tienen quemadores eficientes. La reducción de las emisiones de GEI por la introducción de quemadores eficientes se estimó considerando una eficiencia del 99% (API, 2009; EDF-CMM, 2015). La estimación del potencial de reducción de emisiones se llevó a cabo considerando la diferencia entre las emisiones generadas por quemadores con una eficiencia del 99% y quemadores que tienen una eficiencia de 83.7%. Se consideró el gas emitido en aquellos campos tanto terrestres como marinos que no fueron considerados en las medidas planteadas en el Escenario no condicionado. Los costos de inversión se asumieron de 0.014 dólares por millón de pies cúbicos quemados, mientras que los de operación y mantenimiento, de 0.0009 Dólares por millón de pies cúbicos quemados (EPA, 2003; EDF-CMM, 2015). La vida útil de la medida se consideró como de 10 años. Con base en lo anterior, el potencial de mitigación estimado en 2030 fue de 8.6 $MtCO_2e$ (CMM, 2018; 2020).

8.5.2 Medidas de mitigación en la refinación de petróleo

Como parte de los criterios para la selección de medidas en el escenario condicionado, se consideró la factibilidad económica de su implementación. Los costos estimados para la recuperación de potencia de gases de regeneración en las unidades de craqueo catalítico fueron positivos, y por ello se presentan en esta sección.

8.5.2.1 Recuperación de potencia de gases de regeneración en FCC

El Craqueo Catalítico de Lecho Fluidizado (FFC, por sus siglas en inglés), es uno de los procesos de conversión más importantes en las refinerías. Es ampliamente utilizado para convertir fracciones de hidrocarburos de alto peso molecular, cuyo punto de ebullición se encuentra entre 330 y 550 °C (la alimentación principal es combustóleo), en productos más ligeros, tales como gasolina y diésel. El FCC, a diferencia del craqueo térmico, utiliza catalizadores para llevar a cabo estas reacciones de craqueo. Durante el proceso, el coque se deposita en los catalizadores. Por tanto, es necesario regenerarlos continuamente para su reutilización. Lo anterior se logra mediante la combustión del coque en un reactor de regeneración, llamado comúnmente regenerador. Además, el regenerador provee del calor necesario para la reacción endotérmica de cracking. La temperatura que pueden alcanzar los gases de combustión a la salida del regenerador puede ser muy alta, conteniendo gran cantidad de energía. Comúnmente, se instalan calderas de recuperación de calor a la salida de los gases, para aprovechar parte de este calor y utilizarlo para producir vapor o energía eléctrica (Worrell, et al., 2015). Otra estrategia común es la instalación de calderas de CO, donde el calor se usa para producir vapor de alta presión (CMM, 2020; CMM, 2018).

Una de las formas de aumentar la eficiencia global y obtener ahorros de energía adicionales es la utilización de turbinas de recuperación de potencia o de turboexpansores, que se colocan antes de la caldera de recuperación de calor o de la caldera de CO. Estos dispositivos aprovechan la energía de presión de los gases de regeneración. Al mismo tiempo, hay una reducción en la temperatura de los gases de escape Esta energía puede ser utilizada para generar electricidad, o bien, para hacer funcionar sopladores de aire utilizando directamente la energía mecánica, que proveen de este aire para la combustión de coque y el proceso de

fluidizado (Worrell, et al., 2015). La medida de mitigación propuesta considera un sistema de recuperación de potencia de este estilo, por medio del uso de un expansor de gas para aprovechar la energía de presión de los gases de combustión, a la vez que se tiene una recuperación de energía adicional por medio de una caldera de CO para aprovechar el calor de los gases de escape (CMM, 2020; CMM, 2018).

Para la estimación del potencial de mitigación de la medida se obtuvo, de información de PEMEX, el número y capacidad de las unidades FCC en las seis refinerías (se contabilizaron 11 unidades). De igual forma, se contó con datos relativos a la cantidad de barriles procesados en cada unidad FCC para el año 2019. De acuerdo con el proceso de crudo en las refinerías para el mismo año, se calculó el índice de barriles procesados en FCC en relación con el total de barriles procesados, con lo cual se estimó la cantidad de barriles procesados en FCC de manera anual, a 2030, de acuerdo con la línea base.

Se consideró un potencial de ahorro de energía de 17.28 MJ/barril procesado en FCC (New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO), 2008), y se supuso una eficiencia térmica en la generación eléctrica de 35%; además, se asumió que 27.9% del combustible ahorrado corresponde a combustóleo y 72.1% a gas seco (gas natural) de acuerdo a las cantidades de combustibles que se consumen en la generación de vapor en las calderas, con lo cual se calculó el ahorro en combustible de la medida. La mitigación de emisiones se logra principalmente por medio de la energía eléctrica que deja de consumir el compresor del soplador de aire, que en su lugar se alimenta con la energía provista por el expansor de gas. De esta forma, se deja de quemar combustible (gas natural y combustóleo), para generar esta electricidad. Los factores de emisión utilizados corresponden a los reportados en (INECC-IMP, 2014; CMM, 2020; CMM, 2018).

Los costos de inversión se asumieron en 49.2 millones de dólares (actualizado a 2021 con el CEPCI), correspondientes a un sistema de recuperación de potencia para una unidad FCC que procesa 100 mbd. Para estimar los costos en función de la capacidad, se consideró que el sistema de referencia tiene una capacidad de proceso de 126.6 mbd, asumiendo un porcentaje de utilización de 76%, que corresponde a la utilización de las refinerías promedio en Japón para 2008

(Thorarinsson, 2018), (New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO), 2008). Con la información de las unidades FCC instaladas, se estimó el costo de los correspondientes sistemas de acuerdo con su capacidad, con la ecuación (1). El costo de operación y mantenimiento se supuso en 2% sobre el total de la inversión inicial. Se considera una implementación gradual hasta llegar al 100% en 2030. El potencial de mitigación de esta medida se estimó en 148 mil toneladas anuales de CO_2e.

8.5.2.2 Uso de hidrógeno verde en refinación

Las refinerías de petróleo crudo utilizan grandes cantidades de hidrógeno en sus instalaciones, principalmente para procesos de hidrodesulfuración, en donde el objetivo es la remoción de azufre en diésel y gasolinas para cumplir con los estándares de calidad requeridos. Una parte de este hidrógeno se suple con los volúmenes generados como subproducto en las unidades de reformación, sin embargo, generalmente es necesario obtener hidrógeno adicional de fuentes externas, ya sea por medio de compras a terceros o a través de la producción in situ. La tecnología dominante de producción de hidrógeno in situ es el reformado de metano con vapor (SMR, siglas en inglés), sin embargo, tiene la desventaja de ser un proceso que emite gases de efecto invernadero y contaminantes atmosféricos durante la combustión y las reacciones químicas asociadas (Sun, et al., 2019).

Una de las opciones para reducir las emisiones de GEI es por medio de la generación de hidrógeno con electrolisis, en donde la producción se realiza a partir de agua y electricidad; esta electricidad puede obtenerse de fuentes renovables, como la energía solar y eólica, con lo que el hidrógeno resultante se conoce como hidrógeno verde, debido a que no hay emisiones asociadas a su producción. En esta medida, se considera la utilización de hidrógeno verde para el suministro de la demanda en la refinación de crudo, comenzando en 2030, tomando como caso de estudio la refinería de Salamanca. La medida retoma los resultados de CMM (2022), considerando un sistema de producción de hidrógeno con electrolizadores PEM alimentados con energía solar fotovoltaica. Este sistema provee del total de la demanda de hidrógeno de la refinería, con lo cual se tiene una producción de 17,248 toneladas al año.

Los costos de capital incluyen el electrolizador, sistema de almacenamiento y parque fotovoltaico, y se estimó en 1,117 millones de dólares (actualizado a 2021). De igual manera, se consideran costos de operación y mantenimiento de los elementos del sistema, así como costos de reemplazo del stack del electrolizador. Se considera que el hidrógeno verde sustituye a la producción con SMR, la cual tiene unas emisiones asociadas de 9 kg CO_2/kg de hidrógeno (Sun, et al., 2019; CMM, 2022). El tiempo de vida del proyecto es de 25 años, igual al de los sistemas fotovoltaicos. Además, se asume que el costo de hidrógeno fósil es de 0.92 USD 2021/kg, de acuerdo con lo estipulado en un contrato de suministro a la Refinería de Madero por parte de terceros (PEMEX, 2018b). Con estas condiciones, el potencial de abatimiento es de 155.2 mil toneladas de CO_2.

8.6 Análisis económico

Los costos marginales de abatimiento de emisiones de GEI se calcularon siguiendo la metodología presentada en INECC-ADE (2021). En la siguiente tabla se muestran los costos marginales de abatimiento calculados para las medidas antes descritas junto con los costos marginales a 2030, así como a lo largo de la vida útil de las medidas. Es importante señalar que en el caso de la reducción de la producción de crudo el costo es alto debido a que el impacto económico de dejar de producir crudo es alto.

Tabla 34. Análisis económico del sector petróleo y gas.

	Potencial de reducción de emisiones a 2030 ($MtCO_2e$)	Costo marginal de abatimiento a 2030 (USD/tCO_2e)	Costo marginal de abatimiento a lo largo de la vida de la medida (USD/tCO_2e)
Plataforma de compresión para el Activo Ku-Maloob-Zaap y ductos asociados	8.9	3.27	-3.85
Instalación de unidades de NRU para el campo Akal del Activo Cantarell	1.8	-13.11	-9.05
Recuperación de gas natural en pozos terrestre	1.2	-3.26	-3.62
Detección y reparación de fugas de metano, plataformas marinas	0.33	-2.12	-1.88
Detección y reparación de fugas de metano, instalaciones terrestres	0.58	-2.6	-2.02
Unidades de recuperación de vapores	1.6	-1.21	-1.6
Cambio de sellos húmedos por sellos secos en compresores, CPG	0.95	2.64	-0.53
Cambio de sellos húmedos por sellos secos en compresores, plataformas marinas	0.26	2.63	-0.53
Cambio de sellos húmedos por sellos secos en compresores, estaciones de compresión	0.27	2.64	-0.53
Conversión de dispositivos neumáticos de gas a aire, instalaciones de proceso de gas	0.46	-3.18	-2.82
Conversión de dispositivos neumáticos de gas a aire, producción en tierra	0.29	-3.17	-2.82
Conversión de dispositivos neumáticos de gas a aire, plataformas marinas	0.18	-3.17	-2.82
Eficiencia en calderas (economizadores y control de exceso de aire) en refinación	0.23	-51.62	-41.85
Precalentamiento de aire en hornos de destilación, reformación e hidrodesulfuración	0.17	-27.92	-24.42
Mitigación de incrustaciones en intercambiadores de calor de unidades de destilación de crudo	0.11	-15.39	-15.39
Recuperación de potencia de gases de regeneración en FCC	0.15	239.92	93.91

Integración térmica de unidades de destilación atmosférica y al vacío (plantas combinadas)	0.13	32.96	-5.78
Integración térmica en unidades de destilación de crudo, bajo costo	0.16	-48.86	-39.08
Cambio de trampas de vapor dañadas	0.11	-22.08	-25.12
Modernización de torres de enfriamiento	0.03	-39.44	-39.22
Eficiencia térmica en las calderas de centros procesadores de gas natural	0.12	117.37	51.14
Reducción de la producción de hidrocarburos en aguas profundas y ultra profundas	7.46	975.64	1,164.89
Captura y almacenamiento de carbono con recuperación mejorada de petróleo	0.77	-25.53	-63.85
Aumento de la eficiencia de quemadores	8.6	3.93	2.40
Cogeneración, CPG Cactus	1.24	-35.65	-37.71
Cogeneración, refinería de Tula	0.93	-8.33	-21.43
Cogeneración, refinería de Cadereyta	1.1	-25.62	-33.04
Cogeneración, refinería de Salina Cruz	0.92	-3.14	-28.32
Cogeneración, refinería de Minatitlán	1.14	-49.29	-37.98
Uso de hidrógeno verde en refinación	0.16	NA	120.2

Fuente: elaboración propia.

8.7 Conclusiones

El sector petróleo y gas ha sido uno de los pilares de la economía mexicana desde hace más de ochenta años y se espera que siga siendo importante en el corto y mediano plazo. Sin embargo, para poder contribuir a reducir las emisiones de GEI del país, se necesita la implementación urgente de medidas de mitigación. Como se describió de forma detallada, se 18 medidas generales para todo el sector, las cuales se subdividieron en 29 acciones específicas con proyectos

implementables. De esas acciones, 26 acciones se consideraron dentro del Escenario no condicionado, mientras que el Escenario condicionado incluye estas acciones más 3 acciones adicionales. De todas las acciones, 25 acciones tienen un costo marginal negativo, lo que indica que son medidas rentables que pueden traer beneficios económicos debido a los ahorros obtenidos por la reducción en el consumo de combustibles. Lo anterior quiere decir, que de la mitigación total posible (32.4 MtCO2e), el 70% de la mitigación puede llevarse a cabo con medidas que se pagan solas (22.7 MtCO2e).

Para lograr las reducciones de emisiones necesarias a nivel nacional, el sector de petróleo y gas debe de descarbonizarse lo más rápido posible, e implementar las medidas que se presentaron en este trabajo. Como se observa, las emisiones del sector pueden reducirse en un 50% en 2030, con respecto a la línea base estimada, con medidas con un costo marginal de abatimiento negativo (Escenario no condicionado), pero podría lograr hasta un 88% de reducción (Escenario condicionado) en 2030 con respecto a la línea base estimada. El sector requiere de un financiamiento importante, pero también de la búsqueda de estrategias que muevan a la economía mexicana hacia una economía de bajo carbono. Se considera que el hidrógeno verde podría representar una ventana de oportunidad para lograr lo anterior, Sin embargo, es necesaria la construcción de una estructura tanto tecnológica como regulatoria que favorezca esta tecnología.

9 Agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra

9.1 Contexto y comportamiento histórico

El sector Agricultura, Silvícola 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 las absorciones y emisiones (INECC, 2018a). El INECC estimó que en 2019 AFOLU tuvo emisiones netas de -61.13 millones de toneladas de CO_2e, es decir, el sector absorbe más de lo que emite. Las absorciones del sector se estimaron en -219.42 millones de toneladas de CO_2e. Según el Inventario, desde el año 2000, las absorciones se mantuvieron prácticamente uniformes a lo largo de 25 años, con un decremento (-2.25%) entre 2000 y 2019(SEMARNAT-INECC, 2022) . El potencial de mitigación actual del sector AFOLU a nivel nacional es de alrededor del 20 por ciento de las emisiones anuales, pero si los esfuerzos de mitigación que se dirigen hacia este sector incrementan, podría crecer hasta el 25 por ciento (Pye y Bataille, 2016).

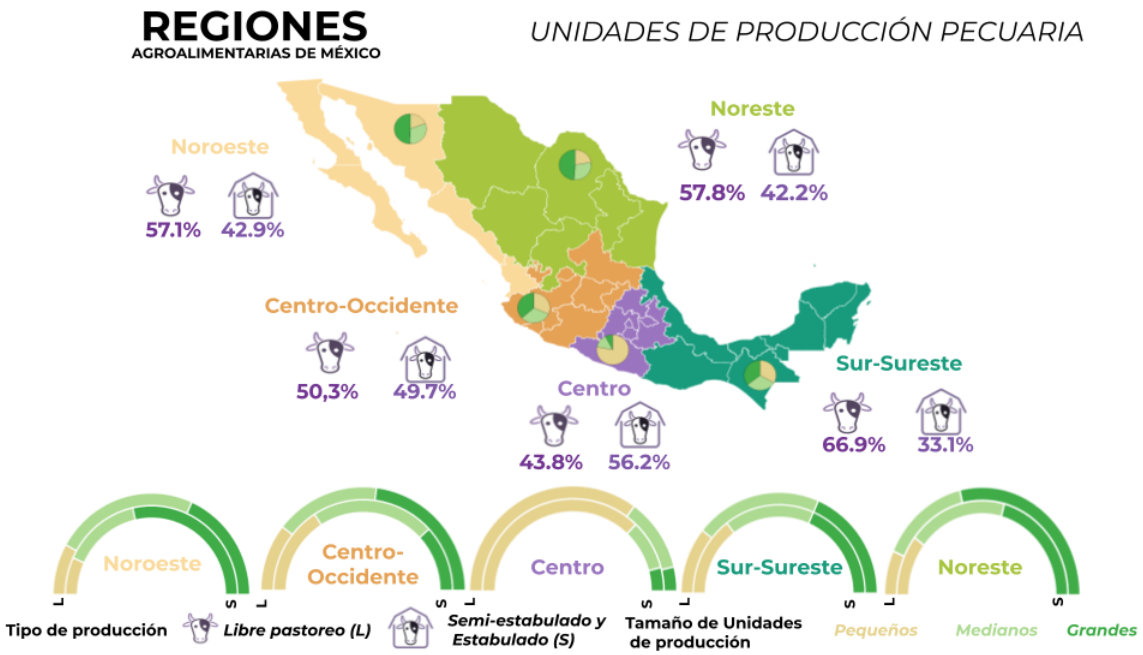
Existen múltiples retos asociados a la modelación del sector AFOLU que se derivan de incertidumbres sobre los fenómenos que tienen un fuerte impacto sobre la dinámica territorial que se refleja en las tasas de cambio de uso de suelo y vegetación, por ejemplo: crecimiento de la población, crecimiento económico, cambios culturales, cambio en los precios internacionales de mercancías, demanda internacional de productos agropecuarios, uso de tecnologías y prácticas eficientes, variedad de ecosistemas, tasas de fotosíntesis, descomposición, nitrificación o desnitrificación. El 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 y dificultan la estimación de las emisiones o el potencial de mitigación de políticas públicas y acciones sin una posible sub o sobreestimación.

Al mismo tiempo, existen vínculos con agendas de desarrollo sostenible que pueden ser impactadas por las acciones de descarbonización en el sector. Por ello el reciente reporte del Panel Intergubernamental del Cambio Climático, la evaluación de la biodiversidad de la Plataforma Intergubernamental Científico-Normativa sobre Diversidad Biológica y Servicios de los Ecosistemas (IPBES, 2019), así como el Acuerdo de París, reconocen que los esfuerzos de mitigación deben ser llevados en un contexto de erradicación de la pobreza, seguridad y disponibilidad alimentaria, trabajo digno y de conservación de la biodiversidad (Calvin *et al.*, 2019). Ante la importancia del sector en las agendas de desarrollo y las incertidumbres de la modelación es necesario incorporar y comunicar de manera transparente los supuestos en que se sustenta la modelación, ya que ayuda a reconocer y entender las virtudes y limitantes de las rutas de descarbonización en el sector.

9.1.1 Subsector pecuario

En el año 2021, México contó con la población pecuaria más alta en la última década: 72.5 millones de cabezas de ganado y 608.5 millones de aves, lo que representa un crecimiento del 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 837.6 mil personas trabajaron en la cría y explotación de especies ganaderas (SIAP, 2021). El subsector pecuario es el segundo más importante del sector primario y se desarrolla a lo largo del territorio nacional de manera heterogénea (Figura 64). La región con mayor volumen de producción es la Centro Occidente, que concentra el 38% del total de la producción nacional. La región Sur Sureste concentra el 22% y la Noreste el 16%. Las grandes y medianas unidades de producción pecuaria, mayores a 100 y entre 30 a 100 unidades animales, respectivamente, se concentran en la región Sur Sureste, lo que representa el 24.57% de las unidades de producción en el país. Por otro lado, en la región Centro se ubica el 42.82% de las unidades de producción pequeñas, lo que representa el 17.11% del total nacional de las unidades de producción de pequeña escala.

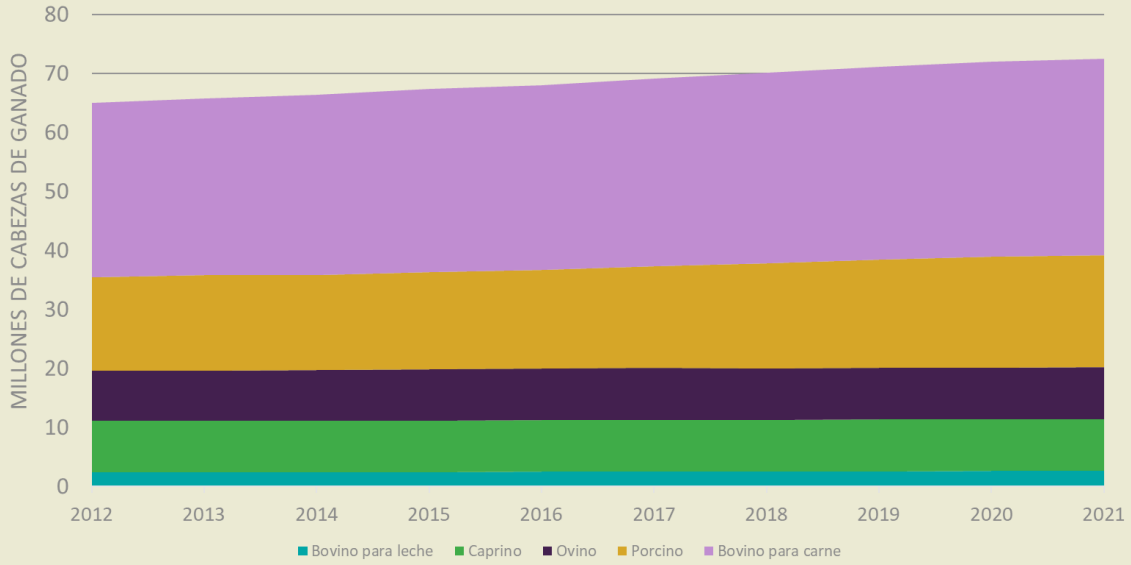
Figura 64. Distribución de las unidades de producción pecuaria en México por tamaño de unidad y tipo de manejo de los animales.



Fuente: elaboración propia con información del Censo Agrícola, Ganadero y Forestal (2007)

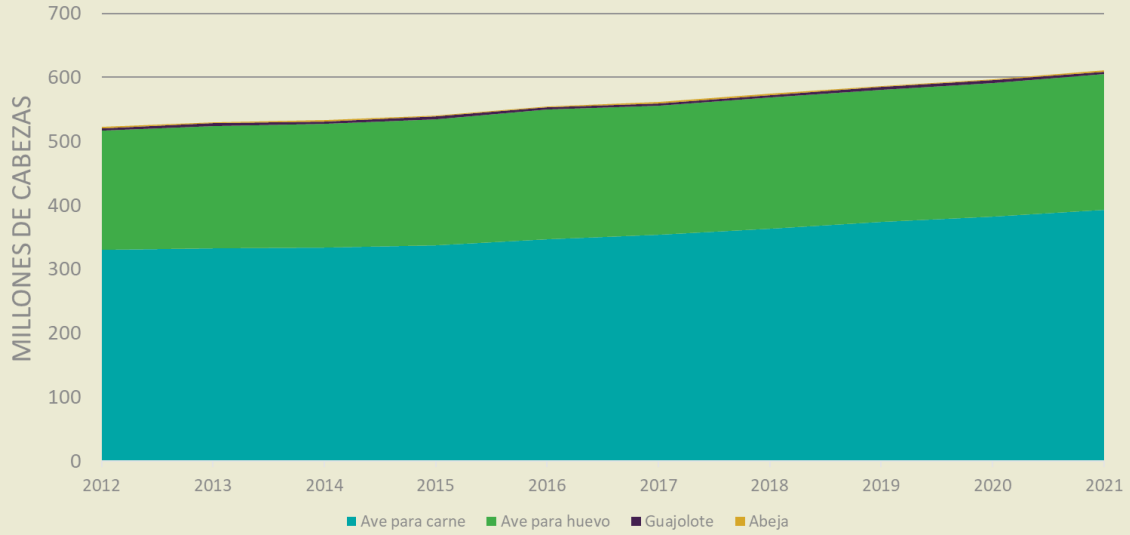
Los bovinos para carne representan el 46% de la población pecuaria, con un crecimiento promedio anual de 1.4%. El ganado porcino comprende el 26.1% de la población ganadera, con el mayor crecimiento promedio anual (2%) (Figura 65). El 64.6% de la población de aves está integrada por aves para carne, seguido de un 34.8% de aves para huevo. El crecimiento de la población de aves ha ocurrido a una tasa del 1.7% promedio anual; la especie/producto con mayor crecimiento anual es aves para carne (+2% promedio anual) y 1.4% promedio anual en aves para huevo (Figura 66).

Figura 65. Población pecuaria en México por especie/producto.



Fuente: elaboración propia con información del SIAP (2021).

Figura 66. Población de aves en México por especie/producto.



Fuente: elaboración propia con información del SIAP (2021).

La producción de aves es la segunda más importante (36% de la producción total) y sus principales productos son carne, ganado en pie y huevo para plato. La especie porcina equivale al 16% de la producción total, y la especie ovina al 2%.

La producción de bovinos representa alrededor del 45% de la producción total pecuaria, con la carne, ganado en pie y leche como los productos más

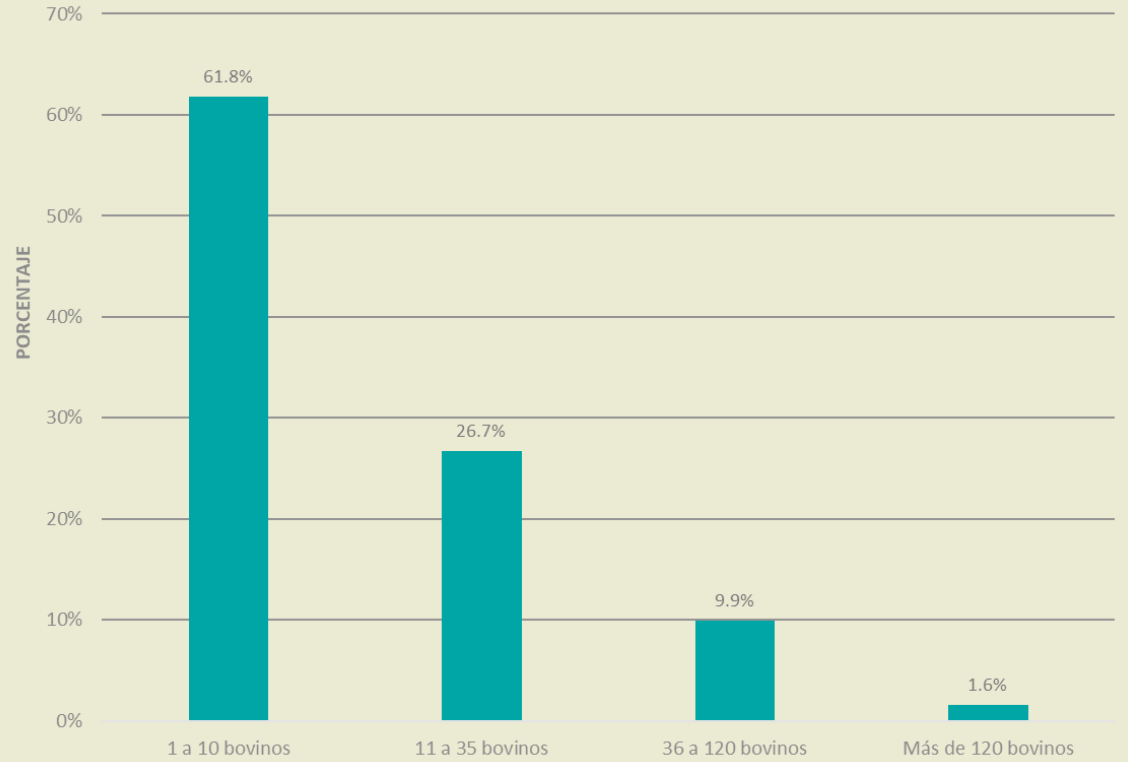
importantes. La ganadería extensiva tiene un alto impacto en el ambiente y el clima debido a los cambios en el uso del suelo, a la deficiente planeación en el manejo de tierras y los inadecuados sistemas de pastoreo, así como por la sobreexplotación de los recursos naturales. Lo anterior propicia altas emisiones de GEI, la degradación de los suelos y la reducción de la biodiversidad por el sobrepastoreo, lo que disminuye la producción de forraje para el ganado, así como la capacidad de carga animal por unidad de superficie.

En 2020 la producción bovina fue de dos millones 79 mil toneladas de carne en canal y 12 mil 554 millones de litros de leche. Además, se exportaron a Estados Unidos un millón 429 mil cabezas de ganado en pie. La producción de becerros es un insumo para la producción de carne; los becerros son producidos en sistemas de pastoreo que se encuentran distribuidos por todo el país y son adquiridos por intermediarios para ser exportados o llevados a corrales de engorda en México para su posterior consumo interno. De acuerdo con la Encuesta Nacional Agropecuaria (ENA), el 60% de las unidades de producción venden los becerros que producen a un intermediario.

En general, los sistemas de producción de becerros se agrupan en tres: 1) sistema vaca-becerro con razas europeas puras de alta calidad de carne, localizados en los estados del norte de México; b) sistema de doble propósito (becerro y leche) con razas de cebú, que se encuentran en los estados del sur-sureste y en Guerrero, Colima y Sinaloa; y 3) sistema vaca-becerro donde predomina el ganado criollo cruzado con razas europeas, que predominan en el centro del país.

Existe un amplio conjunto de productores que tienen sistemas poco tecnificados y una cantidad de vacas menor a 35. En general, este grupo enfrenta factores limitantes de la producción que provocan que el sistema sea ineficiente, con altos costos de manutención del ganado y baja producción de becerro y leche. Una de estas limitantes es la cantidad y calidad de la alimentación mediante pastoreo, que está a merced de las condiciones ambientales. Se estima que el 61.8% de las unidades de producción tienen de uno a 10 bovinos y 26.7% tiene 11 a 35; ambos estratos concentran el 88.5% de las unidades de producción consideradas como pequeños productores (Figura 67).

Figura 67. Distribución de las unidades de producción según número de bovinos.



Fuente: Encuesta Nacional Agropecuaria 2019.

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 y Aguascalientes (1.4 y 1.3 millones, respectivamente).

Figura 68. Volumen de producción de leche en los 7 estados de mayor producción en México.



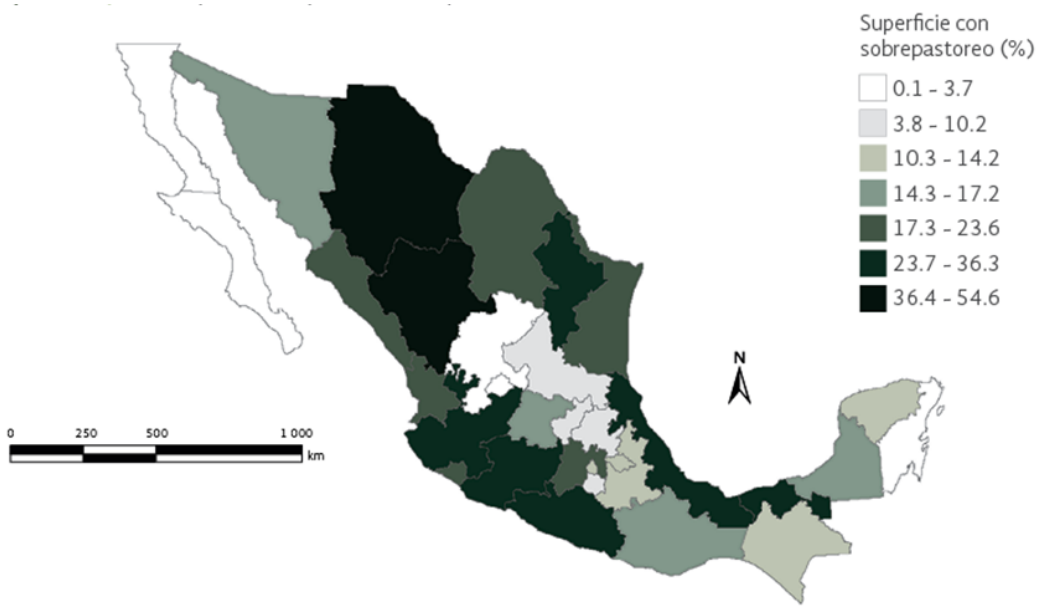
Fuente: Encuesta Nacional Agropecuaria 2014

Los niveles de producción descritos presentan una relación directa entre el estado de los recursos naturales y los índices de productividad ganadera, la cual se manifiesta en los impactos negativos característicos que esta actividad genera sobre la vegetación, el suelo, el agua y la fauna silvestre. La presencia del ganado en pastoreo en los agostaderos, por su comportamiento y consumo de recursos vegetales y agua, así como la infraestructura indispensable en los ranchos (cercos, caminos, fuentes de agua y todas las acciones de manejo para protección y soporte de los animales domésticos), modifican en forma inevitable los procesos ecológicos y alteran la estructura y funcionamiento de las comunidades vegetales así como el flujo de energía y ciclo de nutrientes (CONAZA, 2015, citado por Alcalá Galván et al. 2018).

Una problemática generalizada en el territorio utilizado para la ganadería es el sobrepastoreo. Un análisis realizado por el Instituto Nacional de Ecología (INE-SEMARNAT, 2003) mostró que en varios municipios del territorio nacional el número de cabezas de ganado sobrepasaba la capacidad de carga máxima de sus ecosistemas: el 70% de los matorrales se encontraban sobreexplotados y en proceso de degradación. Según el estudio referido, solamente los matorrales del

occidente de Coahuila, el Desierto de Altar y de la porción central de la península de Baja California no se encontraban sobrepastoreados. Además, el sobrepastoreo afecta al 95% de los pastizales naturales de México que crecen en el norte árido del país. En 2002, la superficie nacional afectada por sobrepastoreo ya alcanzaba poco más de 47.6 millones de hectáreas (24% de la superficie nacional), alrededor del 43% de la superficie dedicada a la ganadería en el país (Figura 69) (SEMARNAT, 2003).

Figura 69. Sobrepastoreo por entidad federativa en 2002.



Fuente: SEMARNAT (2016).

9.1.2 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 del 3.4% al PIB (Banco Mundial, 2019) y se estima que 5.4 millones de mexicanos trabajan en actividades agrícolas, lo que equivale casi al 10% de la población económicamente activa ocupada.

Es importante resaltar que, de forma similar a otros sectores y subsectores, la distribución de personas trabajadoras del sector agrícola evidencia una brecha de género. De acuerdo con Data México, en el primer trimestre del 2022, el 89% de la población ocupada en actividades agrícolas fueron hombres y el 11% mujeres. Los rangos de edad con mayor representación en el sector son hombres entre los 45 y 54 años y mujeres entre los 35 y 44 años. En cuanto a escolaridad, los años promedio de estudio son 6.36, para trabajadoras agrícolas y 6.4 para trabajadores agrícolas (Gobierno de México, 2022).

La producción agrícola nacional resulta de dos grandes tipos de cultivos: cíclicos y perennes. Por un lado, los cultivos cíclicos son aquellos en los que se cosecha el fruto en menos de 12 meses después de la siembra y requieren de una nueva siembra para una nueva cosecha (SADER, 2016). En año agrícola 2021 los cultivos cíclicos de mayor producción fueron el maíz grano blanco (24,235,821.5 toneladas), la nochebuena (17,339,723.3 toneladas) y maíz forrajero en verde (17,250,123.3 toneladas) (Figura 70) (SIAP, 2021).

Figura 70. Cultivos cíclicos con mayor producción en el 2021.

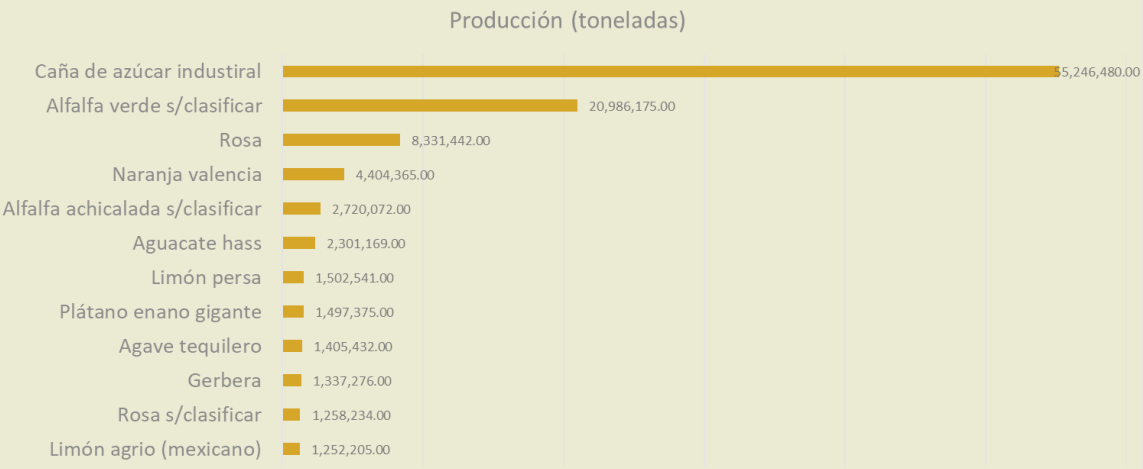


Fuente: elaboración propia con información del SIAP (2021).

Por otro lado, los cultivos perennes se caracterizan por requerir más de 12 meses para su crecimiento antes de poder obtener el fruto, pero una vez establecida la plantación, se obtienen varias cosechas (SADER, 2016). En año agrícola 2021 los cultivos perennes de mayor producción fueron la caña de azúcar industrial

(55,246,480.5 toneladas), la alfalfa verde (20,986,175 toneladas) y la rosa (8,331,442.1 toneladas) (Figura 71) (SIAP, 2021).

Figura 71. Cultivos perennes con mayor producción en el 2020.



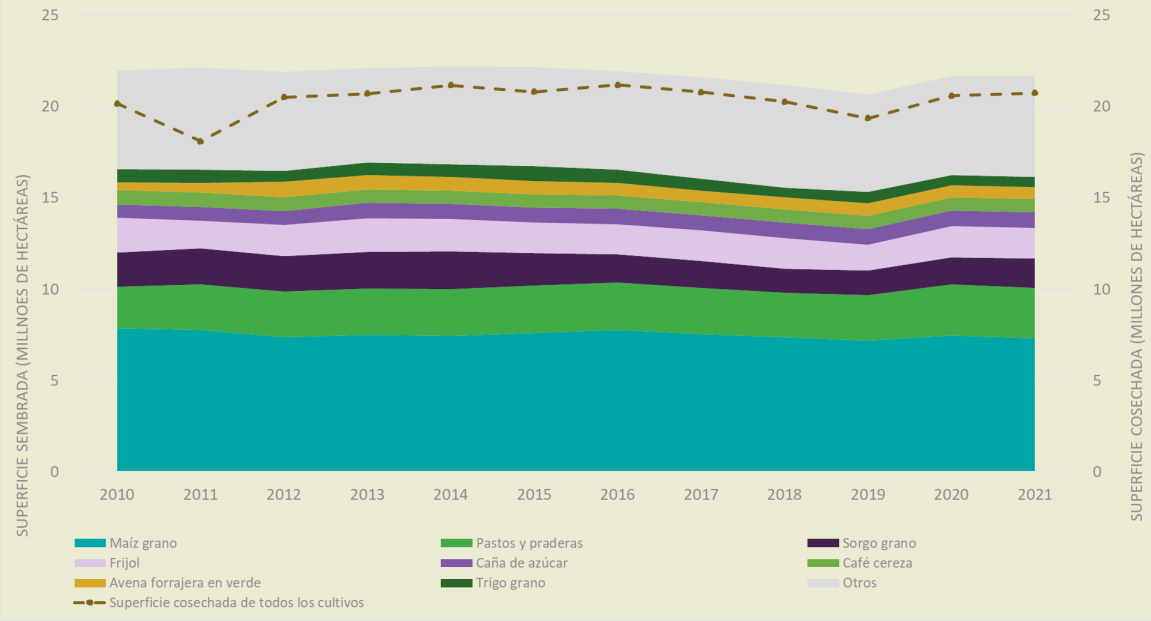
Fuente: elaboración propia con información del SIAP (2021).

En el año agrícola 2021, 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[32]. La superficie agrícola sembrada ha presentado una tasa promedio anual de -0.9% en la última década, 2.5 millones de hectáreas de diferencia respecto al 2010 (SIACON, 2021). De los cerca de 300 tipos de productos agrícolas producidos en México, ocho cultivos representan al menos el 60% de la superficie sembrada: maíz grano, pastos y praderas, frijol, sorgo grano, café cereza, caña de azúcar, avena forrajera en verde, trigo grano (Figura 72). Tan solo en 2021, el cultivo maíz grano representó el 27.7% de la superficie sembrada.

La superficie bajo riego (que utiliza herramientas para humedecer el suelo sin importar la época del año) abarcó cerca del 21% de la superficie sembrada y generó alrededor del 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.

[32] Conjunto de terrenos que al momento de la actualización tienen actividad agrícola, así como los que la tuvieron en los últimos cinco años, y que por distintas causas se encuentran en descanso (SIAP, 2021).

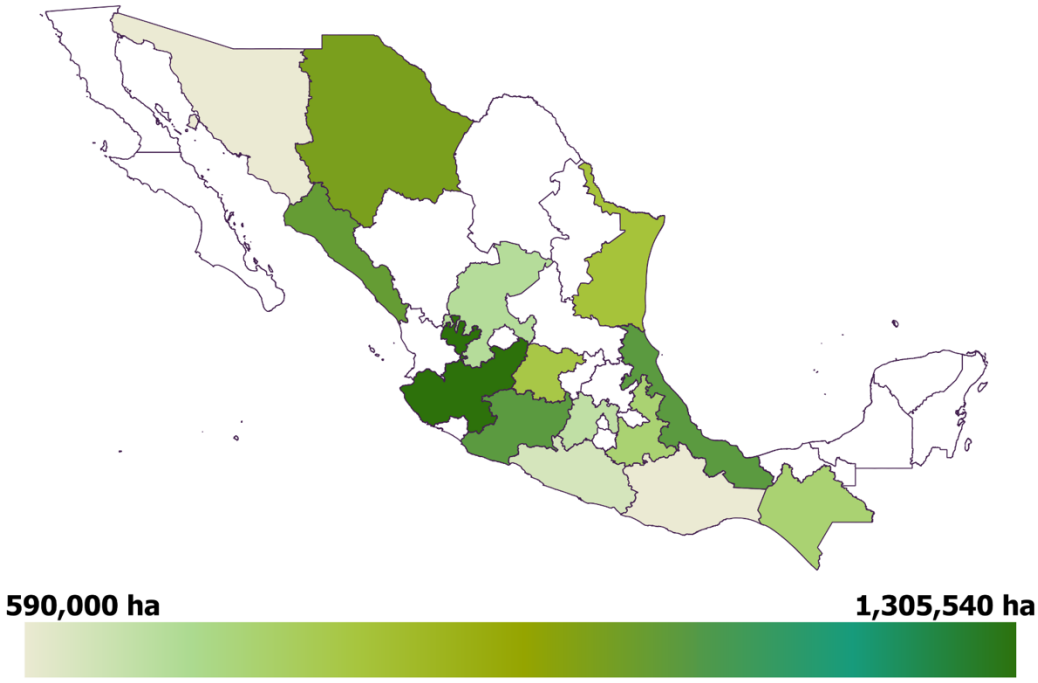
Figura 72. Superficie sembrada en México por cultivo.



Fuente: elaboración propia con información del SIACON (2021).

En el año agrícola 2019, la producción a nivel nacional aumentó en 195 mil toneladas respecto al 2010, al igual que el porcentaje de superficie fertilizada respecto a la superficie sembrada, que pasó de un 60% a un 71.8 % (INECC, 2022). En la Figura 73 se observa que 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. Cuando el fertilizante es volatilizado o lixiviado también contribuye como fuente de emisión. Asimismo, en la práctica, la aplicación de fertilizantes se realiza sin tomar en cuenta el tipo de suelo, manejo e historial, y existe un uso excesivo de nitrógeno del cual se desperdician una de cada tres toneladas que se aplican en campo (Cárdenas, 2018).

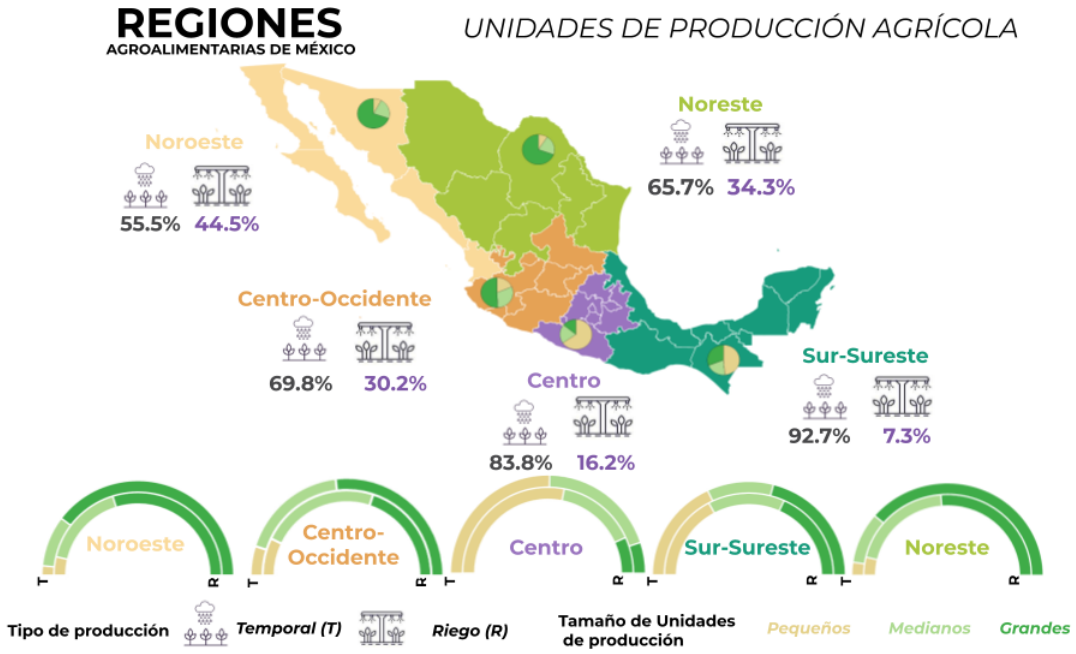
Figura 73. Superficie nacional fertilizada.



Fuente: elaboración propia con información del SIAP (2019).

El subsector agrícola se desarrolla de manera heterogénea a lo largo del territorio nacional (Figura 74). El 74.8% de las unidades de producción son superficies menores a 5 hectáreas y sólo el 5.8% tiene más de 20 hectáreas. Además de las diferencias en superficie, se presentan características propias de cada región, por ejemplo, el 42.74% de las unidades de producción de temporal mayores a 20 hectáreas se encuentran en la región Sur Sureste, mientras que en la región Centro se encuentran el 79.56% y 61.79% de las unidades pequeñas y medianas, respectivamente, de producción agrícola bajo riego. Adicionalmente, la región Centro tiene un mayor uso de fertilizantes y la región Noreste presenta un menor uso; no obstante, la tendencia es que los productores de gran escala tienden a utilizar una mayor cantidad de fertilizantes respecto a los productores de pequeña escala.

Figura 74. Distribución de las unidades de producción agrícola en México por tamaño de unidad y régimen hídrico.

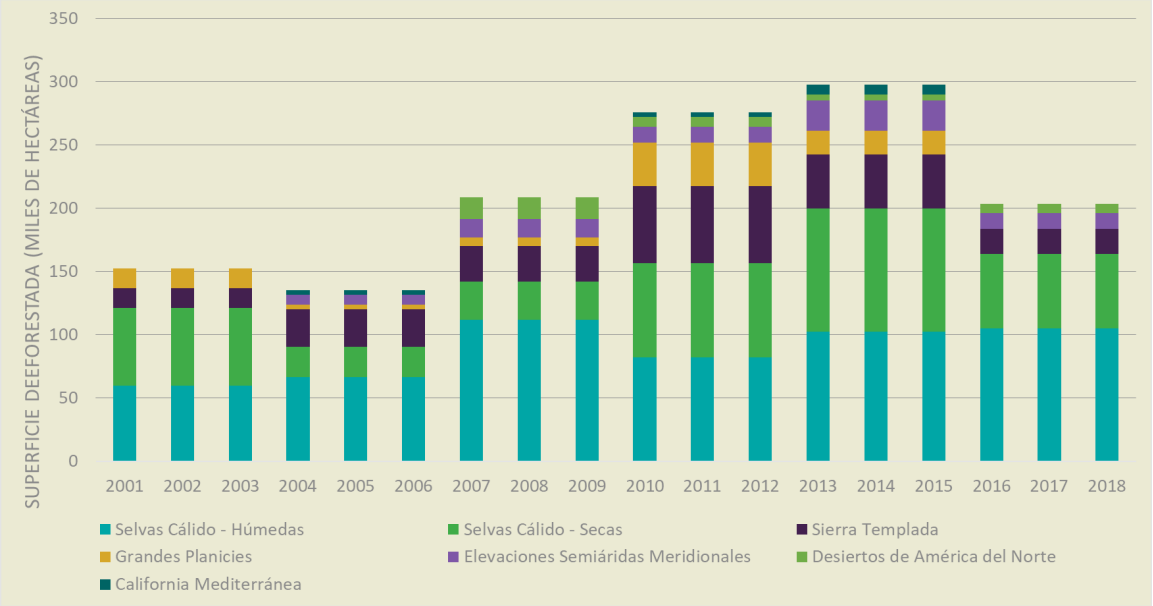


Fuente: elaboración propia con información del Censo Agrícola, Ganadero y Forestal (2007)

9.1.3 Subsector tierras forestales

México cuenta con una diversidad de ecosistemas naturales y transformados, de los cuales las tierras forestales representan el 65.5% de la superficie terrestre nacional (194.4 millones de hectáreas), incluyendo vegetación hidrófila y matorrales; y 34.4% corresponde a tierras forestales arbóreas (bosques y selvas) (INEGI, 2018c). 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 el 68.6% de la deforestación ocurre en las ecorregiones Selvas Cálido-Húmedas y Selvas Cálido-Secas (Figura 75). El 94.5% de la deforestación fue una transición de tierras forestales a pastizales y a tierras de cultivo, 74.3% y 20.2%, respectivamente (CONAFOR, 2020a).

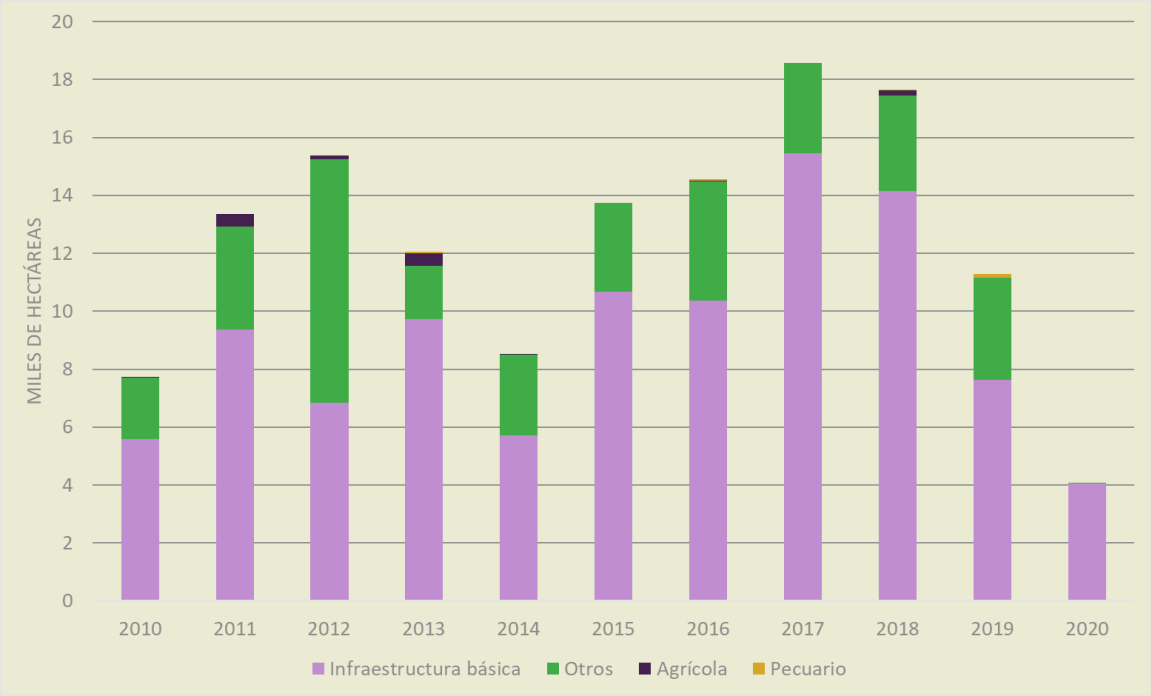
Figura 75. Superficie de tierras forestales y otras tierras en el territorio nacional.



Fuente: elaboración propia con información de la CONAFOR (2020a).

La autorización para cambio de uso de suelo en tierras forestales ha incrementado en las últimas dos décadas, siendo el año 2017 con la 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 (Figura 76). Sin embargo, la superficie autorizada para cambio de uso de suelo en tierras forestales sólo representó el 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).

Figura 76. Superficie autorizada para cambio de uso de suelo en tierras forestales.



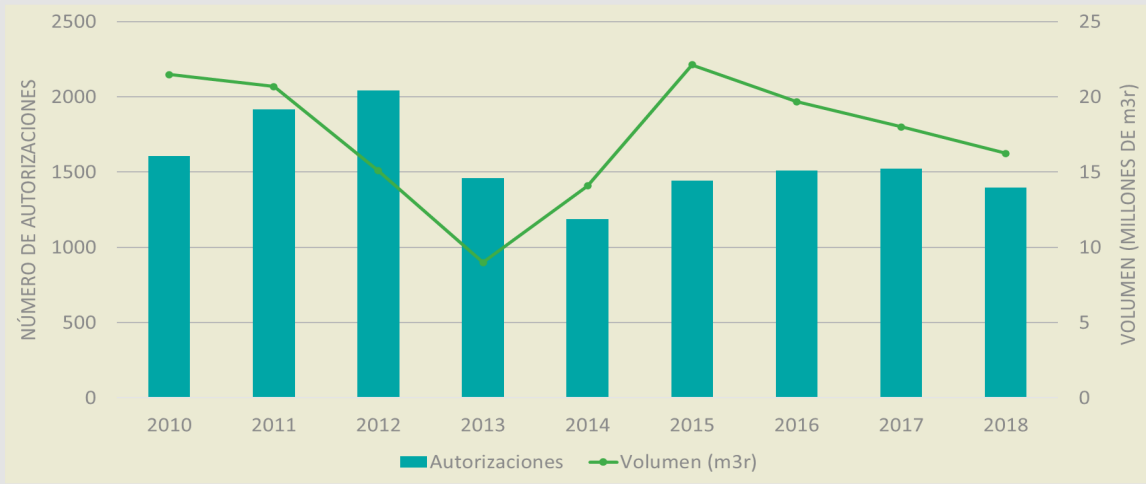
Fuente: elaboración propia con información de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, Dirección General de Gestión Forestal y de Suelos (2021).

La equivalencia de la superficie a compensar por el cambio de uso de suelo depende del tipo de ecosistema, el estado de conservación de la vegetación, la presencia de flora o fauna en alguna categoría de riego, los servicios ambientales que se afectan, la presencia del proyecto en áreas de conservación, las características de la actividad u obra, la afectación a los recursos suelo/vegetación y el beneficio local o regional. En México se ha compensado 3.6 veces la superficie autorizada para el cambio de uso de suelo y los estados que por estos criterios compensan mayor superficie relativa son Tabasco, Ciudad de México y Nayarit (SEMARNAT, 2021).

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 (m^3r). El estado de Durango es el que presenta mayor número de autorizaciones durante este periodo (2,323) y el que cuenta con el mayor volumen (54.86 millones de m^3r). La producción maderable en este periodo fue de 58.8 millones de m^3r, con un promedio anual de 6.5 millones de m^3r (Figura 77). En cuanto al grupo de especies, la categoría de *tropicales: maderas comunes*

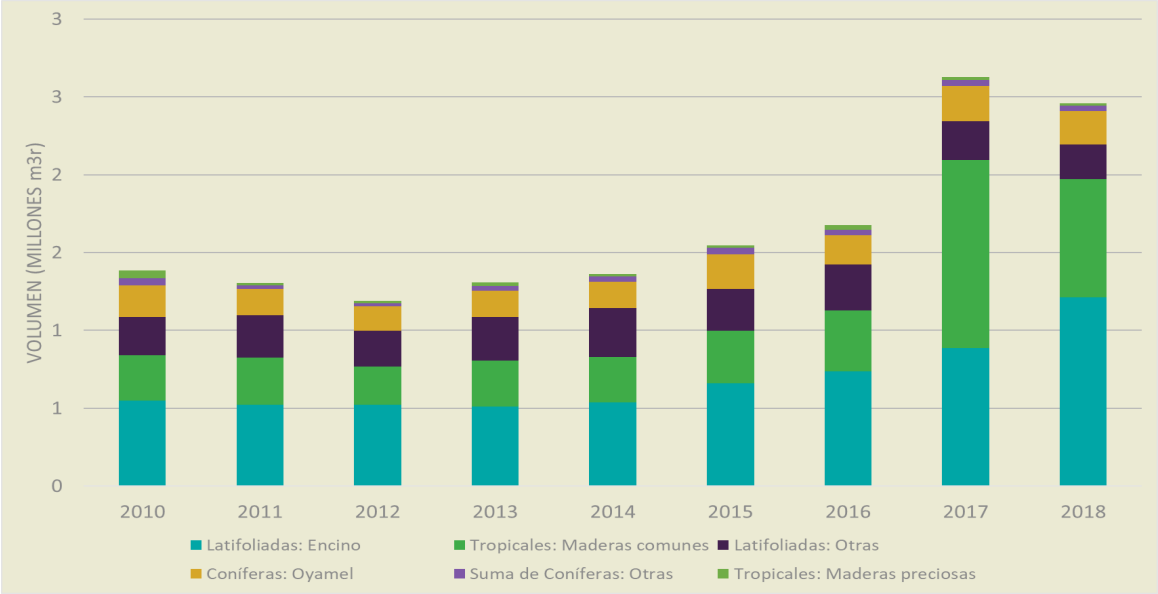
corresponde al mayor aprovechamiento en el territorio nacional (10.6 millones de m^3r), seguido por *coníferas: oyamel* (6.0 millones de m^3r) y *latifoliadas: otras* (5.3 millones de m^3r) (Figura 78). El 68.4% de la producción es para escuadría, 9.5% para celulosa y 6.8% para carbón (SEMARNAT, 2021). La gestión de los ecosistemas forestales depende del contexto social, cultural, económico y de las características de la población; las personas hacen uso y dependen de los ecosistemas forestales de manera diferenciada. En México, de los 4.2 millones de ejidatarios y comuneros, 19.8% son mujeres. Al no ser propietarias de la tierra, no pueden acceder a programas de equipamiento, infraestructura, créditos, apoyos económicos por subsidios.

Figura 77. Autorizaciones y volumen (m^3r) para el aprovechamiento forestal maderable anual.



Fuente: elaboración propia con información de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, Dirección General de Gestión Forestal y de Suelos (2021).

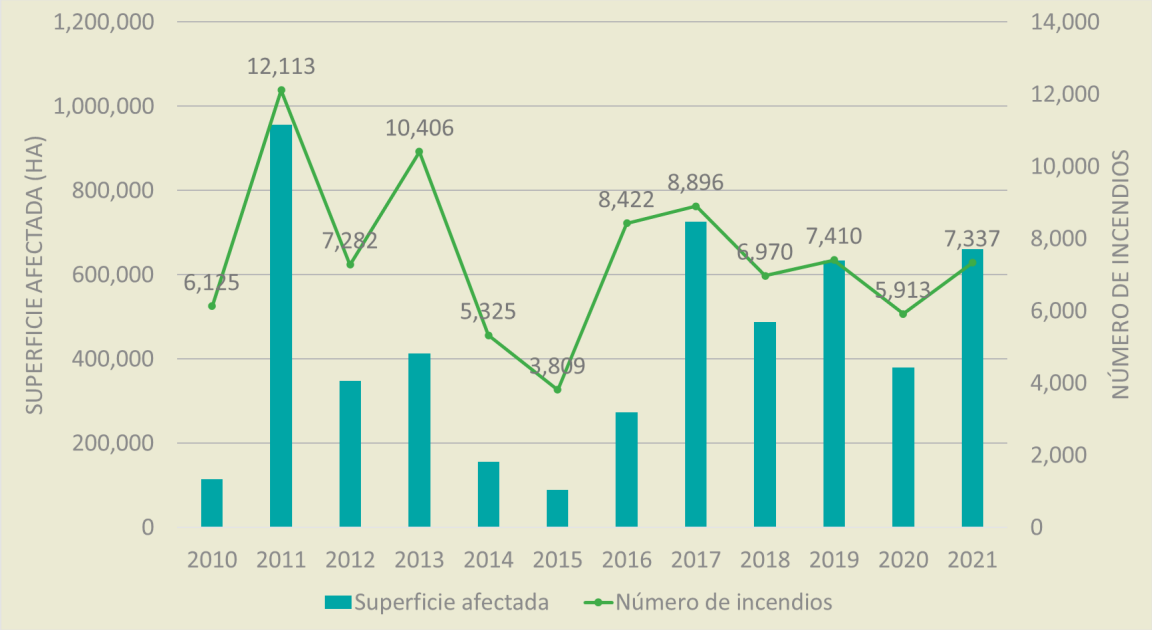
Figura 78. Aprovechamiento forestal maderable por grupo de especies.



Fuente: elaboración propia con información de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, Dirección General de Gestión Forestal y de Suelos (2021).

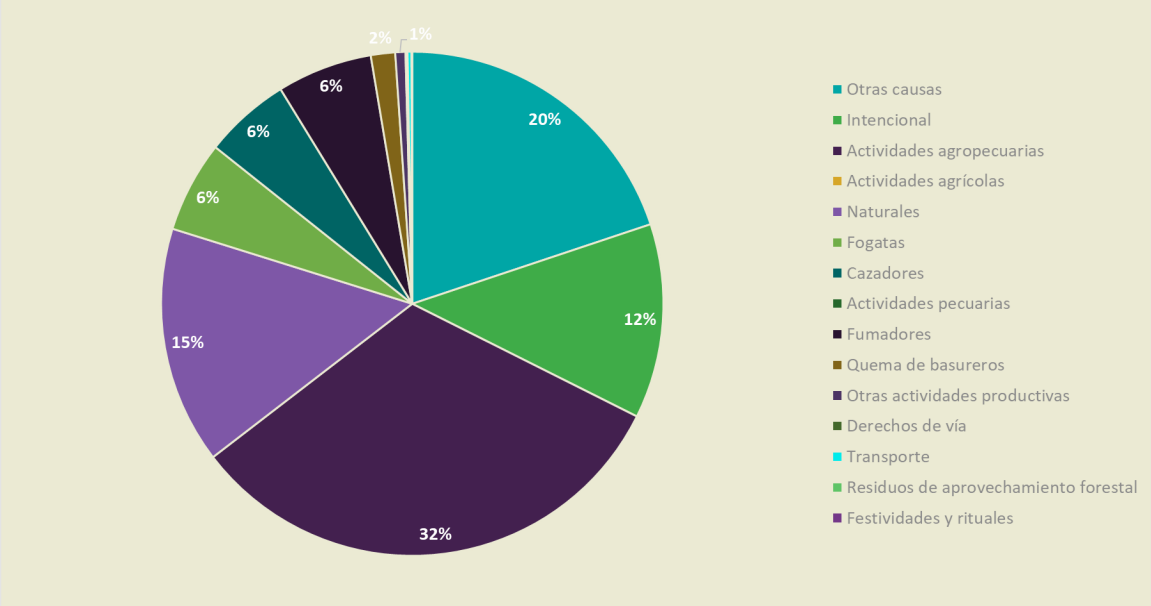
En cuanto a incendios forestales en la última década, México registró un promedio anual de 7,501 incendios en el territorio nacional con una superficie afectada de 436,413 ha/año (Figura 79). Los estados que en el periodo del 2010 al 2021 registraron mayor superficie afectada por incendios fueron Jalisco (50,377.67 ha/año), Chihuahua (49,940.83 ha/año), Sonora (43,015.83 ha/año) y Coahuila (42,756.25 ha/año). El 60.8% de la superficie afectada sucedió en un estrato de vegetación herbáceo y el 32.9% en el estrato arbustivo. Los estados donde los incendios han impactado más los estratos arbóreos son Chihuahua, Durango y Oaxaca. Sólo el 7.4% tiene como origen causas naturales, el 29.3% tiene como origen otras causas, el 28.8% está asociado a las actividades agrícolas, agropecuarias y pecuarias y el 14.8% a una causa intencional (Figura 80).

Figura 79. Número de incendios y superficie afectada por incendios en México.



Fuente: elaboración propia con información de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, Dirección General de Gestión Forestal y de Suelos (2021).

Figura 80. Causas principales de los incendios registrados entre 2013 y 2018.

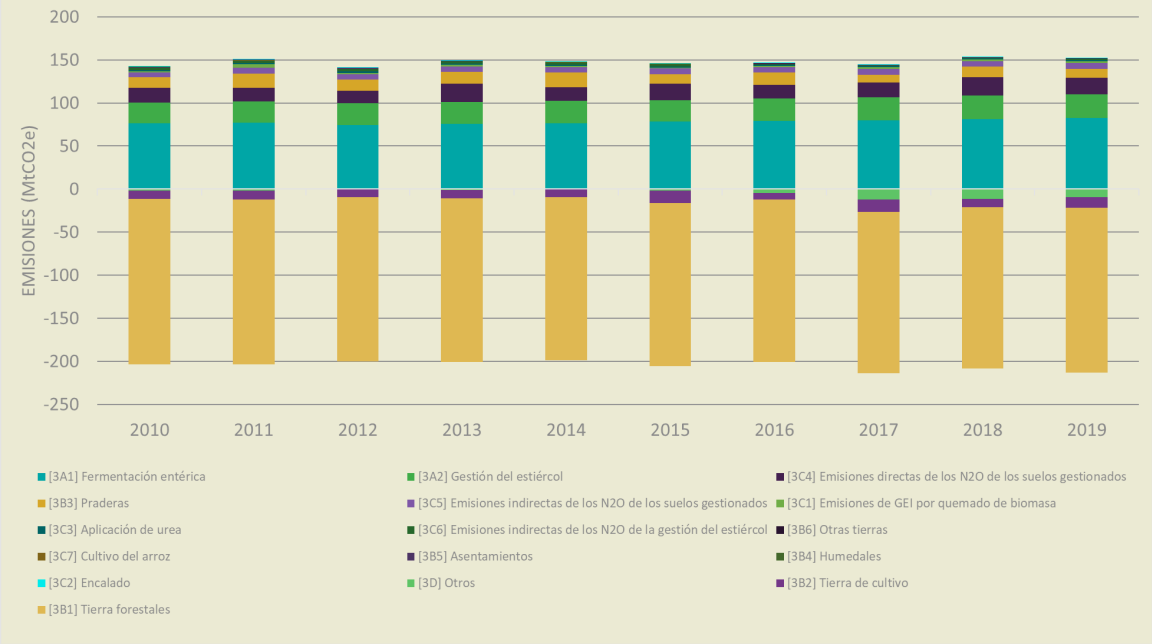


Fuente: elaboración propia con información de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, Dirección General de Gestión Forestal y de Suelos (2021).

9.1.4 Emisiones

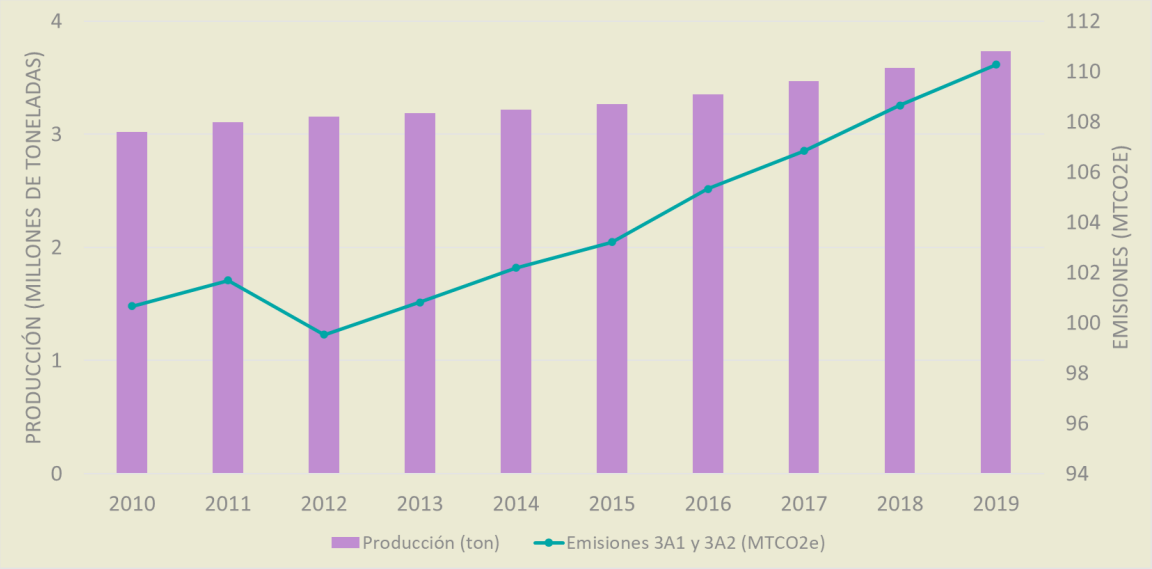
Las emisiones de GEI derivadas de las actividades del sector AFOLU han incrementado paulatinamente en la última década (Figura 81). Este crecimiento se debe principalmente a las actividades de producción pecuaria, que han registrado una tasa de crecimiento constante de las emisiones del 1% promedio anual. En la Figura 82 se visualiza una tendencia de crecimiento entre las emisiones de CO_2e de fuentes provenientes del sector pecuario (fermentación entérica y gestión del estiércol) y la producción en toneladas de los productos cárnicos provenientes de ganado bovino, porcino, ovino y caprino. Las emisiones del sector pecuario pasaron de 100.7 $MtCO_2e$ en el 2010 a 110.3 $MtCO_2e$ en el 2019.

Figura 81. Evolución de las emisiones de GEI del sector AFOLU por fuente.



Fuente: elaboración propia con información de SEMARNAT-INECC (2022).

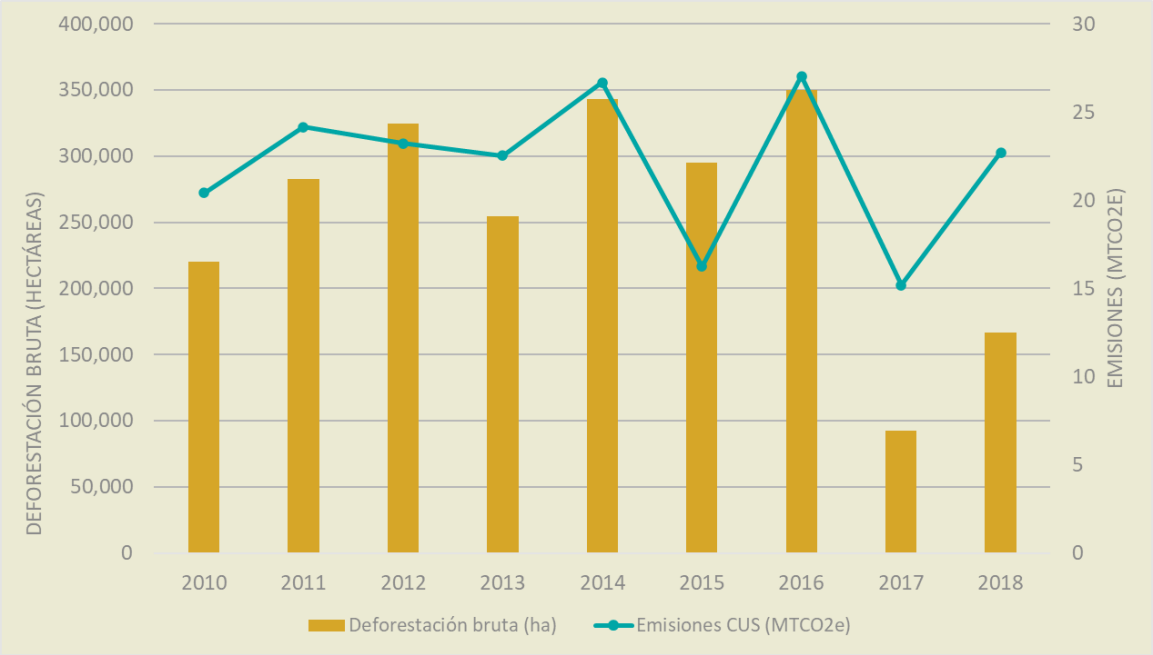
Figura 82. Evolución de emisiones por fermentación entérica (3A1) y gestión del estiércol (3A2) y producción de carne (bovino, porcino, caprino y ovino).



Fuente: elaboración propia con información de SIACON (2021) y SEMARNAT-INECC (2022).

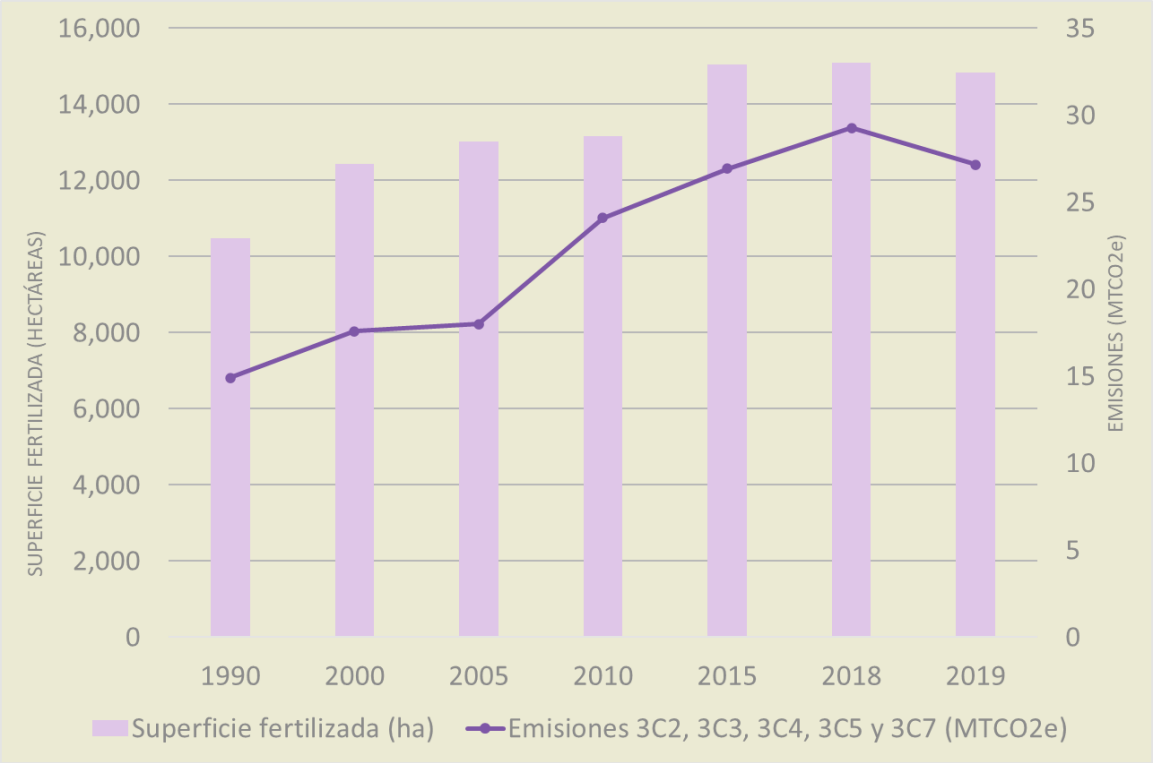
Por su parte, las emisiones por cambio de uso de suelo se caracterizan según los tipos de ecosistemas deforestados (Figura 83). Las provenientes de fuentes agregadas y fuentes de emisión no CO_2 de la tierra dependen de los cambios en la aplicación de nitrógeno en los suelos agrícolas, en especial de los cultivos con mayor superficie sembrada y fertilizada (maíz, trigo, sorgo, soya y caña de azúcar) (Figura 84). Aunque las absorciones totales se han mantenido constantes en la última década, las absorciones por tierras forestales que permanecen como tal (3B1a) mantienen una tasa de reducción del -0.12%. Esta pérdida es compensada por las absorciones registradas en tierras convertidas a tierras forestales y en tierras de cultivo que permanecen como tal, así como en productos de madera recolectada.

Figura 83. Evolución de emisiones por cambio de uso de suelo: tierras convertidas a tierras de cultivo (3B2b), tierras convertidas en praderas (3B3b), tierras convertidas en humedales (3B4b), tierras convertidas en asentamientos (3B5b), tierras convertidas en otras tierras (3B6b) y deforestación bruta.



Fuente: elaboración propia con información de CONAFOR (2020) y SEMARNAT-INECC (2022).

Figura 84. Evolución de emisiones por encalado (3C2), Aplicación de urea (3C3), emisiones directas de los N_2O de los suelos gestionados (3C4), emisiones indirectas de los N_2O de los suelos gestionados (3C5) y cultivo del arroz (3C7) y producción agrícola.



Fuente: Elaboración propia con información de SIACON (2021) e INECC (2022).

9.2 Línea base

9.2.1 Supuestos

El escenario de línea base sigue la tasa de crecimiento poblacional del Consejo Nacional de Población, bajo la cual México alcanza los 137.9 millones de habitantes en 2030. 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.

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/m^2.

9.2.1.1 Aforestación y reforestación

Para el periodo entre el año base y el año 2024 se considera la obtención del 60% del área objetivo del programa Programa Nacional Forestal (PRONAFOR), así como el área considerada dentro del programa Sembrando Vida. Para el periodo posterior a 2024, 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. Por su parte, las áreas protegidas se mantienen constantes y representan un 14% del área total nacional.

9.2.1.2 Productividad agrícola y ganadera

La productividad agrícola de los cuatro cultivos más importantes (maíz, frijoles, trigo y sorgo) siguen la tendencia nacional histórica observada entre 2000 y 2010. Esto significa, por ejemplo, que el incremento anual en productividad del maíz será de 0.076 toneladas por hectárea. Por su parte, se estimó que las pérdidas posteriores a la cosecha y durante el transporte rondan el 10% del producto, aunque no existen datos oficiales nacionales ni regionales sobre este rubro. Para efectos de la balanza comercial y la evolución proyectada de productos agropecuarios se consideró que el país tiene cierta capacidad de reconversión productiva hacia productos de alto valor de exportación.

La productividad pecuaria seguirá la tendencia histórica observada entre 2000 y 2010 para el ganado para carne, ganado para leche, puerco, pollo y huevos, asumiendo que se mantiene una continuidad en las prácticas. La carga pastoril ganadera corresponde a la densidad de pastoreo reportada en México y tiene un incremento constante anual basado en tendencias históricas.

9.2.1.3 Dieta humana

Para el año 2030, el consumo alimentario energético per cápita es de 2,288 kilocalorías al día, de acuerdo con Castellanos-Gutiérrez et al. (2021) La composición alimentaria es como sigue:

Tabla 35. Composición alimentaria a 2030.

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**

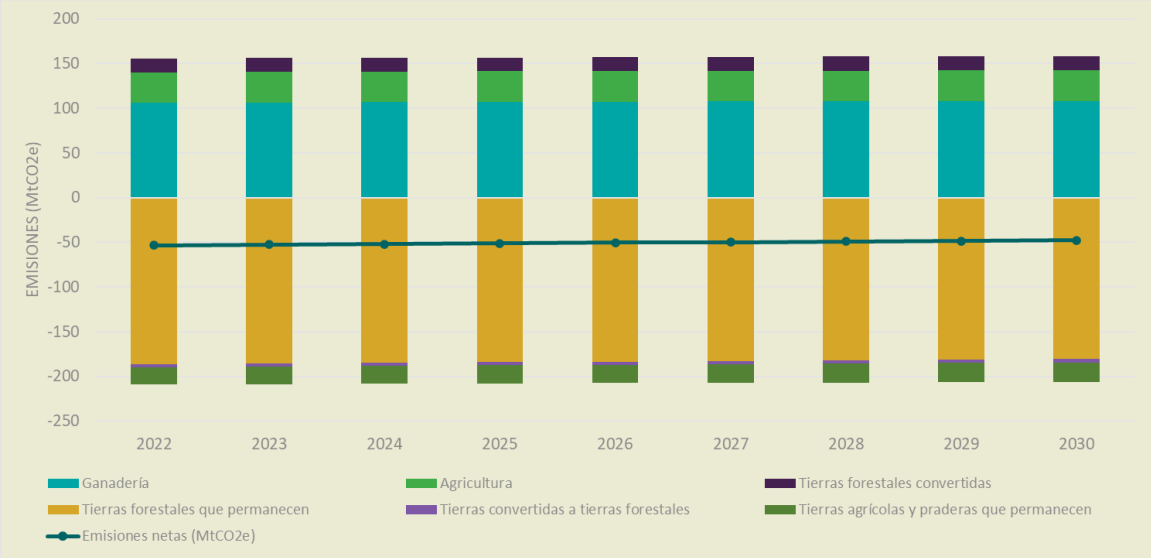
Fuente: Castellanos-Gutiérrez et al (2021).

Para establecer la cantidad de alimentos desperdiciados se utilizaron datos para Latinoamérica de la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO), con un rango entre 4% y 19% dependiendo del tipo de alimento.

9.2.2 Emisiones

Las emisiones de la línea base ocurren en los rubros de agricultura, ganadería, expansión territorial y la captura se produce por regeneración y reforestación. La captura se expresa como emisiones negativas y las emisiones en términos positivos. La Figura 84 muestra el total neto entre emisiones y la captura. Las emisiones se presentan en periodos quinquenales y el año base es 2020, con las emisiones de 2010 y 2015 correspondientes a las reportadas en el INEGyCEI (SEMARNAT-INECC, 2022).

Figura 85. Proyección de emisiones por subsector (AFOLU).



Fuente: elaboración propia con información de SEMARNAT-INECC (2022).

9.3 Medidas de mitigación

En esta sección se recogen todas las medidas de mitigación identificadas para el sector AFOLU, su definición, principales características e impactos en las emisiones nacionales. Las medidas de mitigación se agrupan en siete estrategias temáticas:

1. Restauración de ecosistemas forestales
2. Protección de las tierras forestales
3. Aumento sostenible de la productividad agrícola
4. Aumento sostenible de la productividad pecuaria
5. Reducción en desperdicio y pérdida de alimentos
6. Protección del fondo marino
7. Medidas habilitadoras

9.3.1 Restauración de ecosistemas forestales

9.3.1.1 Incrementar la superficie de tierras forestales y plantaciones bajo manejo sostenible: en tierras degradadas

9.3.1.1.1 Línea de acción: tierras no forestales a tierras forestales bajo manejo sostenible tecnificado de ciclo largo

Como resultado de una larga historia de uso intensivo de la tierra y la recurrencia de incendios, el 90.7% del territorio nacional presenta algún grado de degradación y el 60% es afectado por la desertificación (Kaswamila et al., 2016). Esta degradación ha mermado la diversidad de especies establecidas en los ecosistemas, incluso componentes abióticos como el suelo y su fertilidad (Vilagrosa et al., 1997). 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., 2018).

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 podrían desempeñar un papel fundamental en la intensificación de los esfuerzos tendentes a la restauración de paisajes tropicales (Brancalion et al., 2012). Sin embargo, 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. Además, 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 las plantaciones (Vilagrosa et al., 1997).

9.3.1.2 Incrementar la superficie de restauración de tierras degradadas o deforestadas

9.3.1.2.1 Línea de acción: reforestación o aforestación

9.3.1.2.2 Línea de acción: restauración ecológica

9.3.1.2.3 Línea de acción: regeneración natural asistida

Las actividades productivas, en particular las agrícolas y pecuarias, han acentuado los procesos de cambio en el uso del suelo en diversas regiones de México,

generando un impacto sinérgico entre el cambio climático, la sobreexplotación de tierra y el agua. Esta sobreexplotación de la tierra incide en la erosión hídrica y eólica lo cual reduce la fertilidad del suelo y en la salud de los ecosistemas forestales (Pontifes et al., 2018; Arroyo, 2022). De acuerdo con los reportes oficiales, el 90.7% del territorio nacional presenta algún grado de degradación y el 60% es afectado por la desertificación (Kaswamila et al., 2016). La desertificación y degradación no sólo es un tema ambiental y climático, sino que está directamente relacionado con la pobreza y el desarrollo sostenible de las poblaciones. En este contexto, la Comisión Nacional Forestal declaró en 2016 9,504,100 ha con extrema prioridad dentro de los Sitios Prioritarios para la Restauración.

En los últimos 60 años la principal respuesta institucional para combatir la degradación ha sido la reforestación (Ceccon et al., 2015). Sin embargo, la restauración de las tierras forestales en países de alta diversidad y multiculturales como México presenta consideraciones no sólo de índole ecológico sino también del trabajo en conjunto con las poblaciones que en ellas habitan (Lindig-Cisneros, 2010). Entre 2002 y 2014, las entidades que registraron mayor tasa anual de degradación en la vegetación natural fueron Guerrero (2.31%), Colima (1.99%), Yucatán (1.73%), Aguascalientes (1.68%) y Chiapas (1.61%). En promedio, entre el 2013 y 2018, el esfuerzo institucional en reforestación fue de 167,554 ha/año, con un índice de sobrevivencia promedio de las plantas del 58.86%.

México, al ser parte de la Convención de Lucha contra la Desertificación, se comprometió a detener la degradación de las tierras al 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 costo efectiva de 162,137.14 ha al año, con lo cual contribuiría en 25.44 MtCO2e en la mitigación, es decir, un potencial promedio de 145.03 tCO2e/ha/año. Aunque se estima que la restauración de las tierras forestales tiene un potencial de mitigación más alto, es una medida con altos costos tanto en la implementación como en el mantenimiento (Griscom et al., 2017).

La participación social y de quienes poseen la tierra es indispensable en las acciones de restauración, ya que estas requieren del dialogo y común acuerdo

para mantener las acciones durante períodos prolongados minimizando los impactos económicos al competir con otros usos de la tierra (Cava & Pavón, 2018). Sin embargo, las acciones gubernamentales no integran de manera efectiva la participación social, limitándose a una participación como uso de una fuerza de trabajo local a corto plazo. Los proyectos de restauración en México se diseñan sin un plan nacional a largo plazo y sostenible (Ceccon et al., 2020). Además, el seguimiento y monitoreo es limitado a la duración de los proyectos, en su mayoría de corto plazo, lo que complica determinar el éxito real de las acciones (Baldera et al., 2018; Cava & Pavón, 2018). Estas acciones podrían ser potencialmente integradas a las entidades gubernamentales, solventando las limitaciones de financiación y las complejidades políticas (Baldera et al., 2018).

Por otro lado, para reducir los costos operativos en las acciones de restauración se sugiere determinar el potencial de regeneración natural o priorizar un enfoque de intervención mínima (Martínez-Garza et al., 2021). Sin embargo, el éxito de la regeneración natural se observa en períodos de largo plazo (5 a 10 años) y convencionalmente la sistematización o monitoreo de experiencias se han enfocado en estudios a corto plazo y con mayor enfoque teórico que práctico (Cava & Pavón, 2018). Un número importante de proyectos y experiencias de restauración ecológica no se documentan o sólo se conservan como reportes técnicos, frecuentemente confidenciales y no disponibles (Cava & Pavón, 2018). Esta "ausencia" de conocimiento público perpetua errores en las acciones de restauración desde iniciativas privadas como públicas.

9.3.2 Protección de las tierras forestales

Reducir las emisiones por deforestación y degradación del suelo (acciones conocidas en la jerga climática como REDD+ por su acrónimo en inglés) así como mantener y aumentar sus acervos de carbono es vital para el cumplimiento del Acuerdo de París e indispensable para alcanzar la neutralidad de carbono a mediados de siglo. El marco para REDD+ y el manejo sustentable de los bosques se incluyó en el artículo 5 del Acuerdo de París. Las negociaciones climáticas han facilitado la cooperación entre países para la protección de los bosques considerando un robusto marco de salvaguardas sociales y ambientales, en la COP 26, los líderes de los países reafirmaron su compromiso para detener y revertir la pérdida de bosques y la degradación de la tierra para el año 2030, al

mismo tiempo que ofrecemos un desarrollo sostenible y promovemos una transformación rural inclusiva (Declaración de los líderes de Glasgow sobre los bosques y el uso de la tierra).

La mayoría de los países incluyeron en sus metas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero dentro del Acuerdo de París al sector forestal y de uso de suelo como un área clave para implementar acciones de mitigación y adaptación al cambio climático. México ofreció el compromiso de llegar a una tasa de deforestación neta cero a más tardar en el 2030. Esto representa un reto importante, pues en la última década se han deforestado en promedio 212 mil hectáreas al año (deforestación bruta), siendo las selvas cálido-húmedas y cálido-secas las de mayor pérdida forestal. Más del 90% del cambio de uso de suelo de los bosques se ha dado hacia tierras con pastizales para ganadería y a tierras de uso agrícola (CONAFOR, 2020b). Por esta razón es necesario entender las relaciones que existen entre el sector forestal y el agropecuario.

9.3.2.1 Detener el cambio de uso de suelo ilegal en las tierras forestales

9.3.2.1.1 Línea de acción 1: Detener el cambio de uso de suelo no autorizado

En la Novena Conferencia de las Partes del Convenio sobre la Diversidad Biológica (CDB COP9) celebrada en 2008, México se comprometió a alcanzar la deforestación neta cero para el 2020 (WWF, 2008). Esta meta se ratificó en las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional presentadas por México en 2015 ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, extendiendo el plazo al 2030 (Gobierno de la República, 2015). En la Ley General de Desarrollo Forestal Sostenible y la Ley General de Cambio Climático se expresa la necesidad de crear instrumentos que ayuden a transitar a una tasa de cero por ciento de pérdida de carbono en los ecosistemas originales (Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, 2012; Congreso de la Unión, 2021).

La deforestación neta cero reconoce que parte de la pérdida de ecosistemas forestales podría compensarse con la restauración de estos, es decir, da libertad para el cambio en el uso del suelo. En México, el marco regulatorio permite el cambio de uso de suelo en terrenos forestales siempre que se compense en la cantidad neta, la calidad y la densidad de carbono de los ecosistemas forestales. Las autorizaciones de cambio de uso de suelo en terrenos forestales han ido en

aumento en las últimas dos décadas, pasando de 2,338 ha/año en 1999 a 17,501 ha/año en 2018 (SEMARNAT-INECC, 2022). Pese al aumento, el cambio de uso de suelo de terrenos forestales representa sólo el 8.3% de la tasa anual de deforestación bruta en México, de 212,030 ha/año (CONAFOR, 2020a).

Alcanzar la deforestación neta cero al 2030 implica detener el cambio de uso de suelo ilegal en terrenos forestales. 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 costo-efectivo de 44.96 MtCO2e/año, es decir, un potencial promedio de 264.61 tCO_2e/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.

México necesita invertir cerca de 1,779.25 MXN en un periodo de 11 años por hectárea de tierra forestal para detener la deforestación. Esta inversión 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 no una contradicción entre políticas. Por último, los apoyos destinados a la conservación y aprovechamiento de los recursos forestales deben ser monitoreados y modificar la prelación social en reglas de operación y lineamientos para dirigirse a ecosistemas prioritarios (INECC-PNUD México, 2017).

9.3.2.2 Incrementar la superficie de tierras forestales bajo esquemas de conservación

9.3.2.2.1 Línea de acción: Tierra forestal con estrategia de conservación gubernamental

9.3.2.2.2 Línea de acción: Tierra forestal con estrategia de conservación voluntaria (ADVC o UMA cinegética)

La pérdida de la diversidad biológica y los ecosistemas forestales, por causas antropogénicas, es un problema que se entrelaza con la mitigación al cambio

climático en el sector forestal. El énfasis en las estrategias de conservación a nivel gubernamental se ha centrado en el establecimiento de áreas protegidas. Las áreas naturales protegidas son "zonas… en donde los ambientes originales no han sido significativamente alterados por la actividad del ser humano o que requieren ser preservadas y restauradas…" (Congreso de la Unión, 2022). México cuenta con 185 áreas protegidas de carácter federal con una cobertura del 10.97% de la superficie terrestre nacional (21,499,881 ha) (CONANP, 2022), otro 0.02% está bajo protección estatal y 0.001% bajo protección municipal (SEMARNAT, 2021). Sin embargo, esto no ha frenado la deforestación, por ello se han integrado en las últimas décadas objetivos orientados a la reducción de la pobreza, la diversificación productiva y la cogestión de los recursos naturales, en un intento por conciliar las necesidades de conservación con las de desarrollo (Pineda-Vázquez et al., 2019).

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. Las ADVC son predios, privados o comunes, que por presentar características, elementos biológicos, servicios ambientales o que por su ubicación favorecen el cumplimiento de los objetivos de conservación (Congreso de la Unión, 2022). En México hay 384 ADVC certificadas, las cuales tienen una superficie de 631,743.49 ha (0.003% de la superficie terrestre nacional). Por otro lado, las UMA son "los predios e instalaciones… que operan de conformidad con un plan de manejo… y dentro de los cuales se da seguimiento permanente al estado del hábitat y de poblaciones o ejemplares que ahí se distribuyen" (Congreso de la Unión, 2021). Entre el periodo de 1992 al 2021 se han registrado 13,222 UMA a nivel nacional, las de tipo extensivo acumulan 35,227,270 ha registradas y las intensivas 403,432.2 ha.

Evitar la conversión de tierras forestales es considerada como una de las medidas con mayor contribución costo efectiva en la mitigación al cambio climático. El potencial considerado por Roe et al. (2021), 44.96 $MtCO_2e$/año o 264.61 tCO_2e/ha/año, depende de la implementación de dos medidas: detener el cambio de uso de suelo ilegal en las tierras forestales e incrementar la superficie de tierras forestales bajo esquemas de conservación. En el periodo entre el 2010 - 2019, la permanencia de los ecosistemas forestales contribuyó en promedio al secuestro de 187.27 $MtCO_2e$/año. Las estrategias de conservación son

fundamentales para establecer líneas de gestión de los ecosistemas y un marco normativo para el desarrollo de actividades que aseguren la permanencia de los ecosistemas forestales. En marco del Convenio sobre la Diversidad Biológica, México se comprometió a proteger al menos el 30% de la superficie terrestre nacional con alguna estrategia de conservación al 2030 (meta 30x30).

La adopción real de la meta 30×30 debe acompañarse del fortalecimiento e 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, gestión y bienestar de las poblaciones humanas. Para esto se requiere integrar de manera clara las estrategias de conservación en la agenda pública, asegurando su financiamiento a largo plazo y diferenciando las responsabilidades entre las entidades gubernamentales. El Programa Especial de Cambio Climático 2021-2024 considera como parámetro de seguimiento la superficie terrestre para la captura de carbono conservada o con uso sustentable, sin embargo, no cuenta con una meta para el 2024 y sólo menciona un año base (SEMARNAT, 2021).

La falta de presupuesto, tanto público como privado, para las estrategias de conservación no asegura 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 en la literatura es de ≈270* MXN/ha (McCarthy, 2013). Pese a que estas mencionan objetivos económicos las estrategias de conservación se han quedado tradicionalmente en el sector ambiental, sin transitar al desarrollo de esquemas de negocio que logren consolidar las actividades de conservación y de desarrollo sostenible. La Dirección General de Vida Silvestre cuenta con mecanismos y atribuciones para proveer asistencia técnica y asegurar el seguimiento de las estrategias de conservación (Congreso de la Unión, 2021); sin embargo, la operatividad para realizar estas actividades es ineficientes y si bien se reportan resultados de operación dentro del marco legal, no necesariamente se logran los objetivos de conservación (Pineda-Vázquez et al., 2019).

9.3.2.3 Incrementar la superficie de tierras forestales y plantaciones bajo manejo sostenible

9.3.2.3.1 Línea de acción: Tierras forestales a tierras forestales bajo manejo sostenible

9.3.2.3.2 Línea de acción: Tecnificación de las plantaciones forestales comerciales bajo manejo sostenible

El manejo forestal comprende las decisiones y actividades encaminadas al aprovechamiento de los recursos forestales de manera ordenada, procurando satisfacer las necesidades de la sociedad actual, sin comprometer las funciones ecosistémicas para las generaciones futuras (Aguirre-Calderón, 2015). Históricamente, la mayoría de los bosques están bajo control gubernamental y el uso más común ha sido la explotación maderable a través de concesiones. El Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Información (2016) estima que 53.1% de la superficie nacional es de propiedad social (ejidos y comunidades), 44.8% de propiedad particular (personas físicas o morales), mientras que 2.1% restante tiene ya sea propiedad gubernamental (federal, estatal y municipal), o definida en colonias agrícolas (Torres-Rojo et al., 2022).

México cuenta con una superficie forestal de 132 millones de hectáreas (CONAFOR, 2020), 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). Aunque se considera que las tierras forestales en propiedades privadas tienen mayor probabilidad de alcanzar la gestión sostenible, las asambleas en los núcleos agrarios contribuyen a la creación de espacios de gobernanza (Vázquez García, 2015) que permiten crear restricciones de acceso y manejo de los ecosistemas forestales a fin de lograr la sostenibilidad de este. Además, de acuerdo con Torres-Rojo et al. (2022) sólo 8% de los bosques templados en áreas de propiedad privada son aprovechados legalmente.

La función del manejo forestal es administrar la capacidad productiva del bosque para mantener las diversas funciones ecosistémicas que proveen de bienes y servicios a la sociedad humana (Aguirre-Calderón, 2015). El impacto del manejo forestal sobre las funciones ecosistémicas está relacionado con la intensidad del manejo, temporalidad y calidad productiva del bosque. El secuestro y almacenamiento de carbono, por su relación directa con la biomasa, bajo manejo

no intensivo aumenta el potencial de captura y almacenamiento de carbono en comparación con bosques sin manejo (Monárrez-González et al., 2018). El potencial considerado por Roe et al. (2021), para la implementación de acciones de mejora en manejo forestal es 17.9 $MtCO_2e$/año o 43.96 tCO_2e/ha/año, el potencial es dependiente de la implementación de las diferentes mejoras en la gestión de los ecosistemas forestales, principalmente arbóreos.

Para la implementación de esta medida es imprescindible que existan las instituciones y las reglas claras para hacer cumplir las restricciones en el aprovechamiento de los ecosistemas forestales (Torres-Rojo et al., 2022). A pesar de los avances en la fase de planeación se requiere de recursos humanos operativos con capacidades no solamente en aspectos técnicos, sino para el fortalecimiento del capital social que posibilite una adecuada organización y gestión empresarial (Aguirre-Calderón, 2015). Las características de la producción privada sugieren poca inversión en sistemas de cosecha eficientes y que aseguren la conservación del ecosistema, lo cual pone en riesgo la permanencia de volúmenes residuales que aseguren las funciones ecosistémicas. Para ello, es necesario iniciar un seguimiento del aprovechamiento forestal que involucre de forma conjunta las funciones ecosistémicas. La identificación, cuantificación y evaluación de las relaciones y formas de interacción de estas funciones con el manejo de las prácticas de aprovechamiento, permitirá una visión del bosque como una red de relaciones entre organismos vivos que se da sobre un paisaje (Monárrez-González et al., 2018).

Un problema que enfrenta un alto porcentaje de unidades de producción, sean privadas o sociales, es la falta de regularización de las propiedades, lo que dificulta los trámites de solicitud de aprovechamiento, el acceso a los programas de apoyo gubernamentales y la integración horizontal de empresas que puedan tener una mayor escala de producción. La solución a esta situación reduciría el grave problema de tala ilegal que se concentra en gran medida en estos predios (Torres-Rojo et al., 2022). Diversos estudios han demostrado que la participación de las mujeres en la gobernanza forestal es limitada. La legislación y la titularidad de tierras no han tenido en cuenta sus intereses y necesidades. Sin embargo, tener a mujeres en puestos de liderazgo contribuye no sólo a su empoderamiento, sino también a que las reglas se cumplan, ya que son consensuadas por un mayor número de usuarios y usuarias del bosque (Vázquez García, 2015).

De acuerdo con Torres-Rojo et al. (2022) hay pendiente en el desarrollo de políticas públicas forestales que: 1) fomenten la asociación entre unidades privadas y sociales para generar economías de escala y reducir costos fijos, así como reducir problemas de fragmentación y degradación a través de acción colectiva en la definición de áreas de conservación o corredores biológicos; 2) reduzcan los costos de transacción al tramitar programas de manejo y aprovechamiento maderable, y que fortalezcan la inversión en el bosque; y 3) incentiven la creación de estructuras productivas que provean bienes y servicios para el aprovechamiento sostenible.

9.3.2.4 Reducir la superficie forestal afectada por incendios

9.3.2.4.1 Línea de acción: supresión de incendios

9.3.2.4.2 Línea de acción: prevención de incendios

Los incendios forestales son una de las principales fuentes de disturbio que modifican la estructura, composición y funciones de los ecosistemas (Pérez-Salicrup et al., 2018; Pérez-Salicrup et al., 2020). Aunque las especies que habitan en los ecosistemas han mostrado adaptaciones que indican una exposición histórica al fuego, las actividades humanas han aumentado la frecuencia de los incendios forestales (Pérez-Salicrup et al., 2020). En el periodo de 1998-2019, el 98% de los incendios forestales que se registraron en México tuvieron por origen actividades antropogénicas (CONAFOR, 2021), siendo las quemas agropecuarias las principales causas de los incendios forestales (Martínez-Torres y Pérez-Salicrup, 2018). El uso del fuego es una práctica común en estas actividades para la preparación de la tierra o rebrote de pastos (Monzón Alvarado, 2018).

Durante el último siglo, en el país dominó una visión gubernamental de supresión y combate de los incendios forestales, actualmente se busca transitar hacia una visión del manejo del fuego, integrando factores ecológicos y sociales para entender y atender los incendios (Martínez-Torres y Pérez-Salicrup, 2018). En el periodo de 1970-2019 los años de 1998, 2011 y 2017 fueron los más críticos en cuanto a la superficie afectada (849,632; 956,405 y 726,361 hectáreas, respectivamente). En el mismo periodo, las entidades federativas con mayor superficie acumulada afectada por incendios forestales fueron Chiapas (1,220,485 ha), seguido de Jalisco (1,182,348 ha), Chihuahua (1,108,944 ha), Coahuila (1,094,129 ha), y Durango (979,995 ha). El promedio anual de superficie forestal nacional

afectada por incendios, entre 2013 al 2019, es de 396,895 ha, siendo los estratos herbáceos y arbustivos los más afectados (CONAFOR, 2021).

El programa de manejo del fuego 2020-2024 basa sus líneas de acción en los principales aspectos que inciden en el origen y propagación de los 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, al cual contribuye anualmente en promedio con 0.72 $MtCO_2e$. Además, Roe et al. (2021) estima un potencial de mitigación de 0.19 $MtCO_2e$/año al reducir 45,255.63 ha anuales de la superficie afectada en pastizales y praderas.

De acuerdo con la Ley General de Desarrollo Forestal Sostenible, la autoridad municipal debe atender el combate inicial de incendios forestales, sin embargo, las capacidades técnicas y operativas de los H. Ayuntamientos para la atención y prevención de incendios forestales es limitada (Congreso de la Unión, 2022). Por lo tanto, la medida de mitigación depende de la coordinación interinstitucional en el manejo del fuego, que promueva la integración del sector forestal y agropecuario, estableciendo un doble papel del campesinado: afectado y provocador y al mismo tiempo brigadistas y guardián del conocimiento tradicional del fuego. La sinergia institucional ayuda a superar una de las principales limitantes en la atención y prevención de incendios forestales: el alto costo económico (Pérez-Salicrup et al., 2018; Martínez-Torres y Pérez-Salicrup, 2018).

Además, es indispensable la formación profesional de las brigadas de combate de incendios y la colaboración entre brigadas para la transferencia de conocimiento práctico en el manejo de fuego, medición de los combustibles y de los parámetros asociados al comportamiento durante la temporada de incendios en una región (Pérez-Salicrup et al., 2018). La academia y las organizaciones de la sociedad civil desempeñan un papel importante en la transmisión de conocimiento y en la sistematización de experiencias, incluyendo aspectos técnicos, así como de la participación institucional y de los actores involucrados. En México, uno de los

ejemplos de comunidades de aprendizaje lideradas por las organizaciones civiles para el manejo del fuego es la Comunidad de Aprendizaje del Fuego (CAMAFU).

9.3.3 Aumento sostenible de la productividad agrícola

El conjunto de medidas que se presentan en este apartado está enfocado a la reducción de las áreas dedicadas a la agricultura a través del aumento de la productividad sostenible de los cultivos, que resulta en una disminución de áreas sembradas y la subsecuente regeneración con vegetación "natural". La reducción de emisiones se debe a la captura de carbono por reconversión de áreas productivas en áreas de vegetación "natural" y al evitar las emisiones por cambio de uso de suelo de bosque a agricultura. En el caso de las emisiones de CO_2, N_2O y CH_4 una reducción en el área agrícola también significa una reducción en el área fertilizada reduciendo así sus emisiones. Se presentan como medidas específicas el *incremento de la superficie bajo agricultura de conservación*, que tiene un efecto en la reducción de emisiones de N_2O de los suelos manejados, un aumento en la captura de CO_2 al recuperar y proteger suelo y agua y un importante aumento del rendimiento; *Incremento de la superficie bajo sistemas agroforestales,* que aumenta la captura de CO_2 por aumento en la biomasa vegetal y por aumento de materia orgánica en los suelos; y *reducción en el uso de fertilizantes*, que disminuye emisiones de N_2O por evitar lixiviación y escorrentías.

9.3.3.1 Incremento de la superficie bajo agricultura de conservación

9.3.3.1.1 Línea de acción: Unidades de producción con agricultura de conservación

La agricultura ha tenido avances tecnológicos orientados a facilitar los procesos de producción e incrementar el rendimiento de los cultivos a través de métodos de labranza y uso de fertilizantes sintéticos. Existen otros modelos de producción agrícola que permiten la producción de alimentos en el presente y el futuro, aumentar el carbono del suelo y mitigar emisiones de GEI, la agricultura de conservación es uno de ellos. Los tres pilares de la agricultura de conservación son 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,* el segundo pilar de esta medida, que evita la liberación del carbono

almacenado en el suelo, aumenta su fertilidad e impide la erosión y, el último fundamento es la *cobertura permanente del suelo*, en la que plantas o rastrojo del cultivo anterior, se colocan encima del suelo, lo que aumenta la infiltración de agua, disminuye la erosión ocasionada por agua y viento, estimula la actividad biológica de la materia orgánica del suelo y además se refleja en la reducción de quemas de los residuos de los cultivos resultantes después de la cosecha (Donovan, 2020; SADER, 2019).

En México, a través de la Secretaría de Agricultura y Desarrollo Rural (SADER) y con la asistencia técnica del Centro Internacional de Mejoramiento de Maíz y Trigo (CIMMYT, s.f.), se ha impulsado la agricultura de conservación en superficies donde se cultiva maíz y trigo. Los resultados reportados en el 2015, por parte del CIMMYT, son que el rendimiento promedio incrementó un 20.5% en maíz y 2.8% para el trigo, respecto al rendimiento regional y el ingreso promedio neto de los productores participantes fue 23% superior en maíz y 4% superior en trigo que el ingreso promedio neto regional (CIMMYT).

La reducción de labranza, uno de los fundamentos de la agricultura de conservación, tiene un potencial de mitigación entre 0.68 y 1.69 tCO_2e/ha/año. La incorporación de residuos de cultivos puede reducir de 0.59 a 0.86 tCO_2e/ha/año y el tercer pilar de esta medida de mitigación, la rotación de cultivos puede mitigar entre 0.36 y 1.22 tCO_2e/ha/año (Tiefenbache, et al. 2021). De acuerdo con estas estimaciones, en México la reducción de la labranza tiene un potencial de reducir entre 5.7 y 14.1% de las emisiones por generación eléctrica del año 2019; por mantener cultivos de cobertera permanente en el suelo entre 4.9 y 7.2%; y por diversificación de cultivos entre 3 a 6.9%. Además, la adopción de la agricultura de conservación impacta en ahorros del 25 al 30%, que equivalen a entre $4,000 y $4,500 por hectárea (CIMMYT, 2018).

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, en un escenario ambicioso en el 2030, ocuparían el 47.3% respecto a la superficie sembrada de maíz y trigo y el 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. Este porcentaje, muestra la necesidad de dar continuidad al proyecto y que se amplíe el área de agricultura de conservación más allá del

maíz y del trigo, a través de la misma colaboración entre la SADER y el CIMMYT, además de la construcción de nuevas alianzas con organizaciones no gubernamentales o universidades que implementan esta medida de mitigación como *The Nature Conservancy* México y la Universidad de Chapingo.

Otra pieza fundamental para dar continuidad y aumentar el área con esta medida es que la Secretaría de Agricultura y Desarrollo Rural coordine a través de sus instancias estatales la provisión de asistencia técnica continua y de largo plazo. De acuerdo con Ramirez *et. al* (2013) los agricultores con menos de tres años de trabajo con esta medida, aún no se consideran capaces de continuar solos con la unidad de producción. 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, 2018).

9.3.3.2 Reducir el uso de fertilizantes sintéticos

9.3.3.2.1 Línea de acción: Unidades de producción con reducción 20% de reducción de fertilizantes

Durante los últimos 100 años la cantidad de compuestos nitrogenados artificiales en el agua, el suelo y el aire se ha duplicado, en gran medida por el uso de fertilizantes sintéticos utilizados en la producción de cultivos con el fin de obtener un mayor rendimiento para satisfacer la demanda de alimentos (UNEP, 2020). La producción de los fertilizantes minerales consume grandes volúmenes de energía y sus costos se orientan por los precios del gas y el petróleo (Alliot *et al.* 2019). Se estima que los cultivos absorben entre un 20 a 40% del fertilizante aplicado, el resto se pierde por lixiviación y volatilización, lo que genera pérdidas económicas y contaminación ambiental, tal como la eutrofización de cuerpos de agua, lluvia ácida, destrucción de la capa de ozono estratosférica e incremento del efecto invernadero (Grageda, 2018).

El maíz, el trigo y la caña de azúcar representan más del 70% del uso nacional de fertilizantes en México (Sapkota et al., 2020). En el 2019, el 62% de las emisiones del subsector agrícola es atribuido a la aplicación de fertilizantes sintéticos (SEMARNAT-INECC, 2022), a su vez el porcentaje de superficie fertilizada respecto a la superficie sembrada ha incrementado de 60 a un 71.8% entre el 2010 y 2019

(SEMARNAT-INECC, 2022). 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 tCO_2e/ha y 3.6 $MtCO_2e$/año como potencial costo efectivo (Roe et al., 2021). El potencial anual depende de la superficie en la que se realice la medida, Roe et al. (2021) estiman alcanzar una superficie de 13,552,184.44 hectáreas. Por otra parte, el INECC concluyó que la incorporación de los microorganismos permite una reducción máxima de uso de fertilizantes sintéticos entre el 20% y 25% por hectárea, por ello, se considera que una meta viable es reducir el 25% de la aplicación de fertilizante químico por hectárea y alcanzar 1 millón de hectáreas al 2030.

Es necesario que la Secretaría de Agricultura y Desarrollo Rural (SADER) trabaje en conjunto con el Centro Internacional de Mejoramiento de Maíz y Trigo (CIMMYT), el Instituto Nacional de Investigaciones, Agrícolas y Pecuarias (INIFAP) y con actores que implementen la reducción de aplicación de fertilizantes sintéticos y que realicen investigación para disminuir su uso, para el establecimiento de una política que promueva el análisis químico del suelo e identifique en forma desagregada la cantidad de nutrientes químicos que son requeridos por tipo de fertilizante y por tipo de cultivo. Los diferentes apoyos gubernamentales deben orientar los recursos para brindar asesoría técnica que garantice un uso óptimo y eficiente de los fertilizantes, garantizando su continua reducción (INECC, 2018a). Es importante 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 microorganismo que favorecen el aprovechamiento de los nutrientes.

La Dirección General de Políticas, Prospección y Cambio Climático, de la SADER, es la unidad responsable del “Subcomponente Suelo, Agua y Biodiversidad” del “Programa de fomento a la agricultura, la ganadería, la pesca y la acuacultura” que

implementa la misma Secretaría. Este subcomponente está orientado a impulsar las bases para la transformación de una agricultura sostenible, su adaptación al cambio climático a través de la recuperación y protección de suelos y agua de uso agrícola, así como, la conservación y uso de la biodiversidad. Entre los conceptos de apoyo, se encuentra la "Recuperación y protección de suelos agrícolas", orientado a unidades de producción de hasta cinco hectáreas, a través de la aplicación de abonos verdes a nivel de subsuelo para el incremento de los niveles de materia orgánica y fertilidad de suelos degradados. Sin embargo, también existe el Programa de Fertilizantes para el Bienestar, que promueve el uso de fertilizantes sintéticos, por ello es necesario que exista alineación y complementariedad entre los programas, ya que al mismo tiempo se distribuyen fertilizantes sintéticos, que pueden estar aumentado las emisiones de óxido nitroso, de no realizar una aplicación conforme a su respectivo análisis de suelo.

9.3.3.3 Incremento de la superficie bajo sistemas agroforestales

9.3.3.3.1 Línea de acción: Sistemas agroforestales

Entre las prácticas que contribuyen a reducir las emisiones provenientes de la producción agroalimentaria se encuentran las relacionadas con la gestión de la biodiversidad, el suelo y el agua, como la agroforestería (FAO, 2021a). 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 et al., 2021). La premisa de estos sistemas es ser más eficientes en el uso de los recursos (nutrientes, luz, y agua) mediante la complejidad estructural y funcional (Nair, 2007), lo que contribuye a una diversidad posible de sistemas agroforestales (Nair, 1993). Entre los beneficios de estos sistemas se encuentra la atenuación de los extremos de la temperatura, la protección contra precipitación y vientos fuertes, diversificación de la producción y mitigación de catástrofes en monocultivos (CONAFOR, 2019); la transición a estos sistemas genera en promedio 2.2 veces mayores beneficios que las prácticas convencionales (FAO, 2019).

El papel de los sistemas agroforestales en la mitigación al cambio climático es relevante ya que el crecimiento de la masa forestal asociada a los cultivos incrementa el potencial de secuestro de CO_2 de los sistemas productivos (Tiefenbache, et al. 2021). Además, las prácticas asociadas a estos sistemas alternativos de producción reducen las emisiones generadas por las prácticas

convencionales en la agricultura y la deforestación asociada al crecimiento de la frontera agrícola. En México se estima que existen entre 4 y 14.4 millones de hectáreas potenciales para el establecimiento de sistemas agroforestales (CONAFOR, 2019). Éstas representan un potencial costo-efectivo de 14.82 $MtCO_2e$/año, es decir, un potencial promedio de 30.86 tCO2e/ha/año (Roe et al., 2021). Se podría llegar a secuestrar lo que emiten aproximadamente 4.4 millones de vehículos al año a través de la transición a sistemas agroforestales.

A fin de apoyar el desarrollo de sistemas agroforestales a través de políticas públicas coherentes y proactivas, es necesario armonizar acciones a través de una mejor y mayor coordinación intra e intersectorial. Orientar acciones con base en criterios de rendimiento y rentabilidad, identificación de beneficios para los productores más allá del económico, por ejemplo propiciar un ambiente para aumentar los servicios y disminuir la horas de trabajo; seguridad en la tenencia de la tierra, así como en las regulaciones en el uso y el cambio de uso del suelo para proteger las tierras forestales y evitar la deforestación; desarrollar o fortalecer incentivos específicos en las reglas de operación de programas sociales para fomentar los sistemas agroforestales en áreas de interés; asegurar la continuidad de las acciones vinculadas a programas federales mediante comunidades de aprendizaje; por último, mejorar el acceso a maquinaria y prácticas compatibles con los sistemas agroforestales (FAO, 2013; INECC, 2017).

9.3.4 Aumento sostenible de la productividad pecuaria

El conjunto de medidas que se presentan en este apartado está enfocado a la reducción de las áreas dedicadas a la ganadería a través del aumento de la productividad, que resulta en una disminución de áreas sembradas y la subsecuente regeneración con vegetación “natural”. La reducción de emisiones se debe a la captura de carbono por reconversión de áreas productivas en áreas de vegetación “natural” y al evitar las emisiones por cambio de uso de suelo de bosque a agricultura. En el caso de la ganadería la reducción de emisiones de CO_2, N_2O y CH_4 se debe a los cambios de dieta en los sistemas silvopastoriles que mejoran la digestión en los rumiantes y a la reducción de la población ganadera por aumento del rendimiento (mayor peso por animal y mayor cantidad de animales por unidad de área).

9.3.4.1 Incremento de la superficie bajo sistemas silvopastoriles

9.3.4.1.1 Línea de acción: Transición a sistemas silvopastoriles

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 una serie de características de suelo y vegetación de la región y localidad. Estas tecnologías incluyen: 1) Árboles dispersos en potreros; 2) Cercas vivas simples o multiestrato con especies forestales o frutales; 3) Rehabilitación de praderas y pastizales degradados con especies nativas; 4) Establecimiento de praderas mixtas (gramíneas y leguminosas) en pastizales degradados o en zonas erosionadas; 5) Bancos de proteína y de energía; 6) Plantaciones forestales; 7) Protección y enriquecimiento de acahuales; 8) Introducción de franjas de zacates, herbáceas, arbustivas y arbóreas intercaladas en potreros; 9) Exclusión del pastoreo en tierras degradadas; y 10) Barreras rompe vientos.

Aumentar la productividad de la ganadería extensiva y con ello reducir las áreas utilizadas por el ganado es una necesidad apremiante para la recuperación de suelos y cubierta vegetal de agostaderos, pastizales nativos, bosques y selvas, a fin de aumentar la captura de carbono en áreas recuperadas. Una medida costo efectiva para alcanzar mejores rendimientos y rentabilidad y al mismo tiempo reducir la extensión de las áreas ganaderas es la innovación hacia sistemas silvopastoriles. González (2013) reporta que la captura de carbono en un sistema silvopastoril (SSPi) intensivo aumenta la captura de carbono en comparación con un monocultivo de gramínea de 160 a 220 t/ha de carbono. Estos sistemas integran especies leñosas forrajeras con beneficios en la alimentación de bovinos en comparación con gramíneas tropicales en monocultivo, al igual que una reducción en la emisión de metano (CH_4) por el mayor consumo de proteína, ácidos grasos y minerales; así como incorporación de N atmosférico al complejo suelo-planta-animal (Martínez-Hernández *et al*. 2019).

González (2013) reporta que los costos de inversión para su constitución fueron de $10,561,480; de los cuales, el 46% corresponden al costo de las tierras, el 28.40% a las construcciones e instalaciones, el 4.60% a maquinaria y equipo, el 14.20% al pie de cría y el 6.80% a las plantaciones. El costo por hectárea fue de 199,273 MXN. Por su parte, Cuevas, et. al. (2020) reporta un caso de estudio en el sur de Sinaloa, donde se llevó a cabo un análisis de un SSPi a base de Leucaena leucocephala y

Cynodon dactylon en el rancho Las flores en el municipio El Rosario, Sinaloa, con un área total de 20 hectáreas y 10 becerros por hectárea. Se evaluaron los resultados económicos y financieros de tres años del proyecto (enero 2017 a noviembre 2019) para estimar los posibles rendimientos a 10 años. Estos incluyen los costos de inversión con cuatro apartados: 1) terrenos para establecer el SSPi; 2) establecimiento de Leucaena; 3) establecimiento de la pradera; y 4) elaboración de corrales de manejo; también el gasto de mantenimiento por fertilización y control de malezas. La inversión fija para el establecimiento del sistema fue de 5.15 millones de pesos. Adicionalmente los costos por operación y mantenimiento del SSPi por ciclo son de 1.95 millones de pesos e incluyen la compra de becerros, forrajes, medicinas, equipo veterinario y mano de obra. Por lo que el costo promedio por hectárea por establecer y mantener un sistema similar durante 10 años puede estimarse en: 122,940 MXN anuales (al 2019) y la tasa interna de rendimiento es de 27.9% tras 10 años de implementación.

El Estudio de tecnologías silvopastoriles en Reserva de la Biósfera de La Sepultura en distintos municipios de Chiapas (Gutiérrez-Beltrán 2018), a diferencia de los casos anteriores, este análisis no estudia sistemas completos, sino el costo de diferentes tecnologías silvopastoriles que pueden usarse para la implementación de sistemas completos. Los datos numéricos se toman de una muestra representativa de 30 unidades productivas. Las tecnologías evaluadas fueron de cuatro tipos:

- árboles dispersos (AD)
- cercas vivas (CV)
- bancos forrajeros proteicos (BFP)
- bancos forrajeros energéticos (BFE)

Tabla 36. Costos de inversión (MXN/ha).

Práctica o tecnología	Costo de establecimiento	Costo de mantenimiento	Costo total
AD	850.95	300.7	1,151.65
CV	26980.8	3002.9	29,983.7
BFP	10067.7	3001	13,068.7
BFE	8866.9	2702.2	11,569.1

Fuente: Gutiérrez-Beltrán (2018).

Para realizar una aproximación de costos por implementación de un sistema completo, se podría construir un caso hipotético que considere la implementación de las cuatro tecnologías al mismo tiempo. Así entonces el costo promedio anual por hectárea para el primer año sería de 55,773.15 MXN (costos al año 2018) y para los años subsecuentes de 9,006.80 MXN (el estudio considera un horizonte de tiempo de 2018 a 2030).

A nivel de política pública es necesario recuperar y fortalecer el componente de "sustentabilidad pecuaria" que formaba parte del Programa de Fomento Ganadero 2013-2018, y que tenía el concepto de apoyo "Mantenimiento y reconversión de praderas y agostaderos" específicamente orientado al mejoramiento del suelo y la vegetación de los agostaderos.

Por su parte, la Comisión Nacional Forestal (CONAFOR), cuenta con espacios de acción para apoyar los sistemas silvopastoriles y experiencia derivada del programa Pro Árbol que otorgó subsidios para la implementación de plantaciones forestales que incluían sistemas silvopastoriles. En México se cuenta también con el programa de Extensionismo del Instituto Nacional para el Desarrollo de Capacidades del Sector Rural (INCA rural), orientado a desarrollar capacidades para la innovación rural, mediante la articulación de organismos gubernamentales y sociales especializados en la materia. La Fundación Produce y Los Sistema Producto Bovinos Leche y Carne, junto a Fondos mixtos públicos y privados nacionales con aportaciones internacionales facilitados por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura, Naciones Unidas y la Agencias de cooperación Alemana GIZ, han apoyado la capacitación de profesionales y productores en materia de sistemas silvopastoriles.

Es fundamental dar continuidad al efecto multiplicador de proyectos como "Biodiversidad y Paisajes Ganaderos Agrosilvopastoriles Sostenibles" - BioPasos, ejecutado del 2016 al 2022 en tres regiones de México y que dio resultados en aumento de la productividad, promoviendo la conservación de la biodiversidad a través de prácticas agrosilvopastoriles climáticamente inteligentes en paisajes dominados por la ganadería, llevados a cabo por el Centro Agronómico Tropical de Investigación y enseñanza (CATIE), el Instituto Interamericano de Cooperación

para la Agricultura, la SADER y la CONABIO, con el apoyo de la Cooperación Alemana al Desarrollo.

9.3.4.2 Mejora de la dieta y la salud animal en el ganado

9.3.4.2.1 Línea de acción: Transición a sistema tecnificado intensivo

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, aumenta la productividad y la condición de salud del ganado. En hatos promedio de 60 animales en 54 hectáreas, el costo de producción es de 309 mil pesos anuales. La mejora de la cubierta vegetal del potrero con leguminosas requiere de una inversión de 700 mil pesos anuales. Aumenta la carga animal de 1.1 a 2 UA por ha. Enriquecer la dieta con leguminosas como *L. leucocephala,* con alto contenido de proteína cruda, una concentración de 1.5-4.0% de taninos condensados y una digestibilidad superior al 60%, tiene efectos positivos en la ganancia diaria de peso mayor en 50% comparado con dietas basadas en pastoreo de monocultivos de gramíneas en sistemas extensivos. La formación de complejos tanino-proteína, mejoran la digestibilidad favoreciendo el paso de proteína alimentaria al duodeno donde son absorbidos los aminoácidos y se reducen las pérdidas de energía en forma de gas metano. Soltan et al (2013), citado por KuVera *et al.* (2018), indicaron que con la inclusión de 35% de *Leucaena leucocephala* en la ración las emisiones de metano se reducen en un 14%.

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 por lactancia.

El cuidado de la condición de salud de los animales garantiza un adecuado uso metabólico de los nutrientes. Los animales deben ser observados diariamente para identificar cualquier cambio en su comportamiento, revisados para detectar algún problema de salud a fin de atenderlos de inmediato. La unidad de producción debe contar con un plan de sanidad, que incluya un calendario de

vacunación, de desparasitación y de vigilancia y monitoreo de enfermedades de reporte obligatorio, como tuberculosis, brucelosis y rabia. Asimismo, un plan de cuidados en función del estado fisiológico de los animales, es particularmente importante proveer cuidado y atención médica a becerros recién nacidos, becerros hasta tres meses, vacas en gestación, partos y cuidados posparto, vacas recién paridas, cuidados de la glándula mamaria, etc.

Un buen estado nutricional y de salud en el ganado en forma generalizada en las unidades de producción de las distintas regiones del país, tendría como resultado un aumento de la productividad, con la posibilidad de reducir las áreas de uso ganadero.

Con respecto a la vigilancia epidemiológica y la sanidad del hato ganadero nacional, México cuenta con Servicio Nacional de Sanidad, Inocuidad y Calidad Agroalimentaria (Senasica). Encargada de mantener y mejorar el estatus zoosanitario del país a través de la prevención, control y erradicación de plagas y enfermedades que afectan al sector pecuario, acuícola y pesquero; además de evitar afectaciones en la salud pública y la economía nacional. Para lograrlo, establece políticas, lineamientos y normatividad en actividades en campo, a través de las campañas zoosanitarias; en investigación y aspectos sanitarios de exportación e importación. Cuenta con el Consejo Técnico Consultivo Nacional de Sanidad Animal (CONASA) y el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Protección Zoosanitaria (CONAPROZ). Senasica operación el Sistema Nacional de Vigilancia Epidemiológica, el Dispositivo Nacional de Emergencia de Salud Animal (DINESA) y cuenta con laboratorios - Centro Nacional de Servicios de Diagnóstico en Salud Animal (CENASA) y del Centro Nacional de Servicios de Constatación en Salud Animal (CENAPA) .

Los costos de la medida se basan en un caso de estudio (Celorio, *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. La unidad tiene una superficie de 180 hectáreas, 149 vacas, 5 sementales, 57 becerros y 43 novillonas La alimentación es a base de pastoreo rotacional en potreros con buena pastura y sales minerales. A las 80 vacas en ordeña, se le adicionan 4 kg de un alimento elaborado en la UPP. A los becerros a partir de los 10 días de nacidos se les suministran 200 g de alimento comercial con 22% proteína, a partir de los 45

días se aumenta el suministro a 400 g de alimento comercial con 20% proteína y a partir de los 90 días se les suministra 1kg de alimento comercial 30% proteína y se destetan a los 205 días. Se produce leche y se venden las becerras para pie de cría, y los becerros al destete. Los costos fijos incluyen mano de obra (24% de los costos totales), costo de oportunidad del terreno, depreciación de infraestructura, equipo y vehículos, así como agotamiento del pie de cría y en conjunto tienen un valor de $1,200,900.00 anuales. Los costos variables incluyen alimentación (38.76% de los gastos totales), salud e inseminación artificial (3.32% de los gastos totales). El total de costos variables fue de $1,182,538 anuales. Los costos fijos y los variables representan 50.39% y 49.61% respectivamente. Los ingresos anuales fueron de $2,677,106.00 por venta de leche (66.87%), novillas, becerros y vacas de desecho. La utilidad fue de 10.97%. Los puntos de equilibrio económicos y por producción de leche fueron de $2,151,080.84 y 214,681.74 litros de leche respectivamente (Celorio, *et al*. 2021)

Generar una estrategia nacional de manejo ganadero sostenible, que incluya el fortalecimiento de capacidades institucionales públicas y privadas para llevar a cabo el acompañamiento técnico y los servicios profesionales necesarios para brindar asesoría a cada unidad de producción cuyos propietarios tengan el interés de innovar y aumentar su producción y su ganancia. La estrategia debería incluir incentivos para promover la oferta de productos financieros para la inversión de los productores de mediana y pequeña escala. Existen antecedentes de acompañamiento técnico el programa de Extensionismo del Instituto Nacional para el Desarrollo de Capacidades del Sector Rural (INCA rural), orientado a desarrollar capacidades para la innovación rural, mediante la articulación de organismos gubernamentales y sociales especializados en la materia. La Fundación Produce y Los Sistema Producto Bovinos Leche y Carne, junto a Fondos mixtos públicos y privados nacionales con aportaciones internacionales facilitados por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura (IICA), Naciones Unidas y la Agencias de cooperación Alemana GIZ, han apoyado la capacitación de profesionales y productores en materia de mejores prácticas en el manejo del ganado, que incluyen asesoría en nutrición y salud animal.

Para mejorar el estatus zoosanitario del hato ganadero del país, es necesario aumentar la cobertura de los servicios de salud animal, con el apoyo de las

asociaciones ganaderas y la academia a fin de aumentar la presencia de médicos veterinarios altamente capacitados en campo, que aumente la inclusión de ganaderos de pequeña escala en las acciones de mantenimiento y mejora de la salud animal.

9.3.4.3 Mejores prácticas del pastoreo

9.3.4.3.1 Línea de acción: Transición a sistemas con mejores prácticas de pastoreo

El pastoreo tiene una serie de funciones y roles ecológicos, incluida la eliminación de biomasa que fomenta el rebrote evitando la acumulación de material muerto, la prevención de incendios forestales, la regulación hídrica y la calidad del agua produciendo 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. Se estima que los pastizales contienen 343 mil millones de toneladas de carbono a nivel mundial, casi un 50% más de lo que se almacena en los bosques en todo el mundo. (FAO Soluciones Ganaderas para el CC)

El pastoreo excesivo ocasiona una serie de pérdidas ambientales y socioeconómicas. Alrededor del 20% de las praderas del mundo están degradadas. Existen soluciones para restaurar la calidad de los pastizales y aumentar el carbono del 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 Soluciones Ganaderas para el Cambio Climático).

En los sistemas de producción extensivos el principal recurso para la alimentación del ganado es el forraje, constituido principalmente por gramíneas, tanto nativas como introducidas, que los animales consumen bajo diferentes métodos de manejo de los potreros, que van desde una casi nula planificación hasta el pastoreo rotacional intensivo, que requiere una planificación y monitoreo continuo. Llevar los sistemas extensivos hacia una mayor intensificación tiene una serie de beneficios económicos y ambientales, ya que una intensificación del pastoreo resulta en una mayor ganancia diaria de peso en becerros para carne y aumento en la producción de leche en las vacas.

Existen diferentes sistemas de pastoreo, uno es el *rotacional intensivo,* que tiene el objetivo de conservar el equilibrio ecológico que permita al recurso forraje auto-renovarse. Consiste en un consumo rápido del forraje, con periodos cortos de ocupación del potrero en áreas pequeñas y alta presión de pastoreo, seguida de un periodo adecuado para la recuperación de los pastos, que garantice la producción de reservas de las raíces del pasto, a fin de lograr un rebrote abundante y una adecuada disponibilidad de forraje. Con este sistema de manejo se favorece el reciclaje de nutrientes por la gran acumulación de estiércol, al manejar altas densidades de ganado en áreas relativamente pequeñas. También, al reducir el tamaño de las áreas se evita el gasto innecesario de energía corporal del ganado en la actividad del pastoreo, aumentando las ganancias de peso o producción de leche. En las Unidades de Producción Pecuaria (UPP) de sistemas extensivos se deben establecer cargas animales y días de pastoreo óptimos, así como periodos de recuperación de la pradera de acuerdo con la época del año y el estado fisiológico de los animales. El sistema ofrece otras ventajas a corto, mediano y largo plazo, como un aumento significativo de la carga animal, hasta del 300%, logrando con ello un aprovechamiento total del forraje. Al aumentar la calidad del forraje, aumenta la productividad y la eficiencia en la utilización del forraje al evitar su sub-utilización. Otra ventaja del sistema es que disminuye los costos de producción, así como los montos de inversión fija por unidad de superficie. La plusvalía de los terrenos aumenta al tener potreros bien establecidos, libres de malezas y capaces de soportar altas cargas animales.

El costo de producción de becerros en pastoreo era en promedio de $14.00/kg en 2010 (FIRA 2010). Un animal de 300 kg tiene un costo de $4,200.00. Un rancho que produce 30 animales en 40 ha, tiene un costo de $126,000.00 al año (FIRA 2010). Considerando una inflación de 65.22% (INEGI), el costo a agosto del 2022 es de $208,177.20.

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.

9.3.5 Reducción en desperdicio y pérdida de alimentos

La pérdida de alimentos se refiere a alimentos destinados al consumo humano que, debido al mal funcionamiento de los sistemas de producción y distribución de estos, disminuyen en cantidad o calidad. Por su parte, el desperdicio conjunto a los alimentos para consumo humano que se desechan (partes tanto comestibles como no comestibles) de manera intencional, e incluye alimentos descompuestos, caducos o que no se consumieron una vez preparados (CCA, 2017). Se estima que en México cada año se generan 28 millones de toneladas de pérdida y desperdicio de alimentos.[33]

En contraste con la región de América del Norte, este nivel es muy inferior al de Estados Unidos (donde se pierden o desperdician anualmente 126 millones de toneladas), pero superior al nivel de Canadá (13 millones de toneladas). Per cápita, no obstante, tanto Canadá como Estados Unidos tienen un nivel de desperdicio similar (396 kg/persona/año y 415 kg/persona/año, respectivamente), mientras que en México equivale a 249 kg/persona/año. Al excluir las etapas de precosecha y consumo, los índices de los tres países se vuelven comparables: 110 kg/persona/año para Canadá y Estados Unidos y 129 kg/persona/año en México (CCA, 2017).

El desperdicio y la pérdida de alimentos resultan en emisiones de GEI que podrían evitarse a través de diferentes prácticas. Aunque existen pocas investigaciones rigurosas para determinar las emisiones asociadas a este rubro en México, la Comisión para la Cooperación Ambiental (2017) estima que rondan las 49 $MtCO_2e$ al año. A esto deben sumarse otros impactos como las tierras de cultivo desperdiciadas (4.4 millones de hectáreas al año), el consumo de agua asociado (2.7 miles de millones de m^3 al año), la pérdida de biodiversidad (valuada en 64

[33] El Banco Interamericano de Desarrollo estima un porcentaje menor con base en estudios del Banco Mundial, con un total de 20.4 millones de toneladas de pérdida y desperdicio que equivalen al 34% de la producción total (BID, 2019a).

millones de euros al año), el consumo de energía (3.4 x 10^{18} joules al año) o el uso de fertilizantes (0.63 millones de toneladas al año).

Existen múltiples formas de remediar la cantidad perdida o desperdiciada de alimentos: desde mejorar la comunicación y cooperación entre agricultores o modificar los altos estándares estéticos de cadenas de supermercados, hasta inversión en infraestructura y transporte (FAO, 2012). De manera general las soluciones involucran la reducción de la pérdida y desperdicio en su fuente, la recuperación de alimentos y la medición, el seguimiento y el registro (CCA, 2017). También se han identificado prácticas corporativas que incluyen la estandarización del etiquetado, campañas de sensibilización a los consumidores, optimización del envasado de alimentos, entre otras (BID, 2019a).

9.3.6 Protección del fondo marino

El océano absorbe anualmente cerca del 31% del total de las emisiones anuales de gases de efecto invernadero antropogénico de la atmósfera (Gruber et al., 2019). Lo que hace del océano la mayor reserva de carbono del planeta y un depósito crucial para el almacenamiento del carbono adicional presente en el sistema océano-atmósfera como consecuencia de las emisiones humanas (Sala et al., 2021; Gilfillan et al., 2020; Houghton & Nassikas, 2017). Sin embargo, la alteración de estos almacenes de carbono puede remineralizar el carbono sedimentario en CO_2. Se estima que cada año la alteración del fondo marino por pesca de arrastre a nivel mundial (1.3% del área del océano) emite lo comparable a las estimaciones de la pérdida de carbono en los suelos terrestres causada por la agricultura o como toda la industria de la aviación (entre 0.58 y 1.47 Pg CO_2) (Sala et al., 2021).

9.3.6.1 Detener las alteraciones del fondo marino

La pesca de arrastre de fondo es un arte de pesca que puede ser altamente dañina ya que incluye pesados mecanismos y estructuras metálicas como cadenas que sirven para barrer el fondo marino, lo que afecta a la flora y fauna submarina además de remover a su paso el sedimento, ocasionando una perturbación en la bomba biológica de carbono. Este es uno de los servicios ecosistémicos del planeta más valiosos, siendo la encargada de regular los procesos de suministro, consumo y almacenamiento de carbono al interior de los océanos y en consecuencia alterar la captura del CO_2 atmosférico (Buesseler et al., 2020; Jin et

al., 2020). Esta bomba biológica permite que el carbono inicialmente se absorba a través de la biomasa vegetal de los océanos, y que a través de las redes tróficas marinas termine almacenado en los sedimentos de los ecosistemas marinos y costeros. En consecuencia, cuando el sedimento es removido, grandes cantidades de carbono que pueden tener miles de años enterradas son liberadas, el carbono orgánico se oxida y se emite hacia la atmósfera como CO_2, junto con otros gases de efecto invernadero (CCA, 2014).

Si bien en la literatura se han reportado numerosos estudios que avalan los efectos negativos de la pesca de arrastre de fondo así como sus consecuencias sobre los ecosistemas derivado de la perturbación en los fondos marinos, los efectos directos en la dinámica biogeoquímica, así como las tasas de exportación de materia orgánica y liberación de CO_2 son poco conocidas, esto en gran medida porque los monitoreos de estos parámetros son escasos y de corto plazo (Quay et al., 2020; De Borger et al., 2021). Por tal motivo, resulta esencial identificar los ecosistemas marinos y costeros con alta productividad y en donde se registran elevadas concentraciones de carbono orgánico en el fondo marino. Esto con la finalidad de limitar de ser posible, que las embarcaciones operen con redes de arrastre en esas zonas y de esa forma evitar que se genere un mayor perjuicio por la liberación de CO_2 a la atmósfera.

Por tanto, la protección de los fondos marinos ricos en carbono es una acción potencialmente importante para la mitigación al cambio climático, previniendo la remineralización del carbono de los sedimentos en CO_2. Los países con mayor potencial para contribuir a la mitigación del cambio climático a través de la reducción de la alteración al fondo marino por la pesca de arrastre son los que tienen grandes zonas económicas exclusivas y grandes pesquerías industriales de arrastre de fondo. La eliminación del 90% del riesgo actual de alteración del carbono debido a la pesca de arrastre de fondo requeriría la protección del 3.6% del del océano (principalmente dentro de las ZEE) (Sala et al., 2021).

En el caso de México, de los 3,269,386 km_2 de ZEE el 22% se encuentra protegido como Áreas Naturales Protegidas o Zonas de Refugios Pesqueros. De acuerdo con la profundidad requerida para la pesca de arrastre, el 11.5% de la ZEE es potencialmente explotable para este método de pesca. Sin embargo, solamente en el 6% de la ZEE se detectó esfuerzo pesquero por parte de las 780

embarcaciones mayores camaroneras permisionarias, que son las que utilizan principalmente redes de arrastre por parte de la flota industrial. Un área importante de investigación es determinar el impacto que tiene este esfuerzo pesquero sobre el fondo marino dentro de la ZEE del país.

9.3.7 Medidas habilitadoras

9.3.7.1 Integrar criterios de sostenibilidad ambiental y de mitigación en la producción agropecuaria

- El tratado más importante para México, por el volumen comercial que representa, es el Tratado entre México, Estados Unidos y Canadá, T-MEC. A través del capítulo 24: Medio Ambiente, busca reforzar las políticas de protección ambiental en un contexto de libre comercio. Los tres países reconocen la problemática ambiental actual y la importancia de conservar, proteger y mejorar el medio ambiente, así como el uso y manejo sustentable de los recursos naturales, suelos, bosques, flora y fauna, tanto terrestre como acuática continental y marina. El T-MEC reemplaza el Acuerdo de Cooperación Ambiental de América del Norte (ACAAN) firmado en 1993, por el Acuerdo de Cooperación Ambiental (ACA), dentro del cual se mantiene la estructura institucional de la Comisión para la Cooperación Ambiental (CCA) y del Proceso de Peticiones sobre la aplicación de la legislación ambiental (Proceso SEM, por sus siglas en inglés). El objetivo del Capítulo 24 es modernizar y mejorar la efectividad de la cooperación ambiental para fortalecer las políticas comerciales y ambientales.
- El capítulo 24 del T-MEC está conformado por 32 artículos y 2 anexos, el mayor número de artículos hace referencia al sector primario de la economía (agricultura, ganadería, pesca, acuacultura y forestal). Atiende temas con los siguientes títulos: Evaluación de Impacto Ambiental; Protección de la Capa de Ozono; Calidad del Aire; Responsabilidad Social Corporativa y Conducta Empresarial Responsable; Especies Exóticas Invasoras, así como los que siguen y que resultan particularmente importantes en términos de atención al cambio climático desde un enfoque ecosistémico. El Art. 24.15 Comercio y Biodiversidad, establece que los países acuerdan fomentar y promover la conservación y el uso

sustentable de la diversidad biológica; reconocer, respetar, preservar y mantener el conocimiento y prácticas de los pueblos indígenas y comunidades locales y facilitar entre las partes el acceso a recursos genéticos.

- El Art. 24.22 Conservación y Comercio, establece que se deberá combatir la toma y el comercio ilegal de flora y fauna entre los tres países conforme a la Convención sobre el Comercio Internacional de Especies Amenazadas de Fauna y Flora Silvestre (CITES).
- El Art. 24.23 Gestión Forestal Sostenible y Comercio, establece que las partes convienen en fortalecer la capacidad gubernamental y el marco jurídico para la gestión forestal sostenible, promover el comercio de productos forestales legales, combatir la tala ilegal y el comercio asociado con el fin de que los bosques continúen proporcionando servicios ambientales.
- El Art. 24.24 Bienes y Servicios Ambientales, establece que se deberá facilitar y promover el comercio y la inversión en bienes y servicios ambientales, incluidas las tecnologías limpias, por ejemplo, la gestión de aguas residuales.
- Entre los productos agrícolas estratégicos para México por sus niveles de exportación está el cultivo del café; su producción emplea a más de 500 mil productores de 14 Estados y 480 municipios. En México se consume 1.3 kg per cápita de café al año y se satisface el total de la demanda nacional con la producción nacional. México ha dejado de ser el productor principal de café orgánico del mundo durante la última década, dedicando aproximadamente 3.24% de la superficie cultivada para café orgánico. De las 730,011 hectáreas sembradas en 2016, 94.98% de la superficie se encuentra no mecanizada debido al intensivo uso de mano de obra, 34.63% tuvo tecnología aplicada con sanidad vegetal, mientras que 34.58% del territorio sembrado con este cultivo contó con asistencia técnica. Del total producido en 2016, el 0.11% fue con riego, y el resto de temporal.
- En el contexto de mercados, del total de exportaciones mexicanas de café, 53.85% se destina a Estados Unidos; el volumen restante, a países miembros del bloque de la Unión Europea y otros como Japón, Cuba y Canadá. En 2016, la exportación de México tuvo como principales destinos a países miembros del T-MEC, el TPP[1], el TLCTN[2], así como a China y a

la Unión Europea; sin embargo, la participación fue menor a 5% del total de las importaciones de café en cada uno de los países de destino.

- En años recientes, los bajos precios en el mercado mundial, aunados a la incidencia de la roya, provocaron una reducción de casi 50% de la producción nacional. Ante esta situación se redefinió la política pública para reactivar el sector cafetalero. En el año 2021 el programa Producción para el Bienestar (PpB) entregó apoyos directos por mil 363 millones 163 mil pesos a 219 mil 865 productores de café, quienes cuentan con una superficie total de 269 mil 99 hectáreas. Además, el mismo programa PpB, por medio de su Estrategia de Fomento al Acceso al Financiamiento, garantizó entre 2020 y 2021 créditos por 104 millones de pesos para financiar 10 mil 190 hectáreas de café, en beneficio de seis mil 304 productores de café localizados en Chiapas, Guerrero, Hidalgo, Oaxaca, Puebla y Veracruz.
- Mejorar la eficiencia en la distribución de recursos y personal capacitado para fortalecer la vigilancia y el cumplimiento de las leyes, normas y demás estatutos relacionados con la protección del medio ambiente en toda la cadena agroalimentaria y agroindustrial.
- En las actividades económicas primarias se debe restringir el uso, comercio y aplicación de agroquímicos e implementar medidas de vigilancia y control en toda la cadena comercial, ya que aún existen en México 111 ingredientes activos catalogados como sustancias químicas altamente peligrosas (CEDRSSA), sin considerar las sustancias que se utilizan en la conservación de los alimentos y equipos de refrigeración.
- Con respecto al mejoramiento de la calidad del aire, suelos, aguas superficiales y subterráneas, la agroindustria, industria agroquímica y unidades productivas del sector primario tendrán que cumplir e implementar medidas para la reducción y control de descargas y manejo de desechos e invertir en la implementación de tecnologías limpias, además de ampliar el uso de tecnologías sostenibles.
- Vigilar la implementación de los planes de manejo forestal, el comercio de flora y fauna silvestre, la pesca, evitar la tala y el comercio ilegal de plantas y animales, lo que exige el trabajo conjunto entre SEMARNAT, SADER, las Comisiones correspondientes de la CCA, las empresas y la sociedad civil.

9.3.7.2 Diseñar y operar un sistema de monitoreo, reporte y verificación para el sector AFOLU.

El monitoreo, reporte y verificación (MRV) de las medidas de mitigación el sector AFOLU enfrentan diferentes retos dependiendo el tipo de actividad y fuente. El sistema de monitoreo, reporte y verificación (MRV) en el sector AFOLU debe proveer información para la generación de inventarios de emisiones, así como para monitorear el cumplimiento de las metas de mitigación. En general, la información y métodos para la estimación de emisiones, reducciones de emisiones y captura de carbono deben ser consistente con aquellas utilizadas en los inventarios estatales y federales. Sin embargo, los esfuerzos en consolidar un sistema MRV se han focalizado a nivel nacional y el hecho que las medidas se encuentre dentro de instrumentos de planeación no garantiza que las medidas sean implementadas y posteriormente monitoreadas y evaluadas.

De acuerdo con la LGDFS la CONAFOR tiene la atribución de diseñar e implementar el Sistema Nacional de Monitoreo Forestal (SNMF) y no obliga a considerar la información generada por los estados. Por otro lado, la LGCC requiere que los estados cuenten con información para monitorear las emisiones del sector forestal y en la ENAREDD+ se habla de la implementación de un sistema de MRV anidado entre las escala nacional y local. La creación, homologación y operación de un sistema MRV que considere las contribuciones subnacionales coadyuva en eliminar barreras generales de la acción climática en el sector AFOLU, tales como: ausencia de información para documentar datos de actividad y potenciales de mitigación; ausencia de indicadores de seguimiento; priorización de zonas para el fortalecimiento de capacidades; priorización de zonas para focalizar el presupuesto limitado; impulsar la coordinación entre instituciones gubernamentales y; colaboración con el sector no gubernamental.

9.3.7.3 Transitar a dietas saludables y sostenibles

Cambios sistémicos en el tipo de dieta de la población mexicana hacia productos alimentarios de menor impacto ambiental puede ayudar a disminuir las emisiones de GEI del sector agropecuario al igual que incrementar la seguridad alimentaria. Para potencializar los impactos de un cambio de este tipo también debe priorizarse el consumo de alimentos producidos localmente.

Desde 2009 la FAO reconoce que ha existido una correlación global entre el nivel de ingresos de un país y su consumo de carne: a mayores ingresos económicos,

mayor consumo de carne. En un espacio de 22 años (1980-2002) en los países en desarrollo el consumo de carne anual per cápita se duplicó y su producción se triplicó (FAO, 2009). Bajo esta misma tendencia, la dieta del mexicano promedio ha cambiado en los últimos 30 años: pasó de un consumo per cápita de 24 kilos de carne al año en 1990 a uno de 53.5 kilos en 2020. El mayor cambio se observa en el consumo per cápita de carne de ave, que pasó de 8.89 kg al año en 1990 a 30.014 kilos en 2020; el consumo en la carne de cerdo pasó de 7.3 kg a 13.8; y el de carne de res de 7.4 kg a 9.13 kg. Los datos son particularmente importantes si se considera que la población de México ha aumentado en casi 46 millones de personas en este tiempo.

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 transicionar hacia dietas basadas en plantas que mantienen los estándares de lineamientos dietéticos oficiales, podría reducir la mortalidad global entre un 6 y 10% y las emisiones de GEI entre un 29 y un 70% en 2050, comparadas con un escenario de referencia (Springmann, et. al., 2016).[34]

La mayor contribución en reducciones se concentraría en el Este asiático (del 36 al 55%) y América Latina podría contribuir entre el 13 y el 15%. Asimismo, los autores reconocen la complejidad de lograr escenarios globales como los planteados en el estudio, pues implica cambios de gran magnitud como incrementar en 25% la ingesta de frutas y verduras, reducir en 56% el consumo de carnes rojas y consumir de manera general 15% menos calorías. Jarmul et. al. (2020) evalúan dieciocho investigaciones relacionadas con la medición de la huella ambiental derivada de cambios hacia dietas más sostenibles. Su análisis encuentra que, dentro de los estudios evaluados, la adopción de dietas sostenibles está asociada con emisiones de GEI 25.8% menores que las tendencias actuales, mientras que las

[34] Estos resultados se obtuvieron modelando tres escenarios diferentes: uno, que es el escenario de referencia basado en proyecciones de la FAO con modificaciones para incluir el desperdicio de alimentos; otro que considera que a nivel mundial se consume solo el alimento necesario y no hay un exceso de demanda de calorías; otro que considera dietas vegetarianas (no consumo de carne); y otro que considera dietas veganas (no consumo de carne u otros productos de origen animal).

reducciones por dietas sin consumo de alimentos de origen animal ascienden hasta el 70.3%. Adicionalmente Stehfest, et. al. (2009) estiman que hasta 2,700 Mha de tierras de pastoreo y 100 Mha de cultivos podrían liberarse globalmente, resultando en aumentos en la captura de carbono por la regeneración vegetativa.

Tradicionalmente los esfuerzos por promover dietas más sostenibles se han centrado en aumentar la información disponible al consumidor. Aunque importante, esto no necesariamente se traduce en cambios de comportamiento o elecciones. En contraste, la manera más eficaz y equitativa de cambiar los comportamientos alimentarios es cambiar los factores estructurales que impulsan la elección de alimentos. Por lo tanto, las acciones principales deben partir del "entorno alimentario" (*food environment*), es decir, el contexto físico, económico y cultural en el que las personas interactúan con el sistema alimentario y toman decisiones de adquisición, preparación y consumo de alimentos (European Union Food Policy Coalition, 2021).

En este sentido existen diferentes medidas que podrían habilitar entornos alimentarios que faciliten la adopción de dietas más sostenibles y saludables. Éstas incluyen (sin ser limitativas): establecimiento de estándares para la mercadotecnia alimentaria, regulaciones ambientales para productos específicos (particularmente aquellos de mayor huella ambiental), etiquetado nutricional simplificado, etiquetado destacando características ambientales, etiquetado de bienestar animal, revisión de subsidios al sector agroalimentario, programas de comida orgánica en escuelas, apoyo a grupos vulnerable para el acceso alimentario, regulación en el uso de pesticidas, regulación pesquera, estrategias de urbanismo comercial para reducir la densidad de locales de comida rápida, modificación de los diseños de supermercados y presentación de productos, mejorar la infraestructura de mercados locales, reducción de los impuestos existentes para frutas y verduras, etc.

9.4 Escenario no condicionado

9.4.1 Supuestos

A continuación, se presentan los supuestos utilizados para la proyección de emisiones para el escenario no condicionado. Los supuestos se muestran para

cada estrategia temática, excepto para la estrategia 6 (protección del fondo marino) y las medidas habilitadoras, para las cuales no se calcularon potenciales de mitigación.

El escenario no condicionado contempla las estrategias de protección de tierras forestales y de restauración de ecosistemas consideran potenciales de mitigación con esfuerzos de implementación diferenciados principalmente por el tipo de terreno y área donde se consideran las intervenciones.

Tabla 37. Supuestos de entrada para los escenarios de mitigación en el sector AFOLU en el escenario no condicionado.

Estrategia	Supuestos NDC no condicionada
Protección de tierras forestales	Reforestación de alrededor de 231 mil hectáreas de tierras en zonas tropicales, mediante las líneas de acción de regeneración natural y reforestación
Restauración de ecosistemas forestales	Expansión de zonas protegidas para llegar a 15% del territorio nacional (actualmente el 14% del territorio nacional es de zona protegida)
Aumento sostenible de la productividad agrícola	No considerado
Aumento sostenible de la productividad pecuaria	No considerado
Reducción en el desperdicio de alimentos y pérdida de alimentos	No considerado

Fuente: elaboración propia.

9.5 Escenario condicionado

9.5.1 Supuestos

A continuación, se presentan los supuestos utilizados para la proyección de emisiones para el escenario condicionado. Los supuestos se muestran para cada estrategia temática, excepto para la estrategia 6 (protección del fondo marino) y las medidas habilitadoras, para las cuales no se calcularon potenciales de mitigación.

El escenario condicionado contempla todas las estrategias como respuesta a un mayor nivel de ambición en los esfuerzos por reducir la emisión de GEI del sector.

Tabla 38. Supuestos de entrada para los escenarios de mitigación en el sector AFOLU en el escenario condicionado.

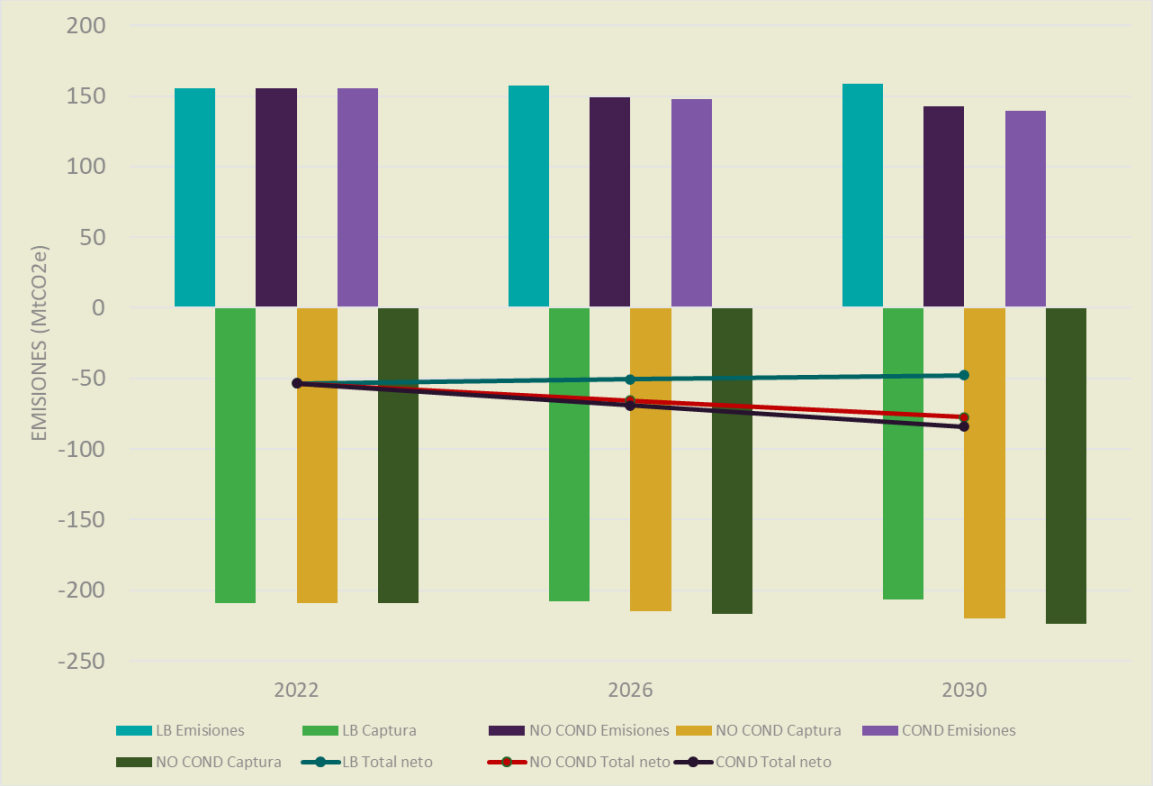
Estrategia	Supuestos NDC condicionada
Protección de tierras forestales	Reforestación adicional al escenario no condicionado de alrededor de 135 mil hectáreas en zonas templadas, que pertenecen a las áreas críticas para conservación de la CONABIO
Restauración de ecosistemas forestales	Expansión adicional al escenario no condicionado de zonas protegidas para llegar a 18% del territorio nacional (es decir, 3% más que la meta no condicionada)
Aumento sostenible de la productividad agrícola	Incremento de la productividad de acuerdo con las mejoras obtenidas por el programa MASAGRO para maíz de temporal. Para sorgo, frijol y trigo se consideró una extrapolación de productividad histórica. Continuación de la política de no aumento de la frontera agrícola.
Aumento sostenible de la productividad pecuaria	Mejoramiento de razas, adaptación a condiciones. Implementación de sistemas silvopastoriles de pastoreo rotativo en 10% de la ganadería.
Reducción en el desperdicio de alimentos y pérdida de alimentos	Reducción del 10% del desperdicio y pérdida de alimentos comparado con los valores de 2010 a nivel América Latina (cuota final de desperdicio y pérdida: 12% para cereales, 12% para pescado, 18% para frutas y verduras, 10% para leche, 3% para grasas y aceites, 3% para legumbres, 9% para carnes rojas, 6% para raíces, y 9% para aves de corral)

Fuente: elaboración propia.

9.5.2 Emisiones

A continuación, se presentan las emisiones para los escenarios de descarbonización y su comparación con la línea base. Los resultados se presentan en los periodos quinquenales de 2020, 2025 y 2030. Para cada año se muestran las emisiones de los componentes de agricultura, ganadería y cambio de uso de suelo, así como la captura por regeneración y forestación. Además, se muestran las emisiones netas del sector.

Figura 86. Proyección de emisiones por escenario y componente para el sector AFOLU.



Fuente: elaboración propia.

El componente positivo de emisiones correspondiente a agricultura, ganadería y uso de suelos presenta en 2030 reducciones no condicionadas de 9.9% y condicionadas de 12% respecto a la línea base.

Tabla 39. Porcentaje de reducción de emisiones brutas a 2015 y 2030 por escenario.

Escenario	Reducción emisiones en 2025	Reducción emisiones en 2030
No condicionado	3.7%	9.9%
Condicionado	4.4%	12.0%

Fuente: elaboración propia.

Además, el componente de permanencias y captura por regeneración y forestación muestra incrementos de 6.7 por ciento en 2030 para el escenario no condicionado y 8.4 por ciento para el escenario condicionado.

Tabla 40. Porcentaje de incremento en la captura de emisiones a 2015 y 2030 por escenario.

Escenario	Incremento captura en 2025	Incremento captura en 2030
No condicionado	2.7%	6.7%
Condicionado	3.5%	8.4%

Fuente: elaboración propia.

9.6 Análisis económico

En la siguiente tabla se resumen los resultados del análisis económico y posteriormente se describen de manera general algunos de los supuestos para el cálculo de los costos de las medidas.

Tabla 41. Análisis económico del sector AFOLU.

Medida	Costo de abatimiento USD2021/tCO2e		Costos de implementación (Mill. USD2021)		Beneficios promedio anuales (Mill. USD2021)		Valor presente neto (Mill. USD2021)	
	Escenario no condicionado	Escenario condicionado	Escenario no condicionado	Escenario condicionado	Escenario no condicionado	Escenario condicionado	Escenario no condicionado	Escenario condicionado
Incrementar la superficie de tierras forestales y plantaciones bajo manejo sostenible: en tierras degradadas	-22.76	-21.26	184.59	227.18	842.08	1036.34	21629.78	26125.33
Detener el cambio de uso de suelo ilegal en las tierras forestales	-45.37						589.39	
Reducir el uso de fertilizantes sintéticos	-	-33.47		2521.01		11294.18		3018.42
Incrementar la superficie bajo sistemas agroforestales		-88.27		145463.43		177963.29		3036.86
Incrementar la superficie bajo sistemas silvopastoriles		-202.56		1178.92		11967.79		-10788.88
Mejorar la dieta y la salud animal en el ganado		-86.13		98697.58		130100.30		7005.94

Incrementar la superficie con mejores prácticas de pastoreo		-126.76		159355.10		312169.45		27832.89

Fuente: elaboración propia.

A diferencia de lo que sucede en los sectores energéticos, en el sector AFOLU hay mayor homogeneidad en cuanto a sus insumos para el análisis económico. Además, lo más importante es que se trata de medidas con varias líneas de implementación, es decir, las interrelaciones entre las diferentes medidas hacen complejo separar los costos para cada una de las medidas ya que las fronteras entre ellas no son claras.

De hecho, los presupuestos para su implementación generalmente están enfocados no sólo en una medida en particular, sino que cubren a varias de ellas de forma estratégica, total o parcialmente; lo que dificulta asignar un costo específico a cada una de las medidas. Es por ello por lo que sólo se reportaron aquellas medidas cuyos costos medios de mitigación son razonables, es decir, cuyos valores no son muy elevados. A continuación, se describe de manera muy general la estimación económica de las medidas.

Los costos asignados se refieren principalmente a costos de preparación y adecuación del terreno, costos de siembra y los costos de mantenimiento. Todos ellos tienen un componente de inversión que generalmente no está desagregado, por lo que es difícil diferenciar entre costos de inversión, tales como herramientas de trabajo, y aquellos costos de operación y mantenimiento. Es por esta razón que los costos se agruparon en un solo grupo como costos de implementación. Para cada una de las medidas, el costo por hectárea es distinto, sin embargo, su clasificación es la misma. Estos valores son los que se reportan en la columna de costos de implementación.

Por otro lado, están los beneficios. Primero se encuentran los bienes maderables o algunos bienes naturales que pueden comercializarse. A estos les corresponden los bienes directos; sin embargo, la mayoría de las acciones están relacionadas con acciones de restauración y conservación de distintos ecosistemas, o bien prácticas en armonía con los sistemas naturales, tales como los sistemas agrosilvopastoriles. Así, uno de los grandes beneficios es el relacionado con los servicios ecosistémicos. Es decir, el valor de los servicios que proporcionan a la

sociedad en su conjunto y que muchas veces no se recibe ningún pago por ellos. Estos servicios están en el centro de la discusión y es fundamental que se incluyan en una contribución determinada a nivel nacional, ya que de otra forma parecería que el único valor de los ecosistemas son los bienes que pueden comercializarse. Por esta razón, se incluyen los valores ecosistémicos como un componente clave en los beneficios incluidos en el análisis costo beneficio.

En este sentido, el análisis económico tomó como base estos valores reportados en el reporte *Meta-análisis sobre valoración económica de los servicios ecosistémicos de México* publicado por el INECC en 2019. Con base en estos valores (ponderados por los ecosistemas preponderantes en cada medida) se analizaron los costos y beneficios asociados a la implementación de las medidas, y una vez descontados, se estimó el costo medio de abatimiento con el mismo procedimiento de las otras medidas. Estos valores son los que se reportan en la tabla anterior.

9.7 Conclusiones

El sector AFOLU contribuye con alrededor de una cuarta parte de las emisiones de gases y compuestos de efecto invernadero en México, siendo sus principales fuentes las emisiones por fermentación entérica, gestión del estiércol, suelos gestionados para la agricultura y la deforestación, en su mayor parte causada para la expansión de las actividades agropecuarias. Pese a ello, este sector cuenta con uno de los mayores potenciales de mitigación al cambio climático y de beneficios, sociales, económicos y ambientales asociados a las acciones de mitigación. La reducción de emisiones en el sector AFOLU debe contemplarse como un esfuerzo integrado que considere tanto la reducción y captura de emisiones como otros elementos de la agenda de desarrollo – seguridad alimentaria, conservación de la biodiversidad, provisión de agua y trabajo digno.

México enfrenta claros desafíos por el uso insostenible de la tierra, la actividad agropecuaria se mantiene como la principal causa de deforestación en el país; las tierras áridas y semiáridas han sufrido intensos cambios ecológicos; programas públicos incentivan la deforestación y la introducción de especies exóticas; un sistema alimentario que no ofrece dietas saludables asequibles para toda la población; una cadena de valor forestal desarticulada que perpetúa la ilegalidad;

entre muchos otros retos. Reducir e incrementar el potencial de mitigación en el sector AFOLU está estrechamente ligado con la modificación en las formas de producción convencionales e históricas que se han hecho sobre la tierra. Obviar la interacción entre los diferentes usos de la tierra y los ecosistemas forestales puede llevar al fracaso en la implementación de las estrategias de mitigación.

Aunado a que México cumpla con los compromisos internacionales, tanto de cambio climático como los de conservación de la biodiversidad, debe asegurar la producción de alimentos suficientes y saludables para las necesidades nacionales. Las dietas tienen un efecto importante sobre el uso de suelo, modifican la dinámica de la demanda de alimentos y provisión de bienes o servicios de los ecosistemas. 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. México tiene que transitar a un sistema de monitoreo y seguimiento con mayor profundidad en el sector AFOLU que asegure que los esfuerzos por lograr una transición en estos modelos de producción hacia unos bajos en emisiones sean contabilizados en el Inventario Nacional de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero.

10 Residuos

10.1Contexto y comportamiento histórico

El sector de residuos contribuyó con el 7.37% de las emisiones totales del país en 2019, de acuerdo con los datos del último INEGyCEI (SEMARNAT-INECC, 2022). Si bien no es la principal fuente de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) ni de dióxido de carbono (CO_2), las emisiones de metano (CH_4) derivadas de la descomposición de materia orgánica en aguas residuales y en rellenos sanitarios no controlados son considerables. Aunque el metano permanece en la atmósfera en menor cantidad y tiempo que el CO_2, su potencial de calentamiento global es alrededor de 28 veces mayor (IPCC, 2021). Por esta razón, su análisis es necesario dentro de la propuesta de una NDC alternativa para México.

Para poder trazar una ruta de descarbonización con acciones concretas que permitan reducir las emisiones del sector, en línea con las necesidades nacionales y los compromisos internacionales de México, es necesario entender la articulación de disposiciones legales, instrumentos de política pública y actividades básicas que se implementan para gestionar los residuos y ubicar acciones prioritarias y costo-efectivas para reducir emisiones. Al analizar la generación de residuos sólidos urbanos (RSU)y aguas residuales a nivel residencial es importante incorporar la perspectiva de género, ya que las labores domésticas y de cuidado recaen principalmente sobre las mujeres, lo cual las convierte en las principales gestoras de residuos en el hogar.

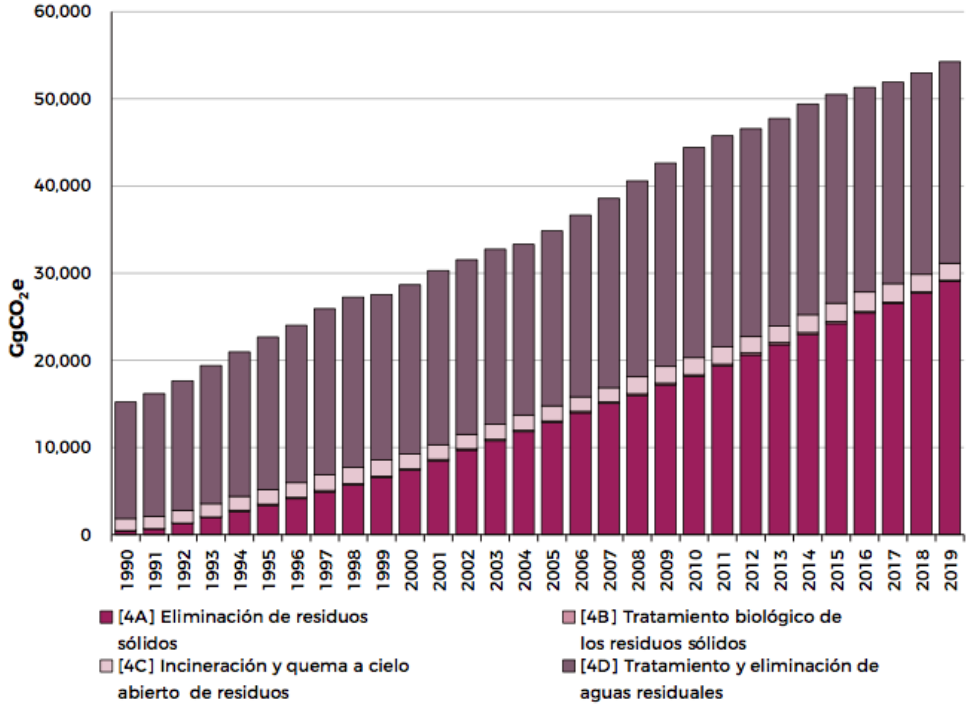
Dentro de cualquier economía, la producción y consumo de bienes y servicios genera residuos, los cuales pueden tener un impacto negativo en el ambiente y la salud humana si no se gestionan adecuadamente. Asimismo, los residuos contribuyen a la generación de emisiones de gases de efecto invernadero, principalmente por las emisiones de metano derivadas de la eliminación de RSU y aguas residuales municipales e industriales.

Uno de los principales factores detrás del incremento histórico de la generación de RSU y aguas residuales es el crecimiento económico y poblacional. En México, en el 2020 había 127.8 millones de habitantes y se estima que la población será de 148.2 millones de personas para el 2050 (CONAPO, 2020). Otros factores importantes son la falta de educación ambiental, malos hábitos de consumo y la deficiencia en la gestión integral de los residuos y su tratamiento.

De acuerdo con la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos, las tareas de recolección, alcantarillado, drenaje, tratamiento y disposición final de RSU y aguas residuales corresponden a los municipios (Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, 2021, Artículo 10; p. 13). Esto representa un reto para la gestión adecuada de los residuos, ya que a nivel municipal no se cuenta con los recursos para invertir en la infraestructura, tecnologías y capacidades necesarias para hacer una recolección y tratamiento eficiente que contribuya a la mitigación de las emisiones de este sector.

En 2019, el sector residuos emitió 54,257.55 $GgCO_2e$, o el 7.37% de las emisiones a nivel nacional, después del sector electricidad, transporte e industria. Las emisiones del sector se incrementaron un 256.8% entre 1990 y 2019 a una tasa media de crecimiento anual (TMCA) de 4.48%. La eliminación de residuos sólidos es la principal actividad que genera emisiones (53.50%), seguida por la eliminación y tratamiento de aguas residuales (42.59%). En menor proporción, se encuentra la incineración y quema de residuos a cielo abierto (3.62%) y el tratamiento biológico de residuos sólidos (0.29%).

Figura 87. Emisiones de GEI del sector residuos.



Fuente: SEMARNAT-INECC (2022).

El principal GEI emitido fue el metano (93.01% del total de emisiones del sector), generado principalmente por las dos actividades más emisoras. El segundo GEI más importante fue el óxido nitroso con 2,755.52 $GgCO_2e$ (5.08%), emitido por las actividades de tratamiento y eliminación de aguas residuales. Las emisiones de CO2 provienen de la incineración y quema de residuos a cielo abierto, con 1,037.91 GgO_2e (1.91%). Es importante mencionar que la estimación de las emisiones provenientes de la quema de residuos posee un gran grado de incertidumbre (±86.51%).

10.1.1 Residuos sólidos urbanos

En México se generan más de 44 millones de toneladas anuales de residuos y se espera que este número alcance los 65 millones para el año 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. Considerando 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.

Tabla 42. Generación de residuos sólidos urbanos 2004, 2012 y 2020.

Año	2004	2012	2020
Generación residuos (ton/día)	94,800	102,895	120,128
Generación residuos per cápita (kg/hab/día)	0.9	0.852	0.944
Toneladas anuales (millones)	34.6	37.56	44

Fuente: SEMARNAT (2006, 2012, 2020).

En México, cada día se generan 120 mil 128 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 el 46.42% corresponde a los residuos orgánicos. Sin embargo, alrededor de 72% del total de residuos generados termina en alguno de los 2,203 sitios de disposición final, de los cuales sólo 213 (9.7%) cuentan con infraestructura para captura de biogás y 47.8% no cuentan con infraestructura básica de protección ambiental (SEMARNAT, 2020).

Con respecto a los costos, se calcula que el costo por tonelada recolectada es de 434 pesos, más 122 por tonelada si llega a sitios de disposición final (esto, sin contar la depreciación de vehículos e infraestructura necesaria para su transporte y disposición).

Recuadro 4. Estadísticas del personal empleado por género para la gestión, tratamiento y disposición de los RSU.

De acuerdo con el último Censo Nacional de Gobiernos Municipales, únicamente el 12% de los residuos generados se recolecta de forma selectiva (INEGI, 2021b). Para efectuar la recolección selectiva, el país cuenta con un total de 127 instalaciones de transferencia y 173 centros que operan a nivel municipal y estatal. De los 47 sitios de tratamiento existentes, 26 son para separación o reciclaje, 5 para trituración, 13 para compactación, 19 para compostaje y 5 para biodigestión.

La gestión de residuos en México es un sector predominantemente masculino y con una marcada segregación laboral de acuerdo con la jerarquía y tipos de actividades que implican dicha gestión. Según datos del Censo Nacional de Gobiernos Municipales (INEGI, 2021b) el 84% del personal ocupado en las estaciones de transferencia de residuos sólidos urbanos son hombres, mientras que el 16% son mujeres. En lo que respecta al personal ocupado en las plantas de tratamiento de residuos sólidos urbanos, los datos de este mismo censo muestran que el 63% son hombres, mientras que el 37% son mujeres. El 1% faltante no especificó su sexo. Finalmente, en cuanto al personal ocupado en los sitios de disposición final de residuos sólidos urbanos, el 91% de las personas que trabajan en estos espacios son hombres, mientras que el 9% son mujeres.

Al analizar la segregación laboral por jerarquía y tipos de puestos, los datos muestran que el entre el 85% y el 88% de los cargos de gerentes y directivos en cada uno de los sitios de gestión, tratamiento y disposición de residuos están ocupados por hombres, lo cual se podría explicar por la alta masculinización del sector. Por otro lado, al analizar la proporción de mujeres que participan en las labores administrativas y contables de estos mismos sitios se observa que existe cierta paridad. Es decir, existe una participación laboral femenina del 51% en las plantas de tratamiento de RSU; 43% en los sitios de disposición final de residuos sólidos urbanos; y del 24% en las estaciones de transferencia. Esto se podría explicar dadas las normas sociales (estereotipos y roles de género) que permiten que las mujeres sí se dediquen a trabajos de este tipo.

Al analizar los puestos de trabajo técnicos y operativos se identificó que en las estaciones de transferencia de residuos sólidos urbanos tan solo el 16% de los puestos son ocupados por mujeres, mientras que en las en las plantas de tratamiento de residuos sólidos urbanos las mujeres representan poco más de un tercio (36%) de dichos cargos, y en los sitios de disposición final de residuos sólidos urbanos son el 6% de la proporción de personas empleadas en estas actividades.

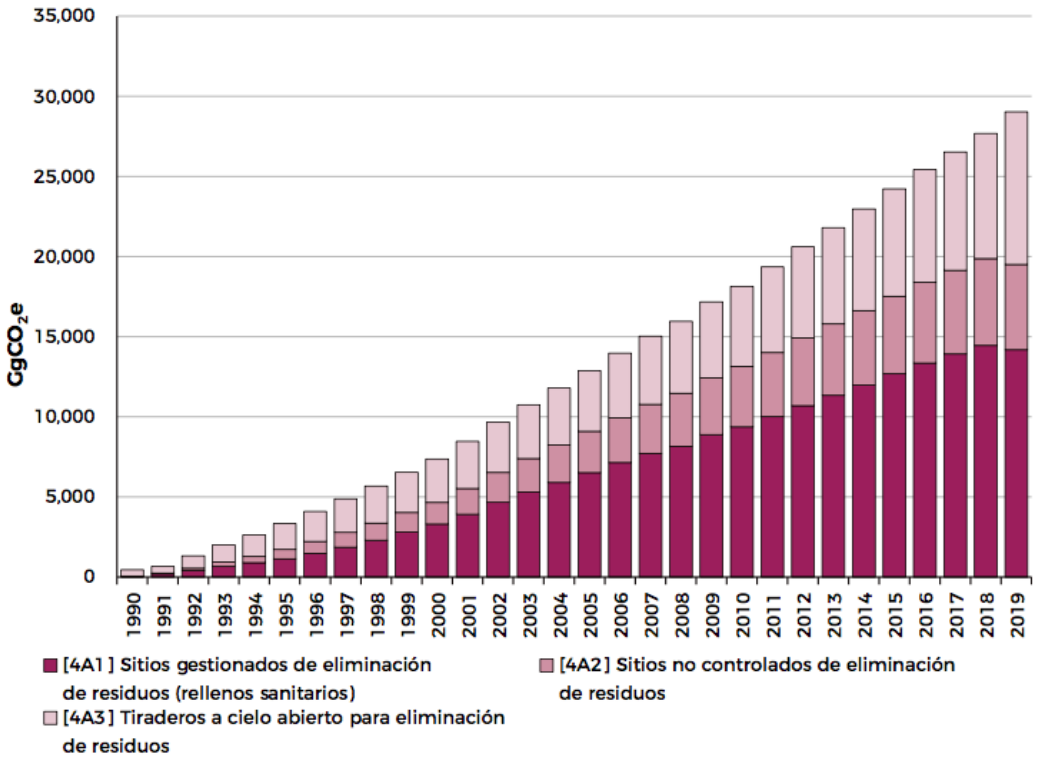
Los Programas Nacionales para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos han sido creados para fomentar la valorización de los residuos sólidos, sin

embargo, el último programa corresponde al periodo de 2012-2018 y está pendiente su actualización y puesta en operación. Asimismo, a nivel local, los municipios tienen la obligación de desarrollar sus propios Programas Municipales para la Gestión Integral de Residuos Sólidos Urbanos. No obstante, únicamente 143 municipios de los 2,471 cuentan con un Programa y en algunos casos no se encuentra actualizado (INEGI, 2021b).

Dentro de este contexto, la disposición de los residuos sólidos continúa haciéndose principalmente en tiraderos a cielo abierto o rellenos sanitarios que, en muchos casos, no operan de forma eficiente ni de acuerdo con los lineamientos básicos para disposición adecuada de los residuos (SEMARNAT, 2019). Esta es la principal causa de las emisiones de metano asociadas a la disposición de los residuos sólidos. En 2019, se estimaron en 29,028.89 $GgCO_2e$ (53.50% del sector) (SEMARNAT-INECC, 2022).

En este sentido, la mayor cantidad de emisiones se originó en los rellenos sanitarios (sitios gestionados de eliminación de residuos), con 48.87% del total de GEI, seguida por los tiraderos a cielo abierto para eliminación de residuos, con 32.80%, mientras que las emisiones generadas en los sitios no controlados de eliminación de residuos representaron el 18.33%. Las emisiones derivadas de la eliminación de residuos sólidos crecieron 63 veces en comparación con el año 1990 a una TMCA de 15.38%.

Figura 88. Emisiones de GEI de la eliminación de residuos sólidos



Fuente: SEMARNAT-INECC (2022).

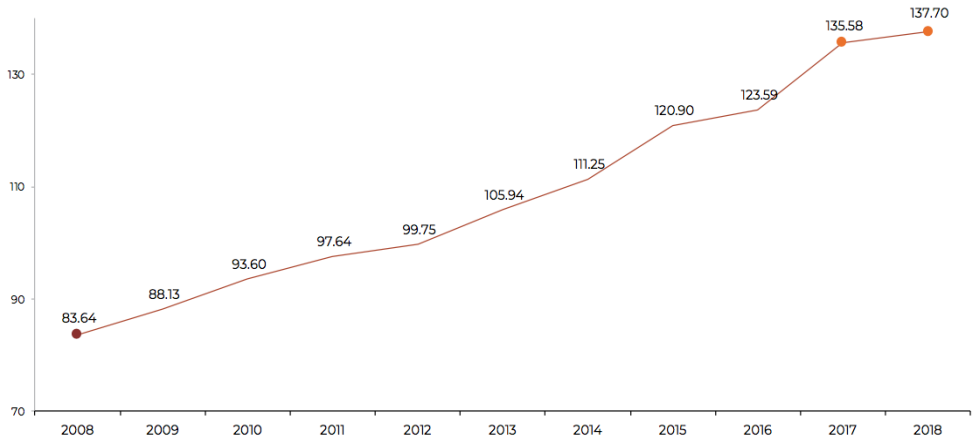
10.1.2 Aguas residuales

La descarga de aguas residuales en México se clasifica en descargas municipales y no municipales. Las primeras son aquellas que se envían a los sistemas de alcantarillado urbano y rural y son típicamente generadas por actividades residenciales. Por otro lado, las aguas no municipales son generadas 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.

Del total de aguas residuales municipales producidas en 2018 (235.6 m^3/s), el 58% recibió tratamiento en las 2,540 plantas de tratamiento a nivel nacional. Cabe destacar que esta tasa de tratamiento ha ido en incremento considerable en los últimos años (CONAGUA, 2019). No obstante, alrededor de 8.4% de las aguas

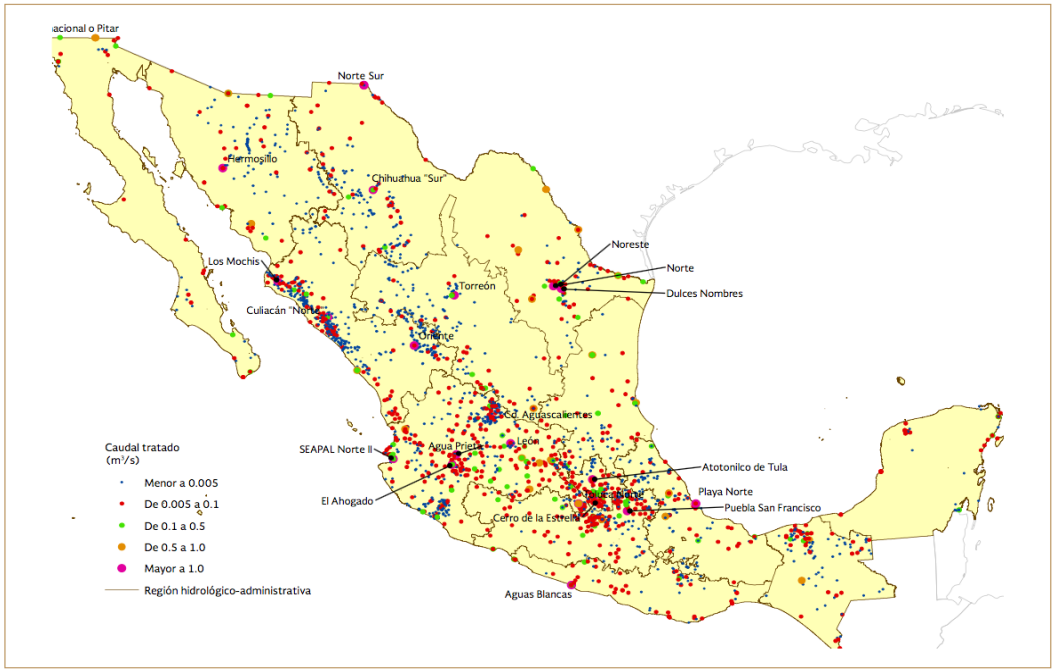
residuales municipales no son recolectadas ni tratadas y terminan en fosas sépticas no controladas.

Figura 89. Caudal de aguas residuales municipales tratadas (m^3/s), 2009 - 2018.



Fuente: CONAGUA (2019).

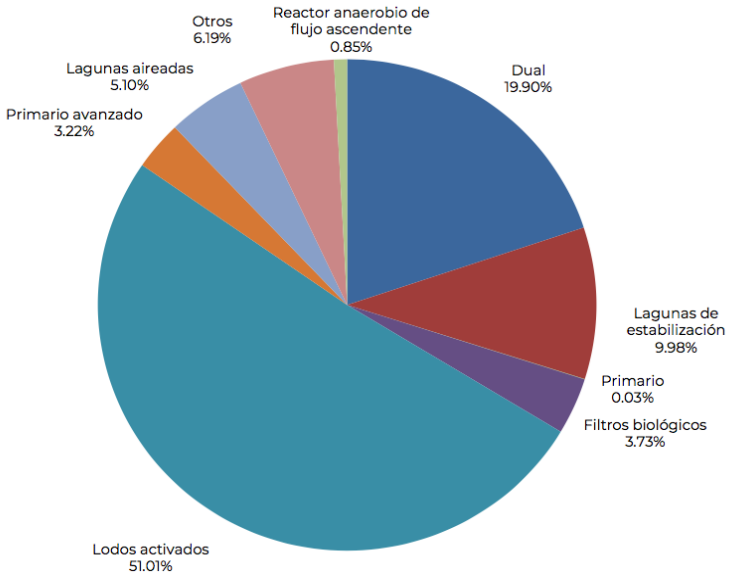
Figura 90. Mapa de las plantas de tratamiento de aguas residuales municipales de acuerdo con el caudal tratado, 2018.



Fuente: CONAGUA (2019).

A continuación, se muestran los principales procesos de tratamiento de aguas residuales municipales por caudal tratado. Los procesos mediante los cuales reciben tratamiento la mayoría de las aguas residuales son lodos activados, con 51% del total; proceso dual, con 20%; y lagunas de estabilización, con el 10% CONAGUA (2019).

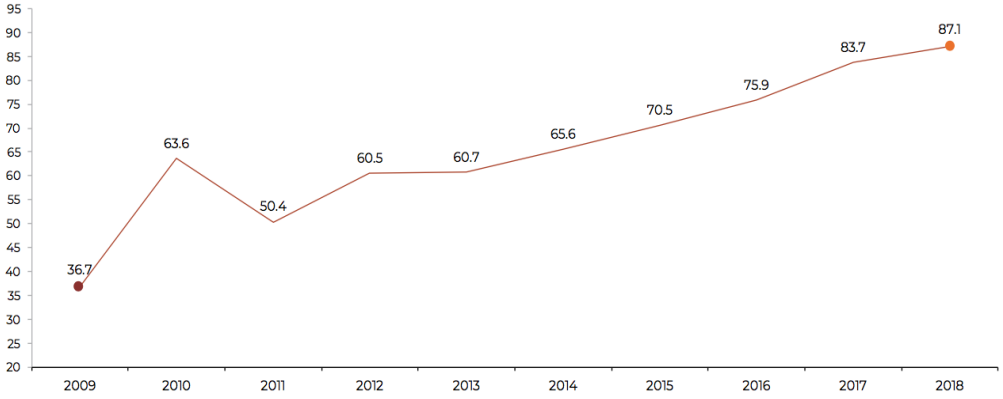
Figura 91. Principales procesos de tratamiento de aguas residuales municipales, por caudal tratado, 2018.



Fuente: CONAGUA (2019).

Por su parte, del volumen total de aguas residuales generadas por la industria (217.4 m^3/s), un 40% recibió tratamiento. Se ha estimado que el 60% restante es responsable de un tercio de las emisiones del sector.

Figura 92. Caudal de aguas residuales industriales tratadas (m^3/s), 2009 - 2018.



Fuente: CONAGUA (2019).

Con respecto al tipo de tratamiento aplicable a las aguas residuales industriales, éstos se clasifican como primarios, secundarios y terciarios. La tabla a continuación muestra el número de plantas según el tipo de tratamiento y su caudal o gasto de operación (m^3/s).

Tabla 43. Tipos de tratamiento de aguas residuales industriales, 2018.

Tipo de tratamiento	Propósito	Número de plantas	Gasto de operación (m^3/s)	Porcentaje
Primario	Ajustar el pH y remover materiales orgánicos y/o inorgánicos en suspensión con tamaño igual o mayor a 0.1 mm.	975	25.04	28.7%
Secundario	Remover materiales orgánicos coloidales y disueltos.	1945	57.39	65.9%
Terciario	Remover materiales disueltos que incluyen gases, sustancias orgánicas naturales y sintéticas, iones, bacterias y virus.	86	2.37	2.7%
No especificado		138	2.30	2.6%
	Total	**3 144**	**87.09**	**100.0%**

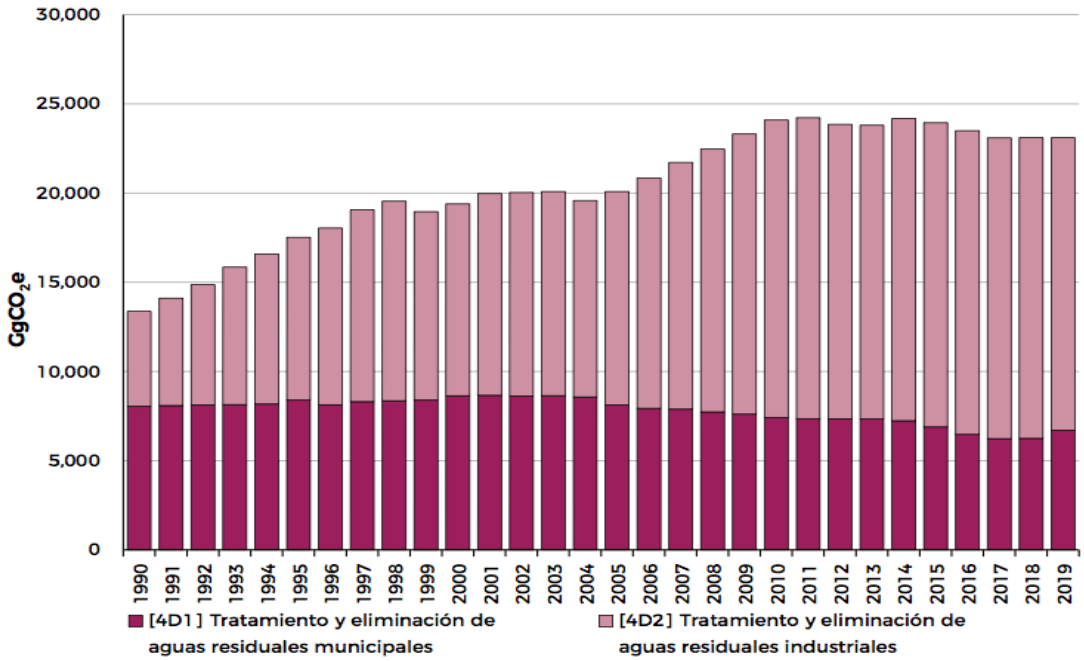
Fuente: CONAGUA (2019).

Las emisiones derivadas del tratamiento y eliminación de aguas residuales fueron de 23,109.47 $GgCO_2e$ (±126.79%) en 2019 (42.59% del sector). El total de GEI incrementó 72.88% (TMCA= 1.91%) entre 1990 y 2019. El tratamiento y eliminación de las aguas residuales industriales[35] contribuyó al 30.24% de las emisiones,

[35] De acuerdo con el Tercer Informe Bienal (SEMARNAT, 2022a), las emisiones correspondientes a los procesos industriales comprenden aquellos GEI generados por la descarga de aguas en los giros de alimentos, bebidas alcohólicas, bebidas no alcohólicas, café, celulosa y papel, cervecera, ingenios azucareros, jabón y detergentes, petrolero, plásticos y resinas, así como sustancias químicas orgánicas.

mientras que las municipales aportaron el 12.36%, con respecto a las emisiones totales del sector. Las emisiones de metano representaron el 89.1% del total, mientras que el resto fue óxido nitroso (SEMARNAT-INECC, 2022).

Figura 93. Emisiones históricas de GEI de tratamiento y eliminación de aguas residuales.



Fuente: SEMARNAT-INECC (2022).

Por un lado, las emisiones derivadas del tratamiento y eliminación de aguas residuales municipales disminuyeron 16.64% entre 1990 y 2019, gracias al incremento en el porcentaje del tratamiento de aguas residuales municipales (12.86% en 1990 a 65.70% en 2019) y a la instalación de 28 plantas de tratamiento de lodos activados con digestión anaerobia y captura de metano para aprovechamiento energético o quema en antorcha, proceso que evita la emisión directa del metano a la atmósfera mediante la oxidación a dióxido de carbono (SEMARNAT, 2022a).

Por otro lado, las emisiones derivadas del tratamiento y eliminación de aguas residuales industriales crecieron 208.09% (TMCA= 3.96%) entre 1990 y 2019. El porcentaje de agua residual industrial no tratada en 2019 fue de 59.27%, lo que implica emisiones directas de metano. Debido a esto, el tratamiento y eliminación

de aguas residuales industriales es la subactividad que generó más emisiones del sector residuos (30.24%), equivalentes al 3.07% del total nacional.

10.2 Metodología y supuestos de entrada

Las emisiones y medidas de mitigación del sector de residuos se analizaron por medio de una herramienta de simulación numérica básica y gestión de datos del tipo tablero o *dashboard*. La herramienta tiene un acercamiento de arriba hacia abajo (*top-down*) y se construyó con datos agregados nacionales de la generación de residuos sólidos y aguas residuales. Las proyecciones consideran la tendencia de crecimiento poblacional y de generación de residuos per cápita. Los datos agregados se analizaron por tipo de disposición para residuos sólidos y por tipo de tratamiento para aguas residuales. Para aproximarse a las emisiones de GEI se consideraron intensidades de emisiones promedio por tipo de tecnología para disposición de residuos sólidos y aguas residuales.

En el desarrollo del escenario tendencial se evaluó la generación de RSU per cápita y de aguas residuales municipales per cápita. Asimismo, se consideraron las proporciones por tipo de disposición final de residuos sólidos y tratamiento de aguas residuales. Los cálculos se hicieron mediante la aplicación del método de arriba hacia abajo, usando el enfoque de Nivel 1 e intensidades de emisión por tecnología del IPCC (2006). Ambos métodos de estimación permitieron integrar el escenario de línea base.

Se tomaron como base las proyecciones de población nacional elaboradas por el Consejo Nacional de Población para el periodo 2010-2050. Para las métricas económicas se consideró una proyección del PIB con crecimiento de 4.78% en 2021, 4.1% en 2022, 3.4% en 2023 y 2.8% en 2024. Para el resto del periodo, la tasa de crecimiento anual se fijó en 2.5%.

Para la modelación de las medidas, se elaboró una caracterización de plantas existentes para las tecnologías de rellenos sanitarios con aprovechamiento de biogás, plantas de digestión anaeróbica y PTAR con aprovechamiento de biogás con la información disponible de GIZ (2018) y SEMARNAT (2022). A partir de las características y datos de operación de las plantas existentes, se propusieron plantas promedio por tipo de tecnología. Para el caso de termovalorización, se

tomaron los datos de los estudios de prefactibilidad de la planta que iba a ser construida en CDMX (Veolia, 2018; Gobierno de la CDMX, 2017).

Por su parte, para la modelación de las medidas relacionadas al incremento de cobertura de tratamiento de aguas residuales municipales e industriales, se obtuvieron coeficientes de emisiones por volumen de agua tratada con base en las metodologías utilizada en el Tercer Informe Bienal de Actualización (SEMARNAT, 2022a) y en las Rutas de Instrumentación de la NDC para aguas residuales (INECC-PNUD, 2018a), respectivamente.

10.3 Línea base

10.3.1Residuos sólidos urbanos

La línea base identifica las emisiones de metano que se generan por la disposición de residuos sólidos urbanos y su incineración. Se partió del método de arriba hacia abajo y se tomaron como base de la construcción, los datos históricos de generación de residuos para el periodo 2004-2020 presentados en el Diagnóstico Básico para la Gestión Integral de Residuos (DBGIR) (para los años 2006, 2012 y 2020) y del Censo Nacional de Gobiernos Municipales y Delegacionales (para los años 2011, 2013, 2015, 2017 y 2019). El indicador de generación de residuos per cápita resultó en 345 kilogramos de residuos sólidos por persona para 2019. En el periodo 2020-2030, este indicador crecerá de acuerdo con la tendencia histórica observada y se mantendrá constante la proporción de residuos por tipo con las categorías de orgánicos, papel y cartón, reciclables y otros.

Se asumió que la fracción de residuos generados que son recolectados es de un 89% para el año 2020. Esta proporción se mantendrá constante durante el periodo de estudio. Dentro de la recolección se incluyen la recolección mixta y la recolección selectiva, que se mantienen constantes con un 86% y un 14% de la recolección total, respectivamente. Asimismo, se consideró que un 72% de los residuos recolectados llega a un sitio de disposición final, ya sea en rellenos sanitarios (31.8%), sitios no controlados (15.4%) o tiraderos a cielo abierto (52.8%).

No se incluyó la quema a cielo abierto ni la incineración de residuos peligrosos en la modelación.

10.3.2 Aguas residuales

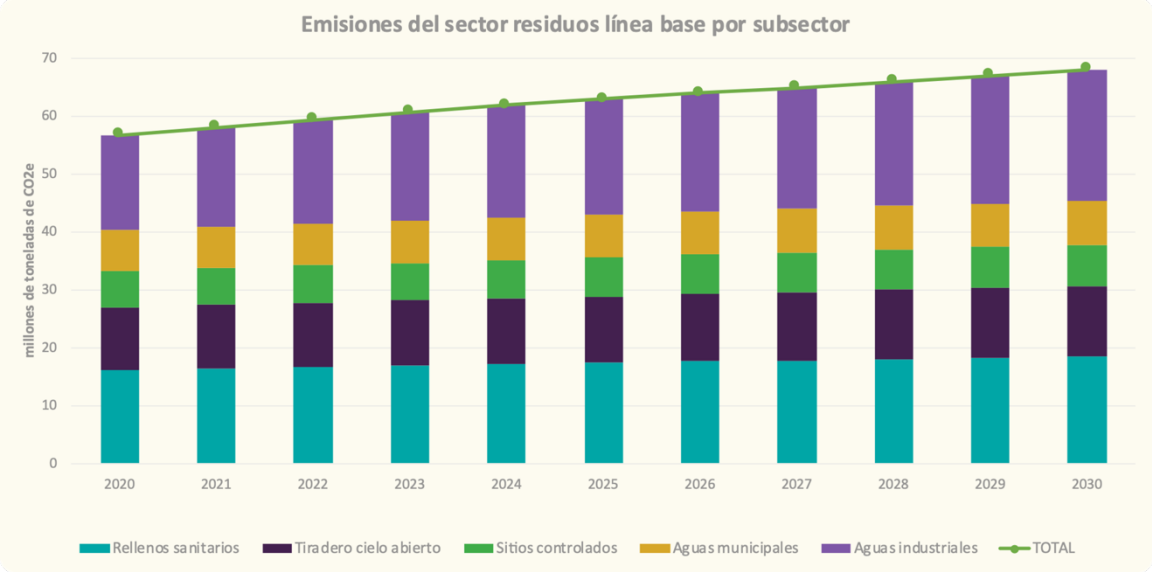
Las emisiones identificadas en este rubro corresponden a las aguas residuales municipales y las aguas residuales industriales. El ejercicio de proyección se basó en un enfoque de indicadores básicos mínimos. Para las proyecciones a 2030 de las aguas municipales se partió de un indicador de generación de aguas residuales por persona a nivel nacional en 2020, el cual se mantuvo constante y se vinculó con la población nacional. Por su parte, se utilizó un indicador de generación de aguas residuales por unidad de producción nacional (PIB total nacional) en 2015 para aguas industriales que se vinculó con el crecimiento económico esperado en el país. Se consideraron constantes las fracciones de aguas residuales que llegan a tratamiento para ambas categorías.

Los GEI estimados para las aguas municipales fueron el metano y óxido nitroso, mientras que en el caso de las aguas industriales únicamente se contabilizaron emisiones de metano. Las intensidades de emisión se mantuvieron constantes para estos gases.

10.3.3 Emisiones

Es importante mencionar que cuando se hizo el ejercicio de línea base en la primera NDC de México (Gobierno de la República, 2015), se estimó que las emisiones del sector residuos alcanzarían cerca de 50 $MtCO_2e$ para 2030, sin embargo, en 2019/2020 desde el último inventario de CyGEI (SEMARNAT-INECC, 2022) y con base en la estimación de la línea base del presente análisis se supera esta cifra y se alcanzan cerca de 60$MtCO_2e$. Es por esto, que esta diferencia deberá ser tomada en cuenta para comparar los porcentajes de mitigación de éste y ejercicios futuros de descarbonización.

Figura 94. Línea base de emisiones de GEI de tratamiento y eliminación del sector residuos



Fuente: elaboración propia.

10.4 Medidas de mitigación

10.4.1Enfoque de selección de medidas

El enfoque para la selección de las medidas consistió en aquellas medidas con mayor potencial de mitigación de acuerdo con los potenciales estimados previamente en las Rutas de instrumentación de las Contribuciones Nacionalmente Determinadas en materia de mitigación de GyCEI (SEMARNAT-INECC, 2018) y en la *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* (INECC-ADE, 2021).

Según los estudios elaborados por el INECC, las medidas con mayor potencial de mitigación para los residuos sólidos urbanos son en primer lugar, las plantas de termovalorización; seguida de los rellenos sanitarios con quema o aprovechamiento de biogás; y finalmente, de las plantas de digestión anaeróbica. Mientras que para las aguas residuales las medidas con mayor potencial de mitigación son en primer lugar, la captura y aprovechamiento de biogás en las plantas de tratamiento de aguas residuales municipales existentes; seguida del

incremento en la cobertura de tratamiento de aguas residuales industriales; y, en tercer lugar, el incremento en la cobertura del tratamiento de aguas residuales municipales.

10.4.2 Residuos sólidos urbanos

10.4.2.1 Captura, quema y aprovechamiento de biogás en rellenos sanitarios

El metano generado en los rellenos sanitarios derivado de la descomposición de la materia orgánica puede capturarse y quemarse o aprovecharse para generación eléctrica en forma de biogás. De los 2,203 sitios de disposición final que existen en México, el 40% no cuenta con ningún proceso de control de acceso, control de admisión de residuos, compactación y cubrimiento con tierra, y monitoreo de aspectos de higiene y seguridad (SEMARNAT, 2020). En este sentido, únicamente 47 sitios de disposición cuentan con tecnologías para la captura y quema de biogás, y 8 con tecnología para el aprovechamiento del biogás para la generación eléctrica (INEGI, 2021b).

La NOM-083-SEMARNAT-2003 establece que en los rellenos sanitarios debe garantizarse la extracción, captación, conducción y control de biogás a través de pozos individuales o mediante el establecimiento de una red con quemadores centrales y disponerse en sistemas para su aprovechamiento energético o proceder a su quema. Sin embargo, en muchos casos, no es factible realizar la quema por diversas razones técnicas y prácticas tales como bajo contenido de CH_4, intermitencia o falta de presión, alto costo para volúmenes pequeños de biogás, entre otras (SEMARNAT, 2022a, p. 279).

La mitigación de esta medida consiste en la producción de energía eléctrica o quema controlada del gas metano. Para la quema del biogás, durante la oxidación de CH_4 se convierte en CO_2, el cual tiene un potencial de calentamiento 28 veces menor que el metano. En el caso de la producción de energía eléctrica mediante biogás, ésta aporta a la reducción de emisiones indirectas provenientes de la generación de energía eléctrica a base de combustibles fósiles.

Es importante mencionar que las tecnologías para la conversión del biogás a energía eléctrica presentan distintos requerimientos técnicos. Es decir, para adaptar los sitios que cuentan con tecnología de captura y quema de biogás es

necesario que el contenido del metano en el biogás sea de por lo menos 50% y el contenido del oxígeno lo más cercano a cero para que opere de forma costo-efectiva (Dávila, 2019). En este sentido, se podría generar un ingreso adicional para que la tecnología sea económicamente viable mediante los ingresos de la venta del gas o electricidad; sin embargo, el proceso legal y administrativo para hacerlo es bastante complejo y tardado.

Actualmente, existen 97 sitios que cuentan con infraestructura de captura biogás; no obstante, muchos de ellos no cuentan con las condiciones adecuadas de operación (INECC-SEMARNAT, 2021). Asimismo, solo existen 8 rellenos sanitarios que han sido adaptados para generación de electricidad a partir de biogás, mientras que 4 cuentan con tecnología para captura y quema de biogás (GIZ México, 2018; SEMARNAT, 2022a).

10.4.2.1.1 Acciones para la implementación de la medida

- Actualización del Programa Nacional para la Gestión Integral de los Residuos.
- Elaborar un diagnóstico de la infraestructura, capacidad, marco normativo y manejo de los residuos a nivel nacional.
- Clausurar rellenos sanitarios que no cumplan los lineamientos mínimos de operación mediante la actualización de la NOM-083-SEMARNAT-2003.
- Diseñar una plataforma de asistencia para que los estados y municipios transiten a esquemas financiera y operativamente sustentables para la gestión y tratamiento de los residuos como los Organismos Operadores municipales o intermunicipales.
- Transformar los tiraderos a cielo abierto en bancos de materiales y crear mercados para materias primas recicladas, fomentando la industria de remanufactura y reciclaje.
- Evitar el desperdicio de alimentos y aprovechar el potencial orgánico y energético de los residuos.

10.4.2.2 Termovalorización

La termovalorización consiste en una planta termoeléctrica que utiliza los residuos sólidos inorgánicos para la generación eléctrica o térmica, como combustible alternativo a los combustibles fósiles. La generación actual de este tipo de plantas

puede alcanzar entre 25-30% de eficiencia eléctrica neta, lo cual corresponde a las eficiencias de cualquier tipo de tecnología de tratamiento térmico.

En Europa, actualmente se encuentran instaladas 473 plantas de termovalorización que procesan 193,000 toneladas de residuos al año para generar electricidad, mientras que en Latinoamérica aún no existen este tipo de tecnología. En la Ciudad de México, en 2017, se anunció la construcción de una planta con una inversión de 11 mil millones de pesos y procesamiento de 4,500 toneladas de residuos inorgánicos por día (Veolia, 2018). Sin embargo, se decidió detener los planes para su implementación por su elevado costo de inversión. Por su parte, en 2022, Bogotá empezó el proceso para la construcción de su primera planta de termovalorización (El Espectador, 2022).

Cabe señalar que para que los residuos puedan aprovecharse mediante este proceso es necesario mejorar la separación de los residuos desde los hogares, lo cual implica concientizar para lograr el cambio de comportamiento necesario, así como mejorar los sistemas de recolección selectiva. Asimismo, se deben contemplar los filtros de partículas apropiados para evitar los riesgos asociados a las emisiones del proceso que pueden ser dañinas para la salud.

No obstante, su alto potencial de mitigación y la posibilidad de contribuir a la generación de energía limpia, la posicionan como una alternativa atractiva para los tomadores de decisiones pertenecientes al sector residuos sólidos, a lo cual se deben añadir beneficios tales como las economías de escala y genera ahorros al evitar el traslado de los residuos a sitios de disposición final.

10.4.2.2.1 Acciones para su implementación

- Definición de una política nacional en la materia que involucre tanto a SEMARNAT como a SENER, respaldada en la construcción de un marco normativo.
- Creación de una norma para la 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.

- Co-financiamiento de distintas fuentes: sector privado, banca de desarrollo, banca multilateral, fondos nacionales e internacionales, fideicomisos estatales.
- Coordinación intermunicipales y regional para maximizar las oportunidades de financiamiento y hacer más eficiente su operación.
- Programas y campañas orientados a la separación de los residuos desde la fuente, es decir, desde los hogares.
- Mejorar la logística e infraestructura de la recolección de residuos de forma selectiva.

Debido a las limitaciones que tiene esta medida a nivel regulatorio, financiero y operativo, se propone incluir esta medida dentro del escenario de descarbonización condicionado.

10.4.2.3 Plantas de digestión anaeróbica

A nivel nacional, se estima que el volumen de residuos orgánicos que podrían ser aprovechados para compostaje o biodigestión es de 56,427 toneladas al día (SEMARNAT, 2020). En la actualidad, únicamente existen 5 plantas de digestión anaeróbica en el país (INEGI, 2021b).

Esta medida se refiere al aprovechamiento de los residuos sólidos orgánicos en plantas de digestión anaerobia para generación de energía eléctrica. El proceso de la biodigestión anaeróbica consiste en la descomposición de materia orgánica en ausencia de oxígeno, dicha materia orgánica se transforma en un gas con una concentración alta de CH_4 y en un lodo rico en nutrientes que puede ser utilizado como abono (GIZ México, 2018).

10.4.2.3.1 Condiciones habilitadoras y cobeneficios

Es importante mencionar que para poder implementar estas medidas de forma eficiente y costo-efectiva, se requieren de estrategias integrales de gestión de residuos en línea con la hoja de ruta "Visión Nacional hacia una Gestión Sustentable: Cero Residuos." Dentro de esta hoja de ruta nacional se proponen las siguientes estrategias basadas en un enfoque de economía circular para reducir, reutilizar y aprovechar los residuos desde su generación hasta su disposición (SEMARNAT, 2019):

- Diagnóstico de la infraestructura, capacidad, marco normativo y manejo de los residuos en el país.
- Cierre de destinos de disposición final (tiraderos a cielo abierto y rellenos sanitarios) que no cumplan con la normatividad.
- Diseñar la plataforma de asistencia técnica y financiera para la gestión de residuos en las entidades federativas.
- Creación, adopción y operación de modelos para la gestión sustentable de residuos.
- Transformar los tiraderos a cielo abierto en bancos de materiales y crear mercados para materias primas recicladas, fomentando la industria de remanufactura y reciclaje.
- Evitar el desperdicio de alimentos y aprovechar el potencial orgánico y energético de los residuos.

Estas estrategias deberán integrar la perspectiva de género ya que los roles de género y la división sexual del trabajo, no solo afectan la manera en la que se gestionan los residuos en los hogares, sino en la participación de las mujeres en las diferentes actividades vinculadas con la gestión de residuos en las industrias y por parte de los gobiernos municipales, lo cual tiene implicaciones directas con la igualdad de género.

Figura 95. Modelo para la gestión sustentable de los residuos.



Fuente: SEMARNAT (2019).

Figura 96. Modelo de economía circular para el manejo de los residuos y aprovechamiento de los recursos naturales.



Fuente: SEMARNAT (2019).

Adicionalmente, se deberá revisar y actualizar las Normas Mexicanas NMX-AA-015-1985, NMX-AA-019-1985, NMX-AA-022-1985 y NMXAA-061-1985, las cuales establecen las bases para la metodología con que se realizan los estudios de generación y composición ya que hay muchos aspectos en los procesos de producción y consumo que han cambiado y, por lo tanto, en la generación de residuos.

Buscar una reducción de emisiones de GEI desde el sector residuos puede ayudar a atender diversas problemáticas al mismo tiempo. Por un lado, el reciclaje o reutilización disminuye el gasto de energía, costos de extracción, procesamiento y transporte de materia prima. Por otro lado, una adecuada gestión de residuos evita el mal manejo de lixiviados, los cuales resultan nocivos para la salud humana y el medio ambiente. Asimismo, un modelo integral de gestión de residuos promueve la transición de empleos informales a empleos formales mediante los organismos operadores regionales.

En México existe una baja tasa de participación laboral femenina. De acuerdo con cifras del INEGI, en mayo del 2022, la tasa de participación laboral de las mujeres fue tan solo del 44.8% mientras que las de los hombres fue del 76.4%, lo cual significa que en una proporción mayor de mujeres no está inserta en el mercado laboral formal, por lo que no cuentan con independencia económica. En este sentido, un modelo de economía circular para el manejo de los residuos con perspectiva de género enfocado a fomentar empleos entre mujeres podría reducir la brecha en la ocupación laboral. También es importante tomar en consideración la segregación laboral que existe en este sector dada la división sexual del trabajo, por lo que cualquier estrategia en el manejo de residuos deberá contemplar la integración de las mujeres en las diferentes actividades asociadas con este sector, así como la construcción de espacios seguros para las mujeres, ya que el acoso y hostigamiento sexual es una barrera para la inclusión y permanencia de ellas en este sector.

10.4.3 Aguas residuales

10.4.3.1 Incremento de la cobertura de tratamiento de aguas residuales municipales

La CONAGUA estableció una meta sectorial para alcanzar el tratamiento de 100% de las aguas residuales municipales en 2030 (CONAGUA, 2018). Al finalizar 2021, el número de PTAR en operación fue de 2,872 con una capacidad instalada de 198.6 m3/s y un caudal tratado de 145.34 m^3/s lo cual representa una cobertura nacional de tratamiento de aguas residuales municipales de 67.5% (CONAGUA, 2021).

Como se mencionó anteriormente, tanto las aguas tratadas como no tratadas generan emisiones principalmente de metano. El N_2O se genera en menor medida

a partir de algunos procesos de tratamiento. En 2019, las aguas municipales tratadas emitieron 3.36 $MtCO_2e$, mientras que las no tratadas emitieron 4.03 $MtCO_2e$ (SEMARNAT-INECC, 2022).

Esta medida plantea el incremento la cobertura de tratamiento de aguas residuales municipales para incrementar la cantidad y calidad de agua tratada, así como la eficiencia de los procesos. La reducción de emisiones de esta medida se asocia a la reducción de aguas residuales municipales que son vertidas directamente al efluente o fosas sépticas sin previo tratamiento. Además de la reducción de emisiones de GEI, esta medida propone la recuperación de la salud de los ecosistemas naturales y biodiversidad, al tiempo que se satisfacen las necesidades de consumo de agua de la población.

La mitigación se estima con el incremento de los volúmenes en el tratamiento de aguas residuales municipales colectadas y decremento de los volúmenes sin tratamiento dispuestos al alcantarillado u otros cuerpos receptores conforme a la metodología de IPCC. En el caso de las aguas tratadas, se sustraen las emisiones indirectas implícitas al consumo de electricidad.

Como complemento a esta medida, se deberá buscar la sustitución de los sistemas de tratamiento anaeróbicos por sistemas aerobios. Esto, debido a que los procesos de tratamiento anaeróbicos como tanques Imhoff, tanques sépticos y lagunas aireadas generan metano a diferencia de los aerobios que no generan metano.

10.4.3.1.1 Acciones para su implementación

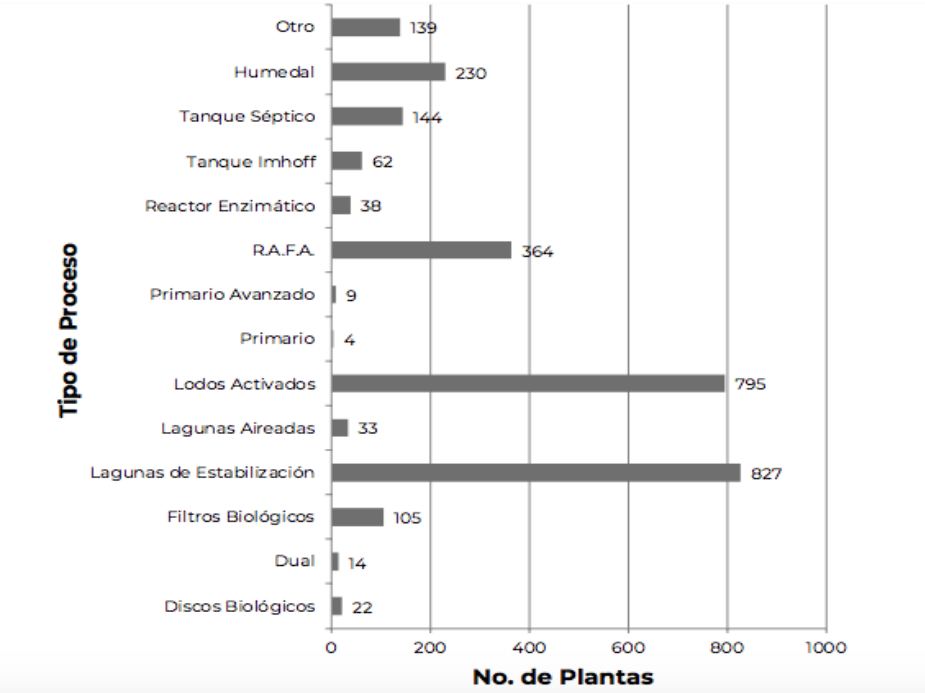
- Actualización del marco normativo que establecen los límites máximos permisibles de contaminantes para las aguas residuales descargadas y tratadas (NOM-001-SEMARNAT-1996, NOM-002-SEMARNAT-1996 y NOM-003-SEMARNAT-1996).
- Desarrollar una normativa que actualice la operación de los organismos operadores de las PTAR para considerar los requerimientos de la contabilidad de mitigación del cambio climático.
- Coordinación interinstitucional entre CONAGUA, comisiones estatales de agua, organismos operadores y concesionarios.

- Sanear las aguas residuales municipales con un enfoque integral de cuenca y acuífero.
- Establecer tarifas realistas que incluyan los costos relativos a todo el proceso de aguas residuales, desde su captación en alcantarillado hasta su tratamiento y posterior disposición final.
- Mejorar el funcionamiento de la infraestructura de tratamiento de las aguas residuales existente.
- Construir nueva infraestructura de tratamiento de aguas residuales y colectores e impulsar el saneamiento alternativo en comunidades rurales.
- Identificar opciones de financiamiento y maximizar las oportunidades de financiamiento mediante las juntas intermunicipales.
- Establecer un reparto equitativo de los recursos (ayudas) a los municipios con mayores necesidades, tras la identificación de las necesidades específicas de cada municipio.
- Establecer un sistema de monitoreo, reporte y verificación para medir el cumplimiento con normatividad, el incremento de la cobertura y la calidad y eficiencia de los procesos de tratamiento.

10.4.3.2 Captura y aprovechamiento de biogás en PTAR municipales existentes

De las 2,872 PTAR en operación, únicamente 21 de las PTAR cuentan con tecnología para quemar metano, mientras que 10 cuentan con tecnología para generar electricidad a partir de biogás (GIZ México, 2018; SEMARNAT, 2022a).

Figura 97. Número de plantas de tratamiento de aguas residuales municipales por tipo de proceso, 2020.



Fuente: CONAGUA (2021a).

La medida propone la producción de biogás en las PTAR existentes que operan con lodos activados procedentes de las aguas residuales municipales, y su posterior aprovechamiento para autoabastecimiento eléctrico. Como complemento a este tratamiento, se propone hacer uso del digestato obtenido como fertilizante agrícola, en vez de depositar dichos lodos digeridos en sitios de disposición final.

10.4.3.2.1 Acciones para su implementación

- Actualización de la NOM-083-SEMARNAT-2003, que recoge la necesidad de tratar o acondicionar los lodos generados en PTAR previo a su disposición final.
- Actualización de la NOM-004-SEMARNAT-2002, que recoge las posibilidades del aprovechamiento de los lodos generados en PTAR en otras actividades para su disposición final.
- Coordinación interinstitucional de las entidades de los tres órdenes de gobierno: federal, estatal y municipal.

- Involucrar a los operadores de las plantas para llevar a cabo el levantamiento de información necesaria sobre lodos: generación, características, formas de tratamiento, gestión, y destino final.
- Involucrar al sector privado para actuar como intermediarios para recabar datos sobre la disposición final de los lodos.
- Incrementar los impuestos (derechos) por la disposición final de los lodos para incentivar su adecuada gestión.

10.4.3.3 Incremento de la cobertura de tratamiento de aguas residuales industriales

Esta medida de mitigación debe ser priorizada debido a la importancia de las emisiones derivadas de las aguas residuales industriales no tratadas. Las emisiones del tratamiento y eliminación de aguas residuales industriales representan un tercio de las emisiones del sector y 71% de las emisiones totales de aguas residuales en México (SEMARNAT, 2022a). Es decir, el 65% de las emisiones de GEI del sector de las aguas residuales de México están siendo producidas por las ARI que no reciben tratamiento (INECC, 2015).

La medida de mitigación consiste en el incremento de cobertura de tratamiento de aguas residuales industriales que no están siendo tratadas en el país.

Es importante mencionar que no existen metas oficiales relativas a la implementación de esta medida. Por lo tanto, se retoman las metas establecidas en las Rutas de instrumentación de la NDC (INECC-PNUD, 2018a) como se muestra en la tabla a continuación.

Tabla 44. Metas de reducción de aguas residuales industriales no tratadas.

Año	Meta de reducción de ARI no tratada respecto a la línea base
2025	5%
2030	10%
2035	15%
2040	20%
2045	30%
2050	35%

Fuente: elaboración propia con base en INECC-PNUD (2018a).

10.4.3.3.1 Acciones para su implementación:

- Actualización del marco normativo que establecen los límites máximos permisibles de contaminantes para las aguas residuales descargadas y tratadas (NOM-001-SEMARNAT-1996, NOM-002-SEMARNAT-1996 y NOM-003-SEMARNAT-1996).
- Coordinación entre CONAGUA, el Instituto Mexicano de Tecnología del Agua y las Comisiones Estatales del Agua y Saneamiento de México.
- Incrementar la vigilancia de las descargas utilizando el modelo actual de la CONAGUA, junto con PROFEPA. Explorar la posibilidad de incorporar a terceros acreditados.
- 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 a tecnologías aeróbicas.
- Establecer un sistema de monitoreo, reporte y verificación para medir el cumplimiento con normatividad, el incremento de la cobertura y la calidad y eficiencia de los procesos de tratamiento.

10.5 Escenario no condicionado

10.5.1 Supuestos principales y medidas

10.5.1.1 Medida 1. Captura, quema y aprovechamiento de biogás en rellenos sanitarios

Desde 2016 a 2020, únicamente se adaptaron 8 rellenos sanitarios con tecnología para captura de biogás (4 de ellos con generación eléctrica) (INEGI, 2021b; SEMARNAT, 2022a). Aunque la tasa de penetración de la tecnología es baja, en comparación con lo propuesto en las rutas previas (INECC-PNUD, 2018; INECC-DEA, 2021), es importante acelerar su penetración para alcanzar la meta de mitigación de la NDC no condicionada de México y alcanzar una mayor ambición bajo el escenario condicionado. Es por esto por lo que se propone la adaptación de rellenos sanitarios en municipios con población mayor a 500,000 habitantes (aprox. 50 municipios).

A continuación, se muestran los supuestos y costos asociados a esta medida en el escenario no condicionado:

Tabla 45. Supuestos y costos asociados a la medida 1 - captura, quema y aprovechamiento de biogás en rellenos sanitarios para el escenario no condicionado.

Periodo de implementación	Supuestos NDC no condicionada
Total para el periodo 2021-2030	-Adaptación de 40 rellenos sanitarios (685 ton/día residuos) con tecnología de captura de biogás y capacidad de generación eléctrica de 2MW. -Adaptación de 20 rellenos sanitarios (685 ton/día residuos) con tecnología de captura de biogás y su quema.

Fuente: elaboración propia.

10.5.1.2 Medida 2. Plantas de digestión anaeróbica

En la actualidad, únicamente se reportan 5 plantas de digestión anaeróbica en el país (INEGI, 2021b). Sin embargo, esta es una medida que no requiere de una infraestructura tan compleja como otras tecnologías, y es fácil de operar. Por esto, se propone su implementación en cerca de la mitad de los municipios con población mayor a 50,000 habitantes y menor a 100,000 habitantes (87 municipios).

Tabla 46. Supuestos y costos asociados a la medida 2 - plantas de digestión anaeróbica para el escenario no condicionado.

Periodo de implementación	Supuestos NDC no condicionada
Total para el periodo 2021-2030	-Construcción de 30 plantas de digestión anaeróbica con capacidad de procesamiento de 100 ton/día residuos orgánicos.

Fuente: elaboración propia.

10.5.1.3 Medida 3. Captura y aprovechamiento de biogás en PTAR municipales

Como se mencionó anteriormente, de las 2,872 PTAR en operación, 21 cuentan con tecnología para aprovechamiento térmico y quema de metano, mientras que 10 cuentan con tecnología para generar electricidad a partir de biogás (GIZ México, 2018; SEMARNAT-INECC, 2022). Asimismo, una de las tecnologías más usadas son

los lodos activados con 795 PTAR (CONAGUA, 2021a). Estos lodos son aprovechables para la generación de biogás y generación de electricidad.

La medida consiste en el tratamiento de los lodos de PTAR mediante digestión anaerobia, para la captura, quema y aprovechamiento térmico o eléctrico de biogás para autoconsumo. Se considera también utilizar el lodo digerido como fertilizante agrícola. A continuación, se presentan los supuestos para el aprovechamiento de lodos para captura y generación de biogás desde las PTAR.

Tabla 47. Supuestos y costos asociados a la medida 3 - captura y aprovechamiento de biogás en PTAR municipales para el escenario no condicionado.

Periodo de implementación	Supuestos NDC no condicionada
2021-2030	-Adaptación de 120 PTAR de 2,650 l/s para aprovechamiento de biogás con capacidad de generación eléctrica de 2MW.

Fuente: elaboración propia.

10.5.1.4 Medida 4. Incremento de la cobertura de tratamiento de aguas residuales municipales

Los objetivos sobre porcentaje de aguas residuales municipales tratadas respecto al volumen captado lo establecen los Programas Hídricos Regionales de la Agenda del Agua 2030 para los años 2018 (65.24%), 2024 (79.94%) y 2030 (95.51%). Bajo este contexto, se propone llegar al 75% de cobertura en el escenario no condicionado bajo los siguientes supuestos:

Tabla 48. Supuestos y costos asociados a la medida 4 - incremento de la cobertura de tratamiento de aguas residuales municipales para el escenario no condicionado.

Periodo de implementación	Supuestos NDC no condicionada
2021-2030	Instalación de 275 nuevas PTAR[36] para alcanzar el 75% de cobertura de tratamiento de aguas residuales municipales, respecto a las aguas captadas en sistema de alcantarillado.

Fuente: elaboración propia.

[36] Se asume un promedio de tratamiento por PTAR de 51 litros por segundo.

Si bien esta medida se basa en las aguas captadas (recolección en alcantarillado), existe una fracción que no se recolecta y de la cuál no se estiman emisiones desde el inventario nacional de emisiones y compuestos de gases de efecto invernadero (INECC-PNUD, 2018a). Esto presenta un potencial adicional de mitigación que deberá ser estimado en el futuro. Asimismo, es importante evitar tecnologías anaeróbicas para el tratamiento de aguas residuales como por ejemplo tanques sépticos, tanque Imhoff y lagunas aireadas ya que generan metano en sus procesos.

10.5.1.5 Medida 5. Incremento de la cobertura de tratamiento de aguas residuales industriales

Para esta medida se toman como referencia las metas de cobertura establecidas en las rutas de instrumentación de la NDC, las cuales establecen un incremento de cobertura del 5% para el 2025 y 10% para el 2030 (INECC-PNUD, 2018a). En el escenario no condicionado, se propone aumentar el 15% de cobertura mediante el incremento de eficiencia en la operación de las plantas de tratamiento de aguas residuales industriales (PTARI) existentes.

Tabla 49. Supuestos y costos asociados a la medida 5 - incremento de la cobertura de tratamiento de aguas residuales industriales para el escenario no condicionado.

Periodo de implementación	Supuestos NDC no condicionada
2021-2030	-Instalación de 786 PTARI[37] para alcanzar el 50% de cobertura de tratamiento de aguas residuales industriales.

Fuente: elaboración propia.

En el caso de las aguas residuales industriales, la cobertura de tratamiento se basa en la generación total, a diferencia de las aguas residuales municipales que se basa en las recolectadas.

10.5.1.6 Medida 6. Termovalorización

Debido a que ni en México ni América Latina existen plantas de termovalorización, se propone una introducción bajo el escenario condicionado ya que requiere de la formulación de una normativa y de apoyo financiero que respalden la

[37] Se asume un promedio de tratamiento por PTARI de 27.7 litros por segundo.

implementación de este tipo de tecnología en el país. En este sentido, se propone la introducción de plantas de termovalorización en las zonas metropolitanas, las cuales se encuentran en los estados con mayor generación de residuos sólidos urbanos como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 50. Supuestos y costos asociados a la medida 6 – termovalorización para el escenario no condicionado.

Periodo de implementación	Supuestos NDC no condicionada
2022	-
2023	CDMX
2024	Toluca
2025	Guadalajara
2026	Veracruz
2027	Monterrey y León
2028	Puebla-Tlaxcala y Ciudad Juárez
2029	Morelia y Culiacán
2030	Tampico y Tijuana

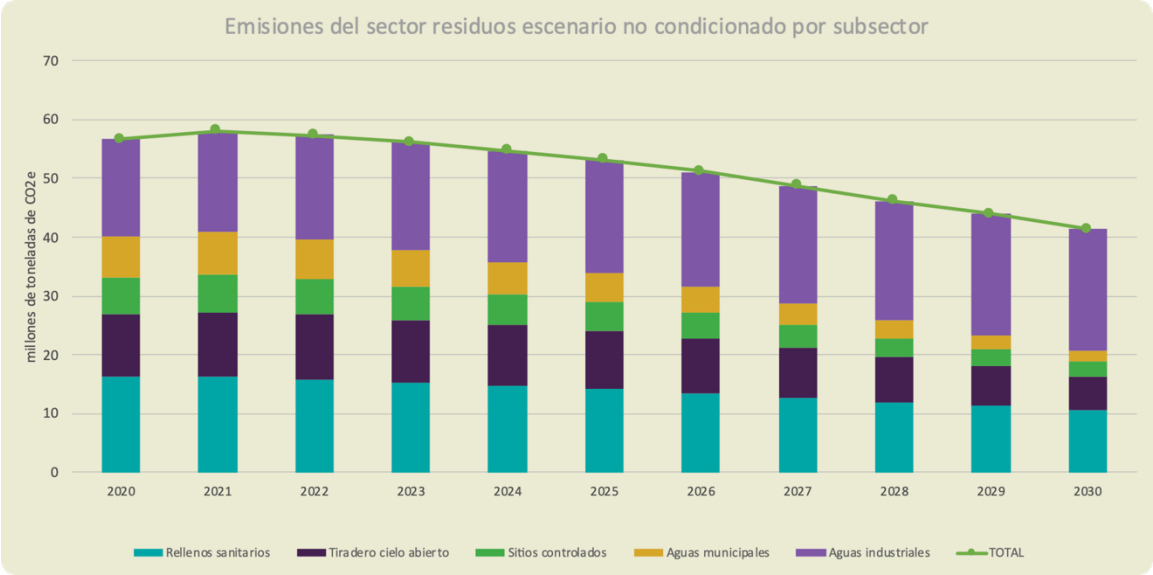
Fuente: elaboración propia.

Tomando como referencia los datos de prefactibilidad de la planta que se propuso para CDMX (Veolia, 2018) y la generación de RSU por estado (INEGI, 2021b), se estimaron los datos para una planta de termovalorización promedio:

- Capacidad: 2,000 ton/día
- Generación eléctrica: 450 GWh/año
- Costo inversión: 4,888,888 MXN
- Ahorros en tarifa eléctrica: 1 MDP al año
- Ahorros en disposición de residuos: 300,000 MXN al año

A continuación, se muestra la gráfica con el potencial de mitigación asociado al escenario no condicionado.

Figura 98 Escenario no condicionado para el sector residuos por subsector, 2020-2030.



Fuente: elaboración propia.

10.6 Escenario condicionado

10.6.1 Supuestos principales y medidas

10.6.1.1 Medida 1. Captura, quema y aprovechamiento de biogás en rellenos sanitarios

Esta medida se plantea del mismo modo que en el escenario no condicionado, pero con un incremento en la ambición. En la siguiente tabla se muestran los supuestos y costos asociados a esta medida en el escenario condicionado:

Tabla 51. Supuestos y costos asociados a la medida 1 - captura, quema y aprovechamiento de biogás en rellenos sanitarios para el escenario condicionado.

Periodo de implementación	Supuestos NDC condicionada
Total para el periodo 2021-2030	-Adaptación de 20 rellenos sanitarios (685 ton/día residuos) adicionales al escenario no condicionado con tecnología de captura de biogás y capacidad de generación eléctrica de 2MW. -Adaptación de 10 rellenos sanitarios (685 ton/día residuos) adicionales con tecnología de captura de biogás y su quema.

Fuente: elaboración propia.

10.6.1.2 Medida 2. Plantas de digestión anaeróbica

Al igual que en el escenario no condicionado, se propone la implementación en cerca de la mitad de los municipios con población mayor a 50,000 habitantes y menor a 100,000 habitantes (87 municipios), bajo los siguientes supuestos:

Tabla 52. Supuestos y costos asociados a la medida 2 - plantas de digestión anaeróbica para el escenario condicionado.

Periodo de implementación	Supuestos NDC condicionada
Total para el periodo 2021-2030	-Construcción de 10 plantas de digestión anaeróbica adicionales al escenario no condicionado con capacidad de procesamiento de 100 ton/día residuos orgánicos.

Fuente: elaboración propia.

10.6.1.3 Medida 3. Captura y aprovechamiento de biogás en PTAR municipales

Esta medida se plantea del mismo modo que en el escenario no condicionado, pero con un incremento en la ambición. A continuación, se presentan los supuestos para el aprovechamiento de lodos para captura y generación de biogás desde las PTAR en el escenario condicionado.

Tabla 53. Supuestos y costos asociados a la medida 3 - captura y aprovechamiento de biogás en PTAR municipales para el escenario condicionado.

Periodo de implementación	Supuestos NDC condicionada
2021-2030	-Adaptación de 30 PTAR de 2,650 adicionales al escenario no condicionado para aprovechamiento de biogás con capacidad de generación eléctrica de 2MW.

Fuente: elaboración propia.

10.6.1.4 Medida 4. Incremento de la cobertura de tratamiento de aguas residuales municipales

Esta medida se plantea del mismo modo que en el escenario no condicionado, pero con un incremento en la ambición que consiste llegar al 85% de cobertura bajo los siguientes supuestos:

Tabla 54. Supuestos y costos asociados a la medida 4 - incremento de la cobertura de tratamiento de aguas residuales municipales para el escenario condicionado.

Periodo de implementación	Supuestos NDC condicionada
2021-2030	-Instalación de 283 PTAR adicionales para alcanzar el 85% de cobertura de tratamiento de aguas residuales municipales, respecto a las aguas captadas en sistema de alcantarillado.

Fuente: elaboración propia.

Si bien esta medida se basa en las aguas captadas (recolección en alcantarillado), existe una fracción que no se recolecta y de la cuál no se estiman emisiones desde el inventario nacional de emisiones y compuestos de gases de efecto invernadero (INECC-PNUD, 2018a). Esto presenta un potencial adicional de mitigación que deberá ser estimado en el futuro. Asimismo, es importante evitar tecnologías anaeróbicas para el tratamiento de aguas residuales como por ejemplo tanques sépticos, tanque Imhoff y lagunas aireadas ya que generan metano en sus procesos.

10.6.1.5 Medida 5. Incremento de la cobertura de tratamiento de aguas residuales industriales

En el escenario condicionado, se propone aumentar un 10% adicional la cobertura mediante la construcción de PTARI nuevas bajo el siguiente supuesto:

Tabla 55. Supuestos y costos asociados a la medida 5 - incremento de la cobertura de tratamiento de aguas residuales industriales para el escenario condicionado.

Periodo de implementación	Supuestos NDC condicionada
2021-2030	-Instalación de 780 PTARIs adicionales para alcanzar el 60% de cobertura de tratamiento de aguas residuales industriales.

Fuente: elaboración propia.

En el caso de las aguas residuales industriales, la cobertura de tratamiento se basa en la generación total, a diferencia de las aguas residuales municipales que se basa en las recolectadas.

10.6.1.6 Medida 6. Termovalorización

Esta medida se plantea del mismo modo que en el escenario no condicionado, pero con un incremento en la ambición.

Tabla 56. Supuestos y costos asociados a la medida 6 – termovalorización para el escenario condicionado.

Periodo de implementación	Supuestos NDC condicionada
2022	CDMX y Toluca
2023	Guadalajara y Monterrey
2024	Veracruz y León
2025	Puebla-Tlaxcala y Ciudad Juárez
2026	Morelia y Culiacán
2027	Tampico y Tijuana
2028	Tuxtla Gutiérrez, Cancún y Saltillo
2029	Hermosillo, Acapulco y Oaxaca
2030	Pachuca y Querétaro

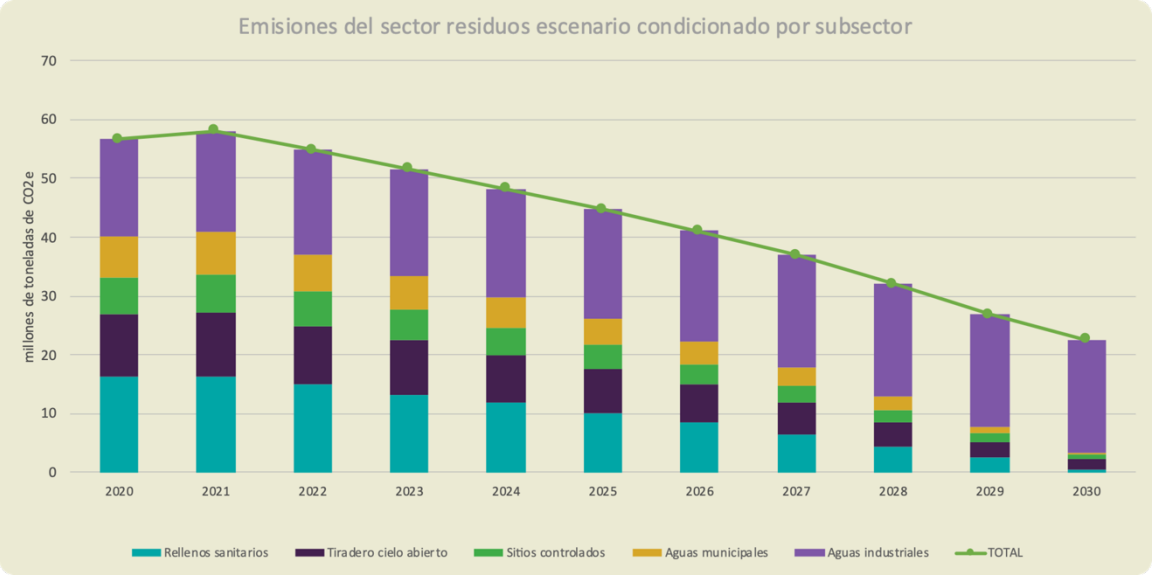
Fuente: elaboración propia.

Tomando como referencia los datos de prefactibilidad de la planta que se propuso para CDMX (Veolia, 2018) y la generación de RSU por estado (INEGI, 2021b), se estimaron los datos para una planta de termovalorización promedio:

- Capacidad: 2,000 ton/día
- Generación eléctrica: 450 GWh/año
- Costo inversión: 4,888,888 MXN
- Ahorros en tarifa eléctrica: 1 MDP al año
- Ahorros en disposición de residuos: 300,000 MXN al año

A continuación, se muestra la gráfica con el potencial de mitigación asociado al escenario condicionado.

Figura 99. Escenario condicionado para el sector residuos por subsector, 2020-2030.



Fuente: elaboración propia.

10.6.2 Potenciales de mitigación por escenario

A continuación, se presentan los potenciales de mitigación con respecto a la línea base en 2030 para los escenarios condicionado y no condicionado por medida.

Tabla 57. Potenciales de mitigación de emisiones de GEI por medida y escenario.

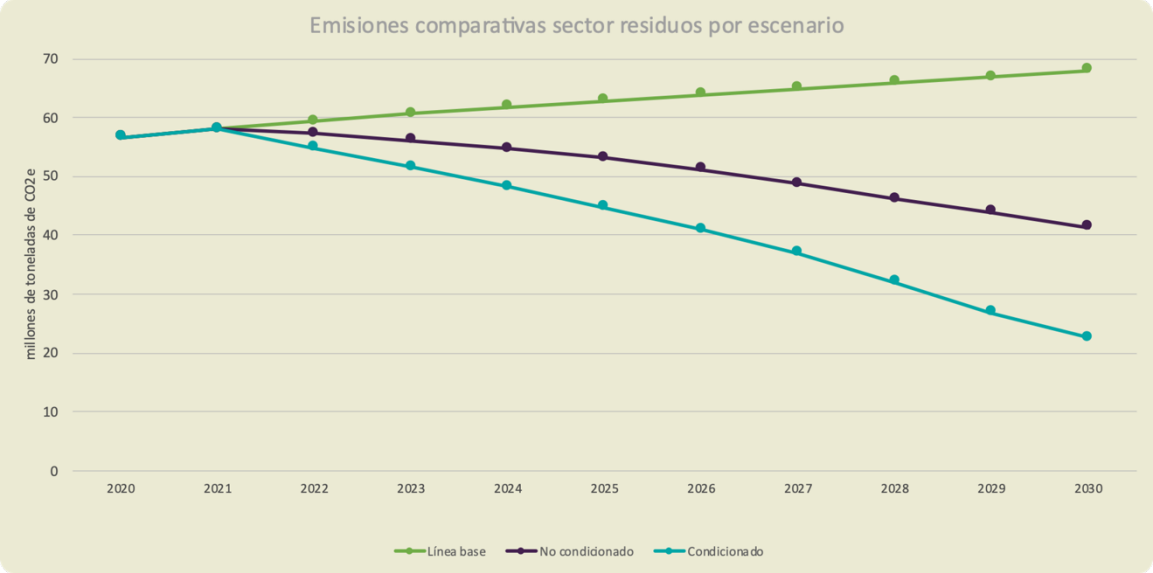
Medida	Potencial de mitigación en 2030 NDC no condicionada ($MtCO_2e$)	Potencial de mitigación en 2030 NDC condicionada ($MtCO_2e$)
MR1 Captura, quema y aprovechamiento de biogás en rellenos sanitarios	7.92	17.82
MR2 Plantas de digestión anaerobia	4.75	6.34
MR3 Captura y aprovechamiento de biogás en PTAR municipales	5.81	7.26
MR4 Incremento de la cobertura de tratamiento de aguas residuales municipales	0.02	0.04
MR5 Incremento de la cobertura de tratamiento de aguas residuales industriales	1.66	3.32
MR6 Termovalorización	6.36	10.60

Total	**26.5**	**45.4**

Fuente: elaboración propia.

La siguiente figura muestra las trayectorias de descarbonización para el sector residuos bajo el escenario no condicionado y condicionado para el periodo 2020-2030.

Figura 100. Escenarios de descarbonización para el sector residuos, 2020-2030.



Fuente: elaboración propia.

10.7 Análisis económico

En la siguiente tabla se resumen los resultados del análisis económico y posteriormente se describen de manera general algunos de los supuestos para el cálculo de los costos de las medidas.

Tabla 58. Análisis económico del sector residuos.

Medida	Costo de abatimiento USD2021/tCO2e		Inversión a 2030 (Mill. USD2021)		Costos de operación y mantenimiento promedio anual (Mill. USD2021)		Ahorro de combustibles promedio anual (Mill. USD2021)	
	Escenario no condicionado	Escenario condicionado	Escenario no condicionado	Escenario condicionado	Escenario no condicionado	Escenario condicionado	Escenario no condicionado	Escenario condicionado
Captura y aprovechamiento de biogás en rellenos sanitarios	7.921	17.821	246.50	369.75	12.32	18.58	15.25	22.99
Plantas de digestión anaeróbica	4.752	6.336	2,204.09	2,908.18	117.85	157.13	13.97	18.63
Termovalorización	6.358	10.596	3,296.34	4,944.51	0.26	0.41	257.89	414.81
Aprovechamiento biogás en PTAR	7.261	5.809	81.94	102.42	14.11	17.64	25.06	31.33
Incremento cobertura PTARI	3.320	1.660	9,283.03	18,495.19	358.96	715.19		

Fuente: elaboración propia.

10.7.1 Captura y aprovechamiento de biogás en rellenos sanitarios

Los costos asociados a esta medida se refieren a la inversión en sistemas de captura de biogás y a los costos de operación y mantenimiento asociados. Se tomó como referencia los costos asociados a rellenos sanitarios con una capacidad de generación eléctrica promedio de 2MW, los cuales corresponden a 124.9 millones de MXN2021 para la inversión (GIZ, 2019). En el caso de los costos de operación, estos van desde 6.8 millones de MXN2021 a 19.9 millones de MXN_{2021} para unas plantas con capacidad de 100 a 1,500 ton/día[38].

En cuanto a los beneficios, estos provienen de la venta de energía eléctrica. Se asumió que todo el biogás es utilizado para la generación eléctrica, la cual es

[38] Banco Mundial, información descargada de siteresources.worldbank.org/INTUSWM/Resources/463617-1208970867080/SWER_LF_Cost.XLS

inyectada a la red como excedentes. Se asumió que la contraprestación recibida por la venta de energía eléctrica es el promedio anual del precio marginal local (PML). Se estimó que los beneficios ascienden a cerca de 15 millones de USD_{2021} anual promedio.

Una vez descontados los costos y beneficios de la medida se obtuvo un valor presente neto (VPN) durante toda la vida útil del proyecto de -133 millones de USD_{2021} para el escenario no condicionado y de 197 millones de USD_{2021}en el escenario condicionado, con una mitigación acumulada de 166 y 279 $MtCO_2e$ respectivamente, lo cual resultó en un costo medio de abatimiento de 0.80 y 0.71 USD_{2021}por tonelada de CO_2e respectivamente.

10.7.2 Plantas de digestión anaeróbica

Los costos de inversión asociados a esta medida se refieren a la instalación de plantas de digestión anaerobia y sus costos de operación y mantenimiento. Se tomó como referencia la inversión en la construcción de biodigestores con una capacidad de generación eléctrica promedio de 3 MW, la cual va de 44.7 a 351.9 millones de MXN_{2021} para plantas con capacidades de 30 y 300 ton/día respectivamente (GIZ, 2019) y (IB Tech, 2019). En el caso de los costos de operación, estos corresponden a 109.9 millones de MXN_{2021} para una planta promedio (IB Tech, 2019).

Los beneficios provienen de la venta de energía eléctrica, el costo evitado por la disposición de residuos y la producción de fertilizantes. Se estimó que los beneficios ascienden a cerca de 13.9, 16.2 y 4.5 millones de USD_{2021} anual promedio en el escenario no condicionado y 18.6, 21.7 y 6.0 millones de USD_{2021} en el escenario condicionado debido a la venta de generación eléctrica, costo evitado por la disposición de residuos y la venta de fertilizante.

Una vez descontados los costos y beneficios de la medida se obtuvo un valor presente neto (VPN) durante toda la vida útil del proyecto de -1,908 millones de USD2021 para el escenario no condicionado y de 2,525 millones de USD_{2021} en el escenario condicionado, con una mitigación acumulada de 100 y 133 $MtCO_2e$ respectivamente, lo cual resultó en un costo medio de abatimiento de 19.1 y 19.0 USD_{2021} por tonelada de CO_2e respectivamente.

10.7.3 Termovalorización

Los costos de inversión asociados a esta medida se refieren a la instalación de plantas de aprovechamiento energético de residuos y sus costos de operación y mantenimiento. Se tomó como referencia la inversión de 5.6 mil millones de MXN_{2021} en la construcción de plantas de termovalorización con una capacidad de generación eléctrica promedio de 450 GWh anual (Veolia, 2021). En el caso de los costos de operación, estos van de 0.31 a 0.45 millones de MXN2021 para plantas con capacidades de 285 a 1,393 ton/día (INECC-ADE, 2021).

En cuanto a los beneficios, estos provienen de la venta de energía eléctrica y el costo evitado por la disposición de residuos. Se estimó que los beneficios ascienden a cerca de 258 y 50 millones de USD_{2021} anual promedio en el escenario no condicionado y 415 y 80 millones de USD_{2021} en el escenario condicionado debido a la venta de generación eléctrica y el costo evitado por la disposición de residuos, respectivamente.

Una vez descontados los costos y beneficios de la medida se obtuvo un valor presente neto (VPN) durante toda la vida útil de la medida de -6,731 millones de USD_{2021} para el escenario no condicionado y de -11,728 millones de USD_{2021} en el escenario condicionado, con una mitigación acumulada de 210 y 339 $MtCO_2e$ respectivamente, lo cual resultó en un costo medio de abatimiento de 1.58 y -1.71 USD_{2021} por tonelada de CO_2e respectivamente.

10.7.4 Aprovechamiento biogás en PTAR

Los costos de inversión asociados a esta medida se refieren a la instalación de sistemas de captura en plantas de tratamiento de aguas residuales y sus costos de operación y mantenimiento. Se tomó como referencia la inversión de 998 MXN_{2021} por tonelada de lodos tratados anualmente y en el caso de los costos de operación, estos corresponden a 215 MXN_{2021} por tonelada de lodo anualmente (INECC-ADE, 2021).

En cuanto a los beneficios, estos provienen de la venta de energía eléctrica, el costo evitado por la disposición de lodos y la producción de fertilizantes. Se estimó que los beneficios ascienden a cerca de 25.1, 17.4 y 1.9 millones de USD_{2021} anual promedio en el escenario no condicionado y 31.3, 21.8 y 2.4 millones de USD_{2021} en

el escenario condicionado debido a la venta de generación eléctrica, costo evitado por la disposición de residuos y la venta de fertilizante.

Una vez descontados los costos y beneficios de la medida se obtuvo un valor presente neto (VPN) durante toda la vida útil del proyecto de -205 millones de USD_{2021} para el escenario no condicionado y de -253 millones de USD_{2021} en el escenario condicionado, con una mitigación acumulada de 184 y 228 $MtCO_2e$ respectivamente, lo cual resultó en un costo medio de abatimiento de 1.11 USD_{2021} por tonelada de CO_2e en ambos escenarios.

10.7.5 Incremento cobertura PTARI

Los costos de inversión asociados a esta medida se refieren a la instalación de plantas de tratamiento de aguas industriales y sus costos de operación y mantenimiento. Se tomó como referencia la inversión de 111.2 MXN_{2021} por m^3 de aguas tratadas anualmente (INECC-ADE, 2021) y en el caso de los costos de operación, estos corresponden a 5.4 MXN_{2021} por por m^3 de aguas tratadas anualmente (INECC, $_{2021}$).

En cuanto a los beneficios, estos provienen de la venta de agua tratada y el pago evitado de sanciones. Se estimó que los beneficios ascienden a cerca de 364 y 485 millones de USD_{2021} anual promedio en el escenario no condicionado y 724 y 966 millones de USD_{2021} en el escenario condicionado debido a la venta de agua tratada y las sanciones evitadas por verter aguas no tratadas.

Una vez descontados los costos y beneficios de la medida se obtuvo un valor presente neto (VPN) durante toda la vida útil del proyecto de -1,833 millones de USD_{2021} para el escenario no condicionado y de -3,656 millones de USD_{2021} en el escenario condicionado, con una mitigación acumulada de 52 y 104 $MtCO_2e$, respectivamente, lo cual resultó en un costo medio de abatimiento de 35.3 y 35.1 USD2021 por tonelada de CO_2e, respectivamente.

10.8 Conclusiones

El sector residuos representa el 7.37% de las emisiones de GEI a nivel nacional, y si bien no es uno de los principales sectores emisores, la gestión integral y sostenible de los residuos contribuye a evitar otras problemáticas ambientales y

disminuir emisiones del consumo energético para producción de materia prima. Además, es necesario robustecer la recolección y estimación de datos para actividades como la quema de residuos y las aguas residuales que no son recolectadas, ya que éstos generan altos grados de incertidumbre respecto a las emisiones totales del sector.

Respecto a las medidas analizadas en este trabajo, las que presentan mayor potencial de reducción de emisiones son el aprovechamiento de biogás en rellenos sanitarios, seguida del aprovechamiento de biogás en PTAR, y de la termovalorización. Es importante mencionar que para que las medidas relacionadas con los RSU sean factibles económica y técnicamente, es necesario avanzar en la separación y aprovechamiento de los residuos desde la fuente bajo un enfoque de economía circular. Por su parte, las medidas que atienden las emisiones provenientes de las aguas residuales deberán aprovechar la capacidad de tratamiento instalada y evitar procesos de tratamiento anaeróbicos que generan metano.

En torno a las condiciones habilitadoras para la implementación de las medidas para este sector, destacan la actualización de la NOM-083-SEMARNAT-2003 y NOM-001-SEMARNAT-1996 que incluyen los requerimientos para la disposición final y tratamiento de residuos sólidos y aguas residuales, respectivamente. Además, la coordinación entre los tres órdenes de gobierno para el manejo integral de los residuos sólidos y la colaboración entre distintos actores para el aprovechamiento de los lodos generados por el tratamiento de aguas residuales será fundamental. Asimismo, es pertinente buscar esquemas de financiamiento mixtos provenientes del sector privado, público, banca comercial y multilateral, entre otros.

Finalmente, cabe destacar el papel del sector residuos en la atención a problemáticas sociales tanto de salud como económicas. Por un lado, al implementar estas medidas se lograría un mejor manejo de los lixiviados con altos niveles de toxicidad. Por otro lado, será clave una transición de las actividades económicas informales hacia esquemas de organismos operadores para el aprovechamiento integral de los residuos con perspectiva de género.

11 Transporte

11.1 Contexto y comportamiento histórico

El sector transporte o sector de la movilidad es uno de los principales emisores de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en México. En 2019, fue el segundo emisor de GEI más importante a nivel nacional después de las industrias de la energía, con un total de 148 $GgCO_2e$, es decir, el 20% de las emisiones totales del país[39] (SEMARNAT-INECC, 2022). Este gran volumen de emisiones se relaciona directamente con el alto consumo de combustibles fósiles, y representa, al mismo tiempo, un gran potencial de mitigación. Las mejoras en movilidad, en todas sus variantes, son clave para alcanzar las metas establecidas a nivel nacional para cumplir con el Acuerdo de París. La presente propuesta ofrece una serie de medidas con potencial de reducir de efectivamente la producción de GEI y, de manera simultánea, generar beneficios sociales tales como mejorar la calidad de aire y salud pública, crear oportunidades económicas locales y empleos con retribución digna o promover ciudades con mayor equidad, entre otros (Perrone, 2022).

La movilidad comprende cuatro modos de transporte: aéreo, ferroviario, marítimo y carretero. Al mismo tiempo, el transporte se clasifica en dos categorías según el propósito del viaje: transporte para la movilización de mercancías y transporte de pasajeros. Esta desagregación es importante para las propuestas de medidas de mitigación y para el análisis energético, ya que cada uno cuenta con diversos factores en el uso de energía. El tipo de energía que se usa para propulsar los vehículos proviene de combustibles o de electricidad, con una marcada dependencia hacia los combustibles fósiles. Así, la mayor parte de los modos de transporte dependen de la quema de combustibles como las turbosinas usadas por las aeronaves; la gasolina, el diésel y el gas natural empleados en el transporte carretero; y el diésel usado en el transporte ferroviario y marítimo. El uso de

[39] Sin considerar las emisiones abatidas de tierra (3B) (SEMARNAT-INECC, 2022).

electricidad en el sector transporte mexicano se limita a ciertos modelos de automóviles, camiones de baja capacidad y ferrocarriles.

El sector transporte es un punto de vinculación entre los gobiernos de todos los niveles, las empresas y la sociedad civil, por lo que existe una gran oportunidad de iniciar intercambios y acuerdos duraderos al hacer intervenciones orientadas a la mitigación del cambio climático (Fransen *et al.*, 2019). El transporte es clave para la construcción de ciudades y comunidades inclusivas, seguras, resilientes y sustentables, con políticas integradas nacional y localmente, que estén dirigidas a todos los segmentos poblacionales, y donde exista gobernanza multinivel y multiactor (OECD, 2016).

Desde una perspectiva participativa, de equidad y justicia, la política de transporte debe de priorizar a las personas frente a los vehículos y las tecnologías (Chase *et al.*, 2017) y recoger la experiencia cotidiana de las personas que habitan los territorios para mejorar la toma de decisiones y priorizarlas (Ciocoletto *et al.*, 2019). En este sentido, el acceso prioritario a nuevas tecnologías, a saber, infraestructura ciclista, de transporte público y peatonal, en lugar de vehículos de transporte privados —eléctricos o de combustión interna— permite evitar la segregación y las desigualdades, dirigir recursos y facilitar el acceso a servicios de forma equitativa (OECD, 2018; UN-Habitat, 2021).

Recuadro 5. Mujeres en el sector transporte.

El sector transporte es predominantemente masculino y las mujeres que se emplean en él sufren de múltiples y complejos obstáculos para su desarrollo profesional. De acuerdo con un análisis elaborado por WRI México con información pública de la Ciudad de México, sólo el 30% del personal del servicio público del sector movilidad está conformado por mujeres y en puestos de toma de decisiones la proporción es del 21%. Contar con más mujeres dentro del personal tiene impactos dentro de las operaciones del sector, por ejemplo, de acuerdo con datos del INEGI, los conductores masculinos son responsables del 86% de los incidentes de tránsito y solo el 14% se atribuye a conductoras.

Dos de los obstáculos más significativos que deben enfrentar las mujeres en el sector son la discriminación y la violencia de género, los cuales, además de ser elementos disuasores para el ingreso, permanencia o ascenso de las mujeres al interior de las instituciones que componen el sector, pueden afectar su integridad y salud. Por ello, en aras de diversificar la composición del sector transporte y facilitar el ingreso de mujeres en la toma de decisiones, es necesario construir

espacios libres de violencia de género donde las mujeres puedan desarrollar su potencial y formen parte de la planificación de las políticas de transporte, con igualdad de sueldos y oportunidades de crecimiento.

La incorporación equitativa de mujeres a lo largo de la cadena productiva permitiría incorporar el enfoque de las mujeres, no sólo como usuarias diferenciadas y prioritarias de los servicios de movilidad de las ciudades, sino como operadoras de servicios de transporte con necesidades laborales diferenciadas, tales como servicios de cuidado infantil y licencias de maternidad, entre otros (Ramírez & Pérez, 2020). Además, al incrementar la participación femenina en la fuerza laboral aumenta el bienestar social, la productividad y beneficia a la economía en su conjunto; en países con las mayores brechas en participación, cerrarlas añade, en promedio, un 35% al PIB (Dabla-Norris & Kochhar, 2019).

Es importante reconocer que aún hay grandes retos en este sector y la necesidad de implementar medidas que consideren la diferencia laboral entre hombres y mujeres dependiendo del tipo de transporte, los salarios, oportunidades de crecimiento, prestaciones, entornos seguros y la incorporación de más mujeres en este sector y a la toma de decisiones estratégicas

11.1.1 Transporte de pasajeros

Esta categoría se enfoca en el traslado de individuos de un punto a otro con fines diversos como el trabajo, educación, salud, entretenimiento, etc. El transporte de pasajeros se lleva a cabo, a su vez, en varios medios: a pie; en bicicletas y patines, tanto eléctricos como análogos; motocicletas; automóviles particulares; sistemas de transporte público, que incluyen bicicletas, autobuses, tranvías y trenes urbanos; taxis y empresas privadas de movilidad.

El 80 por ciento de la población nacional se localiza en comunidades urbanas, las cuales tienen mayor acceso a diferentes opciones de transporte público e infraestructura de mayor calidad que las comunidades rurales, además de que existe un mayor uso del automóvil particular y de servicios en los que se requiere la movilización, como la paquetería o entrega de alimentos a domicilio. En consecuencia, el índice nacional de vehículos registrados por cada mil habitantes pasó de 121 vehículos/mil habitantes en 1990 a 400 vehículos/mil habitantes en 2020 (INEGI, 2021a). De acuerdo con el Censo 2020, el 46.5% de las viviendas disponen con al menos un automóvil o una camioneta particular, mientras que el

21% de las viviendas cuentan con una bicicleta que utilizan como medio de transporte (INEGI, 2021c).

La compra de automóviles privados tiene un comportamiento creciente: entre 1990 y 2020, el parque vehicular a nivel nacional creció a una tasa media de crecimiento anual (TMCA) del 5.6%, mientras que la población lo hizo a una tasa del 1.5% (GIZ-ICM, 2021a). A su vez, la última encuesta Origen-Destino de la Zona Metropolitana del Valle de México, realizada en 2017, mostró que el promedio de ocupantes por vehículo particular fue de 1.5, puesto que el 68% de los viajes se realizaron con un solo pasajero. Por otro lado, el 45% de los viajes en un día laboral se llevan a cabo en transporte público, el 32% a pie, el 21% en transporte privado y el 2% en bicicleta (INEGI, 2017b). Esto indica que, a pesar de que más del 40% de las viviendas cuentan con vehículo, no todos los integrantes de la familia lo utilizan como un medio de transporte para sus viajes cotidianos.

Recuadro 6. Propiedad y uso de vehículos particulares de acuerdo con el género.

Típicamente, los hombres son los primeros en motorizarse, apropiándose primero de las tecnologías en el hogar. Aun cuando "las tasas de propiedad de automóviles están aumentando rápidamente pero todavía son bastante bajas en gran parte del mundo en desarrollo. Las mujeres enfrentan una restricción adicional ya que es más probable que los hombres obtengan acceso a los vehículos privados en el hogar; el vehículo que se compra puede no ser adecuado para que ellas lo conduzcan. En algunas regiones, viajar en ciertos modos como las motocicletas está restringido por las normas sociales" (GIZ, 2020).

Al menos en la Zona Metropolitana del Valle de México, del total de los viajes realizados en transporte privado como automóvil, 58% fueron efectuados por un hombre mientras que 42% por una mujer. Esta brecha se ve más marcada en el estrato sociodemográfico bajo, donde 69% para los viajes con vehículo privado fueron realizados por un hombre y el 31% por mujeres, mientras que en el estrato alto la distribución es similar entre ambos sexos (INEGI, 2017).

A continuación, se presenta una tabla con indicadores de equidad en el transporte y distintas categorías que deben tomarse en cuenta al planificar e implementar políticas públicas (Litman, T., 2006).

Tipos de equidad[7]	Categorías de personas	Impactos	Medidas
Horizontal ■ Mismo tratamiento ■ Misma distribución de fondos y otros recursos ■ Mismo uso de equipamientos públicos ■ Recuperación de costos ***Vertical –con respecto a– ingreso y clase social*** ■ Asequibilidad del transporte ■ Asequibilidad de la vivienda ■ Descuentos para viajeros de bajos ingresos ■ Impactos en comunidades de bajos ingresos Oportunidades de empleo ■ Calidad de los servicios de viajeros de bajos ingresos ***Vertical –con respecto a– necesidad y capacidad*** ■ Diseño universal ■ Servicios de movilidad especiales ■ Políticas para parqueo para discapacitados ■ Calidad de servicios de no-conductores	***Demografía*** ■ Edad ■ Género ■ Raza ■ Grupo étnico ■ Estatus familiar ■ Etapa del ciclo de vida ***Clase de ingreso*** ■ Quintiles ■ Debajo de línea de pobreza ■ Residentes de comunidades de bajos ingresos ***Ubicación geográfica*** ■ Jurisdicciones ■ Residentes de barrios/ calles/impactadas ■ Urbano/suburbano/rural ***Capacidad*** ■ Personas con discapacidades ■ Conductores con licencia ***Modo*** ■ Caminantes ■ Ciclistas ■ Motoristas ■ Usuarios del transporte público ***Tipo de Vehículo*** ■ Carros/vehículo todo terreno/motos ■ Camiones (livianos y pesados) ■ Bus ■ Riel ***Industria*** ■ Carga (camiones, rieles, etc.) ■ Transporte personal ■ Fabricantes de vehículos ***Tipo de Viaje y Valor*** ■ Emergencia ■ Hacia el trabajo ■ Comercial/carga ■ Recreativo/turismo	***Equipamientos y servicios públicos*** ■ Recursos para equipamientos y servicios ■ Requerimientos de parqueo ■ Subsidios y exenciones de impuestos ■ Diseño y planificación de equipamientos ■ Participación pública ***Costos a los usuarios y beneficios*** ■ Movilidad y accesibilidad ■ Costos de vehículos ■ Impuestos y costos gubernamentales ■ Peajes y costos de parqueo ■ Tarifas del transporte público ■ Estado físico (uso de modos activos) ***Calidad del Servicio*** ■ Cantidad de modos disponibles ■ Calidad de los equipamientos de parqueo y de las vías ■ Calidad del servicio público ■ Accesibilidad al usos del suelo ■ Diseño universal ***Impactos Externos*** ■ Congestión de tráfico y riesgo de accidentes ■ Emisión de contaminantes ■ Efectos de barrera ■ Material peligroso y desechos ■ Impactos estéticos ■ Impactos en el usos del suelo ■ Cohesión de la comunidad ***Impactos Económicos*** ■ Acceso a oportunidades económicas ■ Impacto en el desarrollo económico ■ Gastos y desempleo ***Regulación y Autoridad*** ■ Regulación de las industrias de transporte Regulación del tráfico y el parqueo ■ Regulación de riesgos especiales	***Per cápita*** ■ Por hombre, por mujer ■ Por viajero masculino/ femenino/niño ■ Por estudiante masculino/ femenino/joven ■ Por discapacitado ***Por vehículo-milla o kilómetro por viaje*** ■ Por viaje al trabajo ■ Por «viaje de movilidad básica» ■ Por viaje en hora pico ***Por dólar*** ■ Por dólar de tiquete pagado por usuario ■ Por dólar del total de impuestos pagados ■ Por dólar de subsidio

El transporte público tiene variaciones a lo largo del país en cuanto a la dinámica de operación, el área en donde se ofrece el servicio, la edad de la flota, la suficiencia de oferta-demanda, etc. Aún en las grandes ciudades, la asequibilidad es uno de los grandes retos de los sistemas de transporte público de pasajeros. De acuerdo con el estudio «Calidad del transporte público en la Ciudad de

México», el 38% de la población considera que el transporte público es caro o demasiado caro debido a la necesidad de tomar más de un transporte para realizar sus recorridos. Además, perciben que el servicio es de baja calidad (Herrera, 2022).

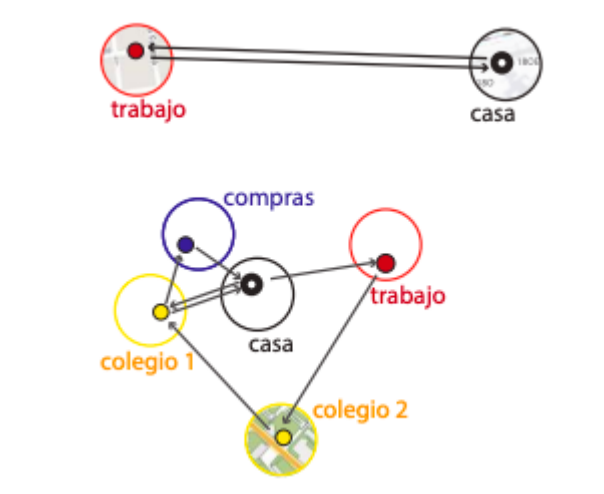
Es importante garantizar un transporte asequible a toda la población, no sólo a las personas que viven dentro de las ciudades, sino también a las y los habitantes de zonas colindantes, y no deben perderse de vista los viajes hechos por mujeres e infantes. El Índice de Movilidad Urbana (IMU) del Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO), muestra que, previo a la pandemia, las familias mexicanas destinaban, en promedio, cerca del 19% de sus ingresos al transporte, lo cual equivale a $1,350 al mes (IMCO, 2019). En las zonas conurbadas de la Ciudad de México, una persona gasta entre $40 y $50 diarios, mientras que dentro de la ciudad la cifra se ubica entre $15 y $20 diarios (Herrera, 2022). Los viajes con fines de generación de ingresos son más valorados y frecuentemente son los hombres quienes pagan por el transporte porque sus viajes se relacionan directamente con una jornada laboral fuera del hogar. En cambio, los traslados del trabajo no remunerado, llevado a cabo generalmente por mujeres y niños, comúnmente ocurren a pie. Esta dinámica explica por qué las mujeres hacen más viajes en cadena en comparación con los hombres, pues el propósito es combinar los viajes para hacerlos más productivos. Por otra parte, hay que resaltar que las mujeres tienden a rechazar oportunidades laborales si el lugar de trabajo está retirado del lugar en donde viven si perciben que el costo de transporte es alto y la calidad del servicio es bajo (Kunieda & Gauthier, 2007), por lo que impulsar un transporte público asequible, seguro y de calidad es de suma importancia para el empoderamiento de las mujeres.

Recuadro 7. Diferencias entre los traslados con base en el género.

Diversos estudios señalan que las mujeres enfrentan más restricciones de movilidad que los hombres, además de que las formas en las que se transportan, los propósitos de viaje, y las distancias recorridas son distintas. Las mujeres tienden a desplazarse más a pie y utilizar mayormente el transporte público, hacen viajes más cortos y en tiempos más variados; estos desplazamientos suelen ser más costosos en tiempo y dinero (Villagrán, 2017). Las mujeres hacen viajes encadenados, es decir, tratan de cumplir con múltiples propósitos y destinos en un solo viaje, en lugar de viajes de un solo propósito. No obstante, esta modalidad de desplazamientos no está considerada en la mayoría de los diseños de sistemas de transporte urbano; las mujeres requieren de un servicio de bajo costo, confiable, flexible y con muchas opciones de rutas para

satisfacer sus necesidades (Kunieda & Gauthier, 2007). En cambio, los hombres tienen a realizar trayectos lineales origen-destino centrados en su trabajo.

Los viajes mostrados en la siguiente figura muestran el día típico de una mujer entrevistada en un barrio de escasos recursos de Buenos Aires (Mark, 2017).



Estas diferencias en las dinámicas de traslado radican en el hecho de que las labores de cuidado recaen principalmente sobre ellas, lo cual genera que tengan no solo una jornada laboral (trabajo remunerado) sino una doble (trabajo no remunerado) e incluso, una triple jornada (actividades comunitarias). También es importante considerar que en el servicio doméstico son más mujeres que hombres trabajando, lo cual implica que sus desplazamientos pueden iniciar más temprano y terminar más tarde que el horario laboral usual para el cual se ha diseñado gran parte del transporte público (Kunieda y Gauthier, 2007; Peralta, et al. 2014; Ilaraz, 2006).

Asimismo, es importante garantizar seguridad en las áreas urbanas que conectan con el transporte público, como lo es el camino de la puerta de la casa al transporte o de este al siguiente destino. Lo anterior implica iluminar estaciones, vehículos y senderos que dirigen hacia la estación. Para las personas usuarias, específicamente para las mujeres, el uso de suelo y el paisaje son importantes en la percepción de seguridad en las calles; lo mismo sucede con el transporte no motorizado, las mujeres utilizan menos la bicicleta si no tienen los carriles apropiados para transitar o áreas seguras para movilizarse en este medio (Kunieda & Gauthier, 2007).

Adicionalmente, una variante que determina los patrones de uso del transporte es que las mujeres tienen más riesgo de sufrir acoso y violencia. La violencia sexual es un obstáculo para la accesibilidad en igualdad de condiciones a los sistemas de movilidad, por lo que es un de suma importancia abordar este factor de inseguridad en cualquier análisis de movilidad de mujeres en las ciudades. Por ello, cualquier medida que se proponga debe considerar estas diferencias, para

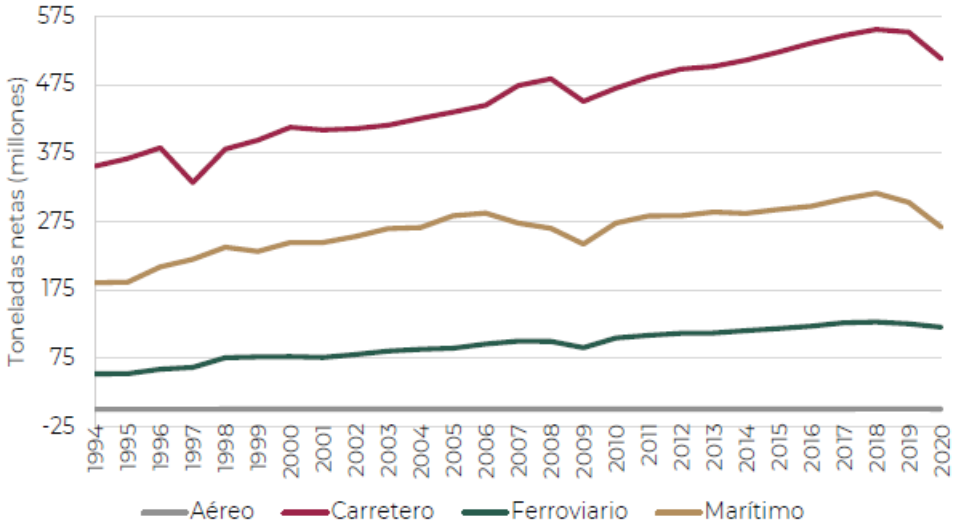
que, en el peor de los casos, no perpetúen las desigualdades existentes por razón de género, y para lograr la igualdad de género.

11.1.2 Transporte de carga

De manera similar al transporte de pasajeros, el traslado de mercancías y bienes entre dos puntos depende de diferentes modos de transporte. A grandes distancias, el transporte de mercancías depende del uso de aeronaves, buques y ferrocarriles, mientras que las distancias más cortas, se cubren con vehículos carreteros como camiones de carga de diversas capacidades, y, en casos de movilidad de carga a nivel local, en los últimos años se ha propagado el uso de automóviles, motocicletas y bicicletas. Este tipo de transporte tiene interconexiones que permiten el flujo de mercancías desde la producción hasta el sitio de consumo, de manera que hay cargas que se movilizan por diferentes medios durante toda la etapa del traslado.

La Figura 101 muestra la evolución en el movimiento de carga en los modos de transporte ferroviario, carretero y marítimo. La cantidad de toneladas trasladadas ha crecido de manera constante desde 1994, con caídas en 2009 y 2020. Estas disminuciones se explican por la recesión económica en México al término de 2009 (directamente relacionada con la desaceleración económica de Estados Unidos) y por la crisis de la emergencia sanitaria por COVID-19 en el año 2020. La pandemia provocó una notoria baja en la cantidad de carga transportada entre 2019 y 2020 en aeronaves y buques, mientras que el transporte carretero y el ferroviario fueron afectados en menor medida.

Figura 101. Movimiento de toneladas por modo de transporte, periodo 1994 - 2020.



Fuente: ARTF (2021).

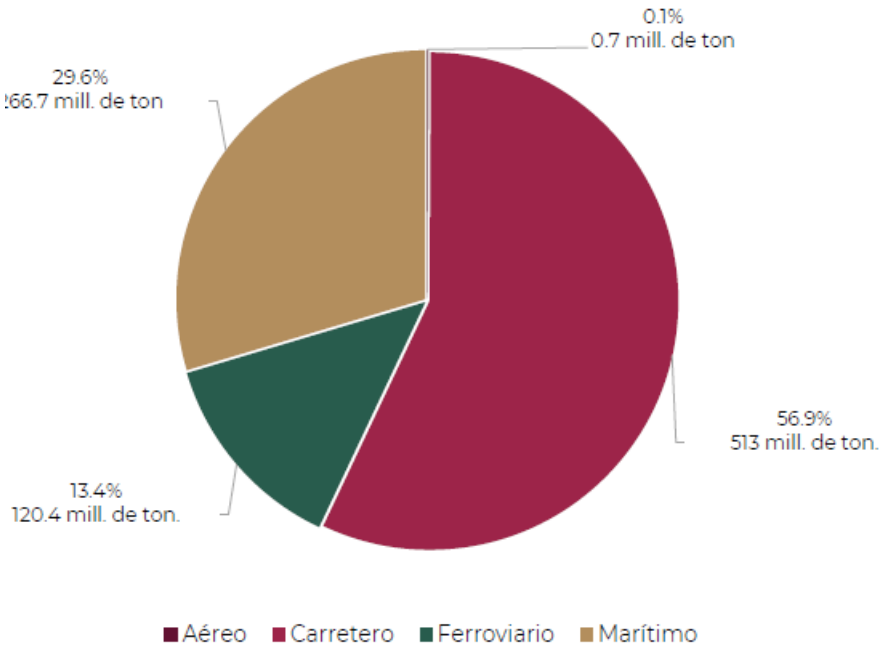
Tabla 59. Variaciones en la carga transportada por los cuatro modos de transporte entre 2019 y 2020.

Tipo de transporte	Diferencia 2020 vs. 2019 (millones de toneladas)	Diferencia 2020 vs. 2019 (%)
Aéreo	-0.1	12.5
Carretero	-39	7.1
Ferroviario	-4.8	3.8
Marítimo	-36.2	12.0

Fuente: ARTF (2021).

En 2020, como se ve en la Figura 102, más de la mitad de las toneladas de carga se movieron en transporte carretero, seguidas por el transporte marítimo (29.6%) y ferroviario (13.4%), mientras que el aéreo trasladó únicamente el 0.1% (ARTF, 2021).

Figura 102. Reparto modal de las toneladas de carga en 2020 (Valores en millones de toneladas y porcentaje de participación en el total de la carga transportada).



Fuente: ARTF (2021).

11.1.3 Transporte marítimo

Este modo de transporte es el segundo modo de transporte en la movilización de carga, incluso en el mercado internacional, y se caracteriza por trasladar el mayor volumen de carga por viaje en comparación con los otros modos de transporte. Los buques transportan los bienes entre puertos de carga, los cuales están conectados en tierra con líneas ferroviarias y carreteras para hacer llegar las mercancías hasta los puertos.

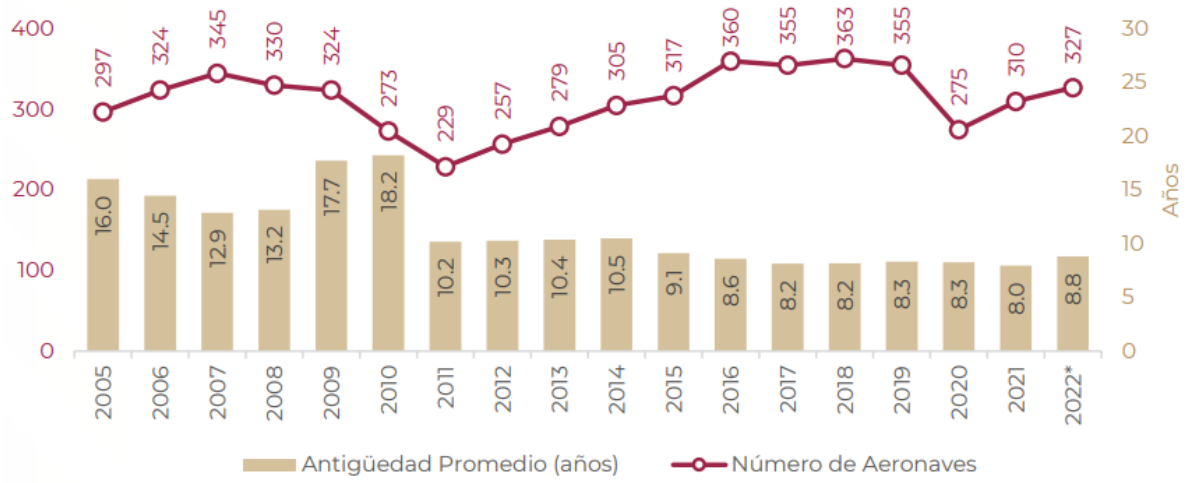
Los puertos de carga están divididos en puertos de altura, que son los que reciben el mayor volumen y tamaño de embarcaciones, y los de cabotaje, que son para embarcaciones pequeñas o medianas que navegan dentro del territorio mexicano. A nivel nacional hay 121 puertos: 58 en el Pacífico y 63 en el Golfo y Caribe. La flota mercante mexicana se compone de 2,650 unidades, de las cuales casi la mitad son barcos pesqueros. En segundo lugar, se encuentran los cargueros (29%) y en tercero las unidades móviles de perforación (10.2%). Durante el 2021 se movieron 234,353 miles de toneladas dentro de los puertos de altura y 51,761 miles de

toneladas en puertos de cabotaje. El 57% de la carga transportada por el litoral se movilizó por el Golfo y el Caribe, mientras que el resto se trasladó por el Pacífico, en donde el puerto de Manzanillo, en Colima, recibió la mayor cantidad de mercancía. Por otro lado, en el mismo año se trasladaron 8.9 millones de pasajeros, tanto en cruceros como en transbordadores (SICT, 2022).

11.1.4 Transporte aéreo

El servicio aéreo en México se hace posible mediante aeronaves están divididas en tres categorías: comerciales, oficiales y particulares. Este modo de transporte está destinado principalmente a pasajeros con propósitos comerciales. En 2021, el sistema aeroportuario mexicano se conformó por 77 aeropuertos que transportaron a 80.3 millones de pasajeros, de los cuales 67.7% volaron en líneas aéreas nacionales. La cantidad de pasajeros transportados aumentó a una TMCA de 4.3% entre 2010 y 2021, y el servicio aéreo de carga en México transportó 975 mil toneladas, mismas que crecieron a una TMCA de 3.9% durante el periodo 2010-2021. La flota comercial nacional destinada al transporte comercial de pasajeros presenta una edad promedio de 8.8 años, la cual ha tenido una disminución paulatina durante la última década, como se muestra en la Figura 103, lo cual indica que cada vez se cuenta con una flota más eficiente (SICT, 2022).

Figura 103. Antigüedad de la flota aérea nacional comercial.



Fuente: SICT (2022).

A pesar de ello, aún se requiere la actualización de un mayor número de aeronaves. En la siguiente tabla se puede observar que las tres aeronaves más eficientes de la actualidad (Airbus 320neo, Airbus321neo y Boeing 737-9MAX) representan únicamente el 24% de la flota nacional en circulación, por lo que es necesario seguir invirtiendo y mejorando para disminuir la cantidad de aeronaves más antiguas.

Tabla 60. Antigüedad promedio por modelo de aeronave.

Modelo de aeronave	Número de aeronaves	Antigüedad promedio
Airbus 320	60	8.2
Airbus 320neo	65	2.7
Boeing 737	49	14.7
Embraer 190	42	12.9
Boeing 737-8MAX	29	1.6
Boeing 787	18	6.1
Airbus 321	17	7.1
Airbus 321 neo	21	1.5
Embraer RJ145ER	6	23
Boeing 737-9MAX	12	1.1
Boeing 767	5	31.4
ATR 72	6	5.7
Airbus 319	5	15
Airbus B4	3	29
ATR 42	2	6
Airbus 330-200F	2	15
Total	**342**	**8.1**

Fuente: AFAC (2022).

Con el objetivo de identificar la ocupación de las aeronaves, se emplea el indicador de factor de ocupación de pasajeros, que relaciona la cantidad de pasajeros transportados en los vuelos nacionales durante un año para identificar si se utilizó la capacidad máxima disponible en el avión. El indicador se puede interpretar como una medición de qué tan eficiente, en términos de energía por pasajero, resultan los vuelos. El factor de ocupación creció 13.16% entre 2015 y

2020. Puede esperarse que haya un aumento más pronunciado a futuro dado que en 2019 el factor fue mayor que en 2020 debido a las restricciones impuestas por las autoridades ante la pandemia de COVID-19 (Herrera et al, 2021).

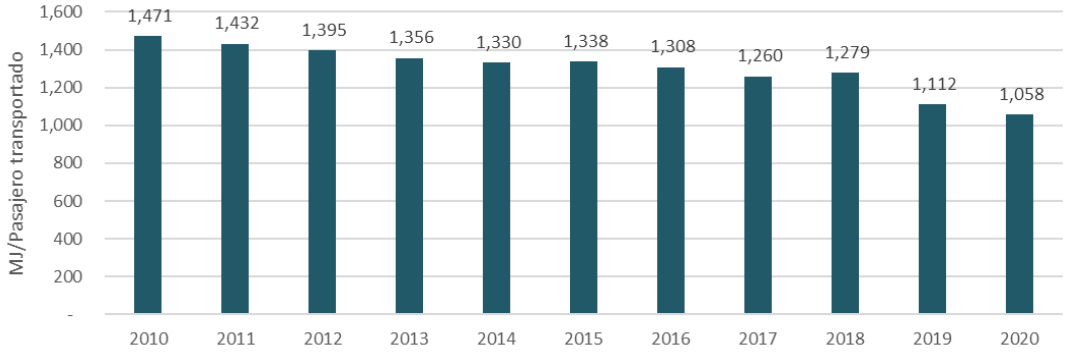
Tabla 61. Factor de ocupación de pasajeros por vuelo 2015 – 2020.

Periodo	Pasajeros/vuelo
2015	88.9
2016	92.2
2017	100.2
2018	106.8
2019	113.1
2020	100.6

Fuente: (Herrera et al, 2021)

La renovación periódica de la flota y el incremento en el factor de ocupación de los pasajeros han beneficiado a la eficiencia del sector aéreo, lo cual se ve reflejado en el consumo de energía por pasajero transportado, el cual tuvo una disminución anual del 3% entre 2010 y 2020.

Figura 104. Consumo de energía por pasajero transportado en avión, 2010 -2020



Fuente: Elaboración propia con datos de CONUEE (2022).

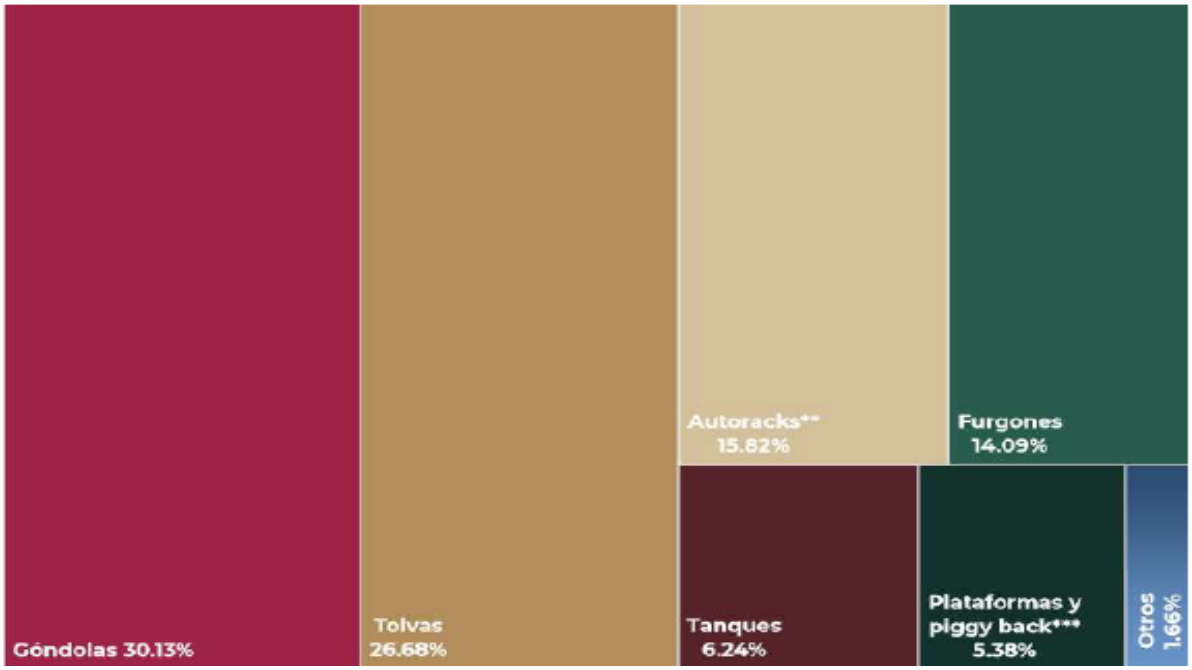
El combustible empleado por las aeronaves es la turbosina. En 2020, su costo promedio anual (8.25 pesos/litro) fue 31.6% menor al de 2019 (12.07 pesos/litro). Las variaciones en el costo de este combustible se relacionan con las fluctuaciones del precio de la mezcla mexicana de exportación (Herrera et al., 2021).

11.1.5 Evolución del transporte ferroviario

El sistema ferroviario en México está principalmente destinado a la movilización de carga contenerizada, con una pequeña participación de transporte de pasajeros. La longitud total de las vías ferroviarias es de 26,914 km, valor que no ha cambiado desde 2017. El impacto de la crisis sanitaria se reflejó en la cantidad de pasajeros y bienes transportados. En 2020, se movilizaron 29.7 millones de pasajeros, 48% por debajo de los pasajeros transportados en 2019. En cuanto al transporte ferroviario de carga, la caída fue mucho menor, pues se trasladaron 120 millones de toneladas de carga, sólo 3.83% menos que en 2019. Durante el mismo año, los productos que más se transportaron por ferrocarril fueron los industriales (47%), agrícolas (25%), minerales (13%) y petróleo y sus derivados (9%), con una distancia promedio de viajes de 813 km.

Existen distintos tipos de carros de ferrocarril que se usan para transportar cargas con necesidades específicas. Así, productos que no requieran protección ante el ambiente se transportan en góndolas o en tolvas abiertas, mientras que aquellos que no deban exponerse a la intemperie requieren el uso de furgones o de tolvas cerradas. Las tolvas facilitan la descarga de materiales como granos, cemento o minerales. Los tanques, también llamados carrotanques, se usan para movilizar sustancias líquidas o gasesosas. En el caso del transporte de automóviles, se recurre a triniveles automotrices o autoracks (Transporte.mx, 2020). A continuación, se muestra la distribución de la flota de carros ferroviarios en México en 2020.

Figura 105. Composición de la flota de carros del transporte ferroviario de carga en 2020.



Fuente: ARTF (2021).

La actividad del sistema mexicano ferroviario (SMF) se mide en toneladas kilómetro[40] (ton-km) y está conformada por las operaciones de concesionarios como Ferromex (FXE), Kansas City Southern de México (KCSM) y Ferrosur (FSRR). Ferromex concentra más del 50% de la actividad; sin embargo, en ingresos totales, Ferromex concentró poco menos del 50%, mientras que KCSM, a pesar de movilizar únicamente el 34% de las ton-km totales, obtiene ingresos que equivalen al 41% del total. Esto se debe a que sus tarifas son más altas comparadas con las de Ferromex, como se puede visualizar en la siguiente tabla.

[40] La tonelada kilómetro es la unidad de medida para la actividad del transporte de carga y se obtiene a través de la multiplicación de las todas las toneladas transportadas por el número total de los kilómetros recorridos. Aunque es una magnitud física poco común, se puede entender como la cantidad de kilómetros recorridos por una sola tonelada de carga, o como la cantidad de toneladas transportadas en solo un kilómetro. De forma similar, para el transporte de pasajeros se tiene la unidad de pasajeros kilómetro (pas-km).

Tabla 62. Indicadores y valores del transporte ferroviario en 2020 por concesionario.

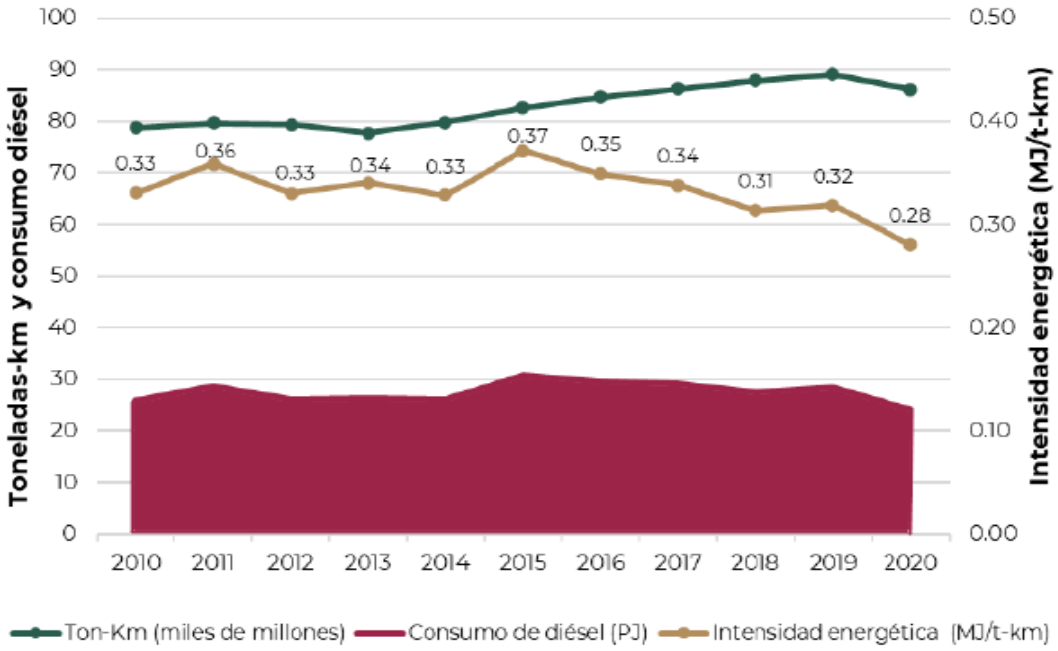
Concesionario	Toneladas-km		Ingresos totales en 2020		Tarifa promedio por t-km (pesos MXN de 2020)	Consumo de combustible	
	Millones de t-km	%	Millones de pesos	%		Diésel (MJ)	Intensidad (MJ/t-km)
KSCM	29,598.77	34.3%	26,497	41.1%	0.9	7,761,072,582	0.26
FERROMEX	49,092.06	56.9%	31,731	49.2%	0.65	12,935,963,459	0.26
FSRR	6,600.90	7.7%	5,637	8.7%	0.85	2,793,384,551	0.42
LCD	530.95	0.6%	345	0.5%	-	236,239,571	0.44
FIT	315.93	0.4%	271	0.4%	-	240,383,379	0.76
ADMI	3.37	0.0%	31	0.0%	-	3,261,229	0.97
FTVM	81.65	0.1%	1	0.0%	-	197,154,084	2.41

Fuente: elaboración propia con datos de ARTF (2021).

Los ferrocarriles dependen de la energía eléctrica y de la quema de combustibles para dar impulso a los carros. Durante 2020, el total de energía que usó el SMF provino en un 98.76% de diésel y solo el 1.24% de electricidad. De ese total de energía eléctrica, el transporte ferroviario suburbano utilizó el 31.85%, mientras que el resto (681.15%) se consumió en los servicios auxiliares (ARTF, 2021).

El transporte de carga ferroviario ha mejorado su rendimiento (intensidad energética) en los últimos 5 años, pues pasó de 0.37 MJ/ton-km en 2015 a 0.28 MJ/ton-km en 2020. Kansas y Ferromex son los concesionarios más eficientes debido a que transportan la mayor proporción de carga (ARTF, 2021).

Figura 106. Evolución de la intensidad energética 2010 - 2020.



Fuente: (ARTF, 2021)

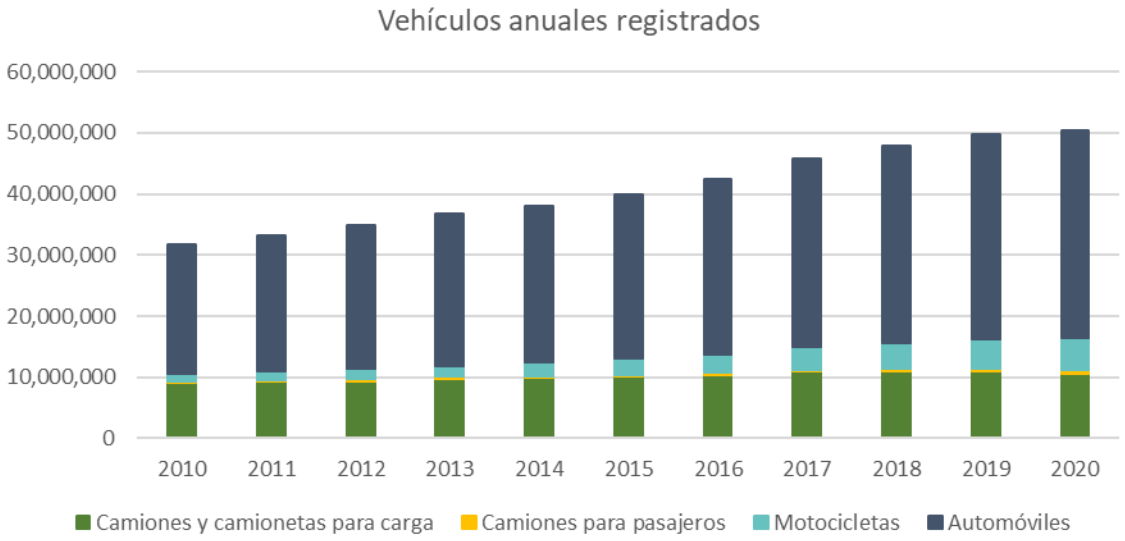
11.1.6 Transporte carretero

El modo carretero es el de mayor utilización en el país tanto para carga como para pasajeros, responsable de la movilización del 56% de la carga y del 95% del total de pasajeros (SICT, 2022). Estos porcentajes se ven reflejados en un alto número de vehículos en circulación, así como grandes cantidades de GEI. En 1990, los vehículos registrados a nivel nacional sumaron 9.8 millones y para 2019 dicho valor se multiplicó cuatro veces, llegando a 50 millones. La clasificación por tipo de vehículo muestra que hay 34.5 millones de vehículos de pasajeros registrados y 11 millones de vehículos de carga (SICT, 2022).

El total de vehículos usados, importados y nuevos conforma la flota vehicular en circulación. Cabe mencionar que las cifras de ventas históricas de vehículos (los vehículos nuevos) no coinciden con el total de vehículos registrados, dado que también que hay que sumar los vehículos usados e importados. La evolución de la flota vehicular durante el periodo de 2010 a 2020 ha tenido un crecimiento distinto para cada tipo de vehículo. Las motocicletas son la categoría de mayor

crecimiento, con una tasa anual de 16.4%, seguida por los automóviles (4.9%), los autobuses de pasajeros (4%) y los camiones y camionetas de carga (1.7%) (INEGI, 2022f).

Figura 107. Evolución de los tipos de vehículos registrados en el país.



Fuente: INEGI (2022f).

Los datos sobre el transporte de carga carretero son recopilados por la Secretaría de Infraestructura, Comunicaciones y Transporte (SICT). Este modo de transporte está conformado, principalmente, por unidades motrices de tres ejes y dos remolques (T3-S2). Su flota tiene una alta dependencia de los combustibles fósiles: el 90% de los vehículos son unidades a diésel. En cuanto a la edad de los vehículos, el 69 % de la flota vehicular de carga ha superado su vida útil, pues tiene más de 10 años de antigüedad.

11.1.7 Participación del sector en la economía

La importancia del transporte en la actividad económica nacional es significativa. En 2021, la rama de transportes, comunicaciones, correo y almacenamiento representó el 6.2% del PIB nacional. De ese porcentaje, el 81.2% corresponde al transporte carretero, 3.3% aviación, 1% marítimo, 2.1% ferroviario y 3.1% a los servicios postales (SICT, 2022). Al mismo tiempo, la fabricación de equipos de transporte contribuyó con el 3% del PIB nacional. En esta categoría, la fabricación

de autopartes y automóviles y camiones fueron las subcategorías con mayor contribución (INEGI, 2022b).

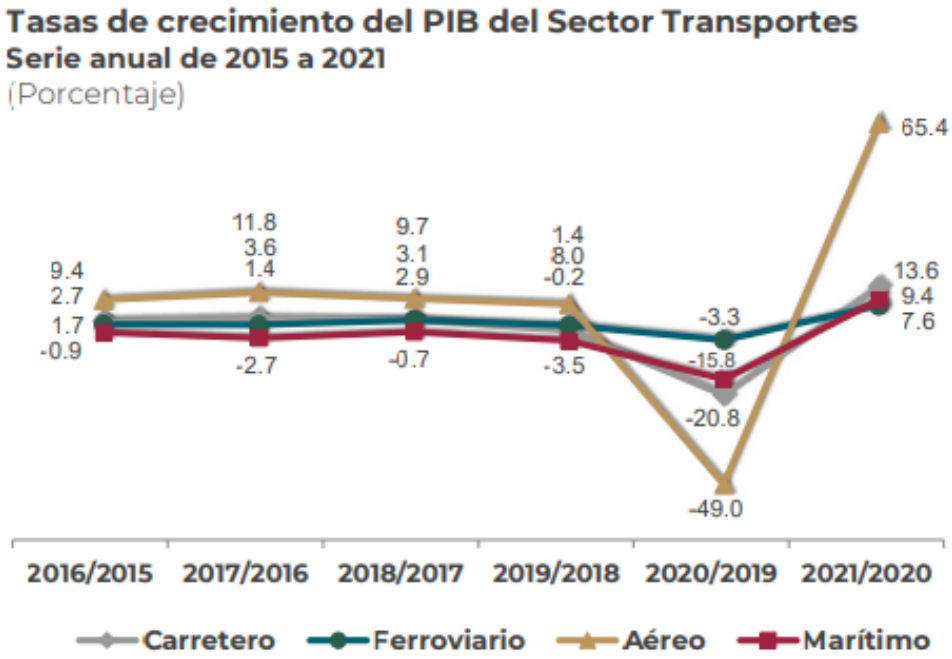
Tabla 63. Participación del sector transporte en el PIB nacional en 2021 a precios corrientes.

Concepto	Participación	%
PIB total	**17,806,663**	**100%**
Transportes, correos y almacenamiento	**1,102,696**	**6.19%**
Transporte aéreo	36,474	0.20%
Transporte por ferrocarril	23,318	0.13%
Transporte por agua	11,139	0.06%
Autotransporte de carga	609,007	3.42%
Transporte terrestre de pasajeros, sin ferrocarril	286,556	1.61%
Fabricación de equipo de transporte	**536,165**	**3.01%**
Fabricación de automóviles y camiones	249,733	1.40%
Fabricación de carrocerías y remolques	11,134	0.06%
Fabricación de partes para vehículos automotores	233,884	1.31%
Fabricación de equipo aeroespacial	16,569	0.09%
Fabricación de equipo ferroviario	8,721	0.05%
Fabricación de embarcaciones	746	0.00%
Fabricación de otro equipo de transporte	15,378	0.09%

Fuente: INEGI (2022b).

La tasa de crecimiento del PIB del sector transporte se vio afectada negativamente en 2020 debido a la crisis sanitaria. El transporte aéreo percibió el mayor impacto y el ferroviario fue el modo con menor afectación, con un cambio de tan solo el -3.3% (ARTF, 2021).

Figura 108. Tasa de crecimiento del PIB del sector Transporte 2015 - 2020.



Fuente: ARTF (2021).

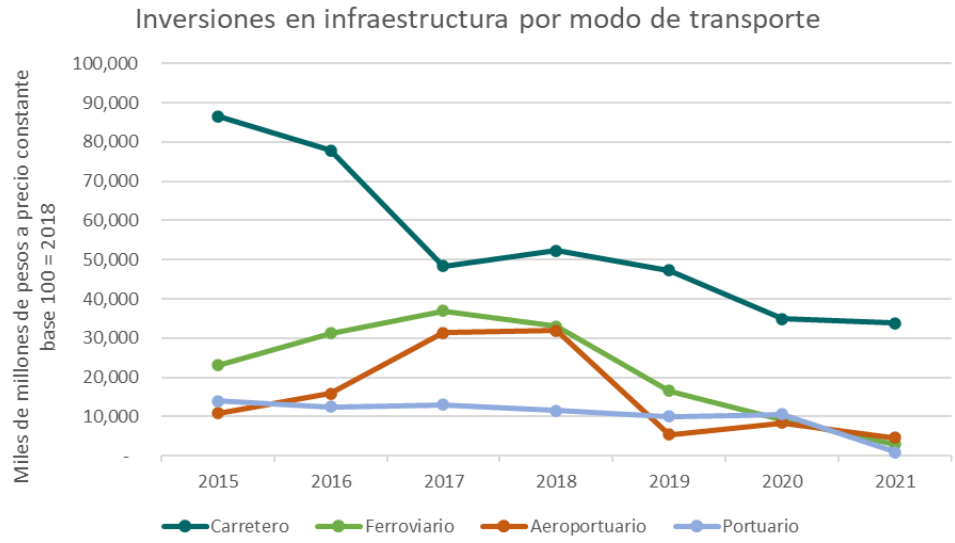
En cuanto al personal ocupado en el sector transporte, cifras de 2019 indican que el 49.9% del total de personas empleadas en el sector se concentró en el transporte carretero de pasajeros, seguido por el transporte de carga carretero con un 46.8%. El total de individuos empleados en el transporte aéreo representó el 2.1% del total, mientras que el transporte por ferrocarril y transporte naval constituyeron el 0.8% y 0.4%, respectivamente. La participación de las mujeres en el sector a nivel nacional es menor al porcentaje de mujeres empleadas a nivel nacional. El transporte ferroviario tiene la menor proporción de mujeres trabajadoras del sector, con un 4.3% del total de personas empleadas. Le siguen el transporte carretero de pasajeros (10.9%) y de carga (11.4%). A diferencia de los otros subsectores, el transporte aéreo tiene una participación de mujeres del 36.4%, la cifra más alta dentro del sector (INEGI, 2021).

11.1.8 Inversión en infraestructura

Las inversiones totales en infraestructura carretera, ferroviaria, aeroportuaria y portuaria disminuyeron en el periodo de 2015 a 2021 (SCT, 2022). La Figura 109

resume las inversiones infraestructura por tipo de transporte durante el periodo de 2015 a 2021.

Figura 109. Inversiones de infraestructura por modo de transporte 2015 – 2021.



Fuente: SCT (2022)

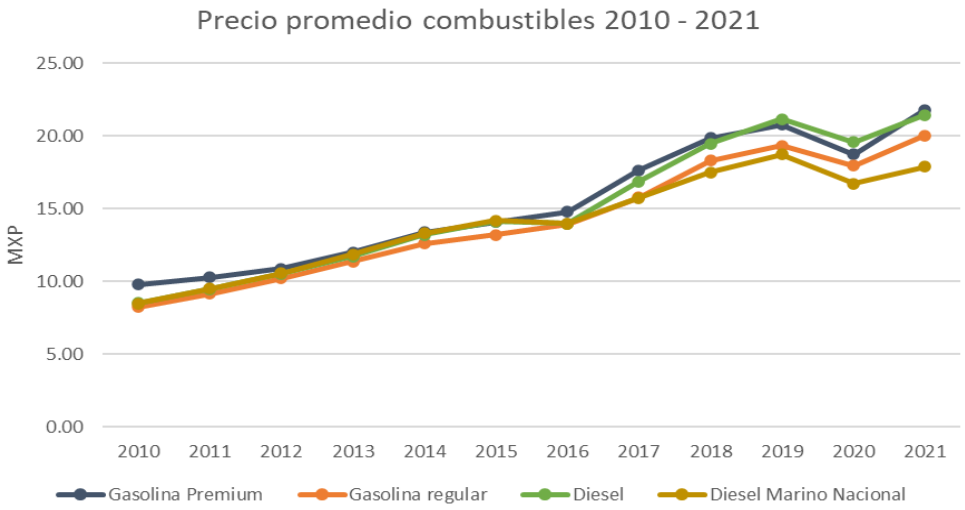
- Infraestructura carretera: pasó de $86,500 miles de millones de pesos a precio constante (base 2018) en 2015 a $33,800 miles de millones en 2021.
- Infraestructura ferroviaria: pasó de $23,157 miles de millones de pesos a precio constante (base 2018) en 2015 a $3,018 miles de millones en 2021.
- Infraestructura aeroportuaria: pasó de $10,925 miles de millones de pesos a precio constante (base 2018) en 2015 a $4,593 miles de millones en 2021.
- Infraestructura portuaria: pasó de $13,999 miles de millones de pesos a precio constante (base 2018) en 2015 a $1,008 miles de millones en 2021.

11.1.9 Precios de combustibles

El precio de los combustibles que se consumen en el sector transporte ha incrementado durante la década de 2010 a 2021. En el caso de la gasolina premium, el precio creció a una TMCA del 7.8%, mientras que la gasolina regular

mostró una TMCA del 8.6%. En 2010, el precio del diésel era menor que el de la gasolina premium, sin embargo, durante los últimos tres años su precio se ha equiparado dada la TMCA del 9% en el caso del diésel. Por su parte, el diésel marino nacional ha crecido a una TMCA de 7.2%.

Figura 110. Precio anual promedio de combustibles por litro para el periodo 2010 – 2021.

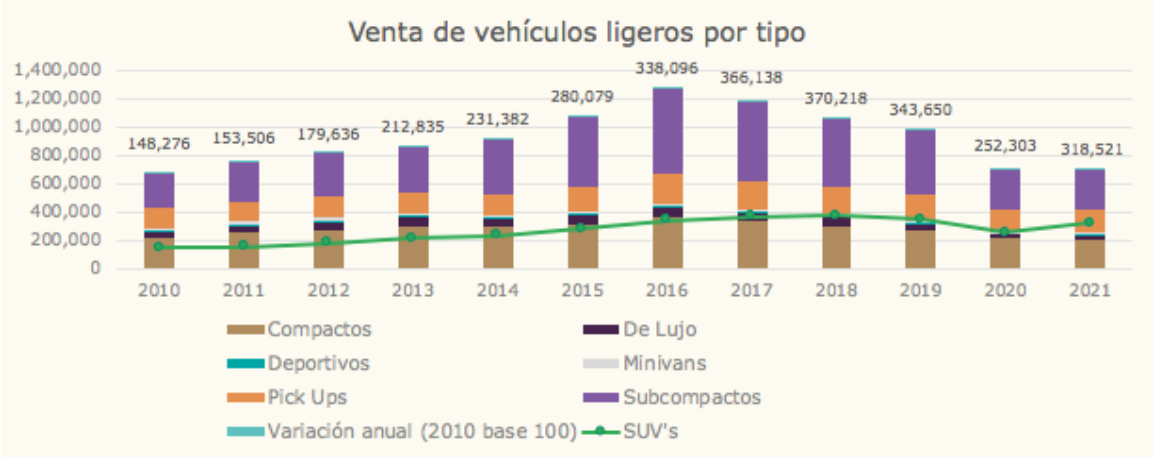


Fuente: elaboración propia a partir de datos de CRE (2022) y SENER (2022).

11.1.10 Ventas de vehículos con motor de combustión interna

Las ventas de los vehículos ligeros fueron las más abundantes entre las ventas de todos los vehículos en 2016, 2017 y 2018. En 2020, año en el que los efectos de la pandemia fueron más marcados, las ventas de esta categoría llegaron a niveles similares a las del 2012 (INEGI, 2022f). El comportamiento histórico de las ventas por tipo de vehículo se muestra en la figura siguiente:

Figura 111. Venta de vehículos ligeros por tipo y variación anual de las ventas para el periodo 2010 – 2021.

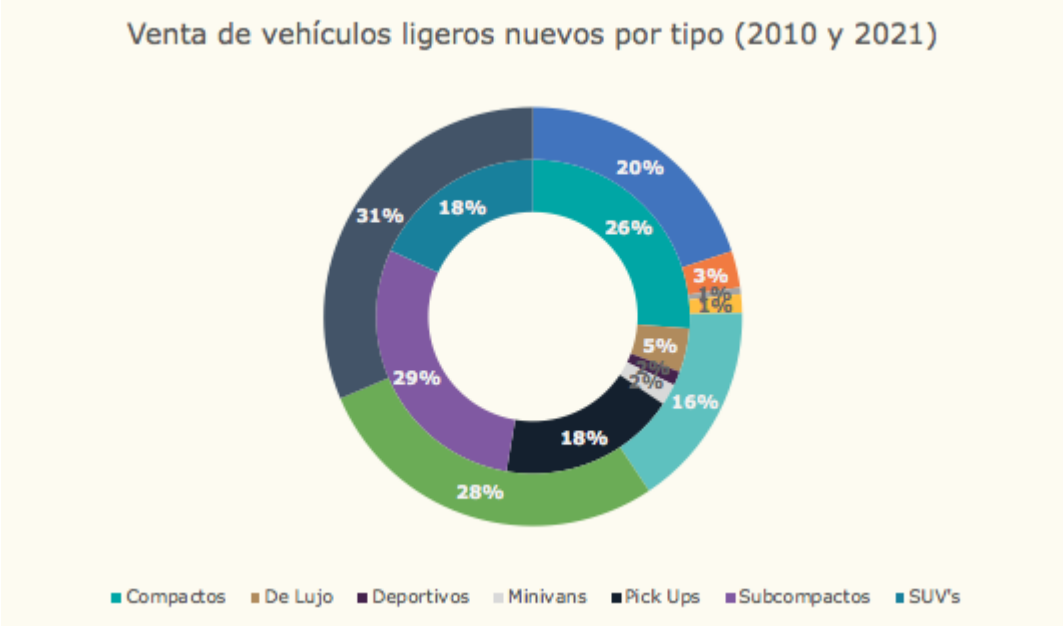


Fuente: INEGI (2022f).

Durante la década de 2010 a 2021, la proporción de vehículos utilitarios deportivos, o SUV por sus siglas en inglés, creció con respecto a las ventas totales, mientras que la de los vehículos compactos se retrajo. En la Figura 108 se puede observar que en 2010 (círculo interno) los SUV representaron el 18% de las ventas anuales de vehículos ligeros, mientras que, en 2021, este tipo de vehículos alcanzó el 31%, lo cual indica que la población está optando por vehículos con mayor capacidad y, por ende, con menor rendimiento de combustible.

Uno de los factores con mayor influencia sobre la transición hacia vehículos más pesados es el comportamiento a la baja en el precio de los SUV, que, durante los últimos años, se ha vuelto cada vez es más cercano al de los vehículos compactos y subcompactos. Actualmente, el precio de los automóviles nuevos del mercado mexicano inicia cerca de los $216 mil pesos, mientras que el SUV más barato se vende alrededor de los $312 mil pesos. Otro elemento que ha favorecido el mercado de los SUV es que este tipo de vehículos tiene mayor altura y rines más grandes, por lo que se adapta mejor a las superficies irregulares de suelo (Cruz, 2022); en México, únicamente el 44% de la red nacional carretera es camino pavimentado y el resto corresponde a carreteras con revestimiento o terracería (SICT, 2022).

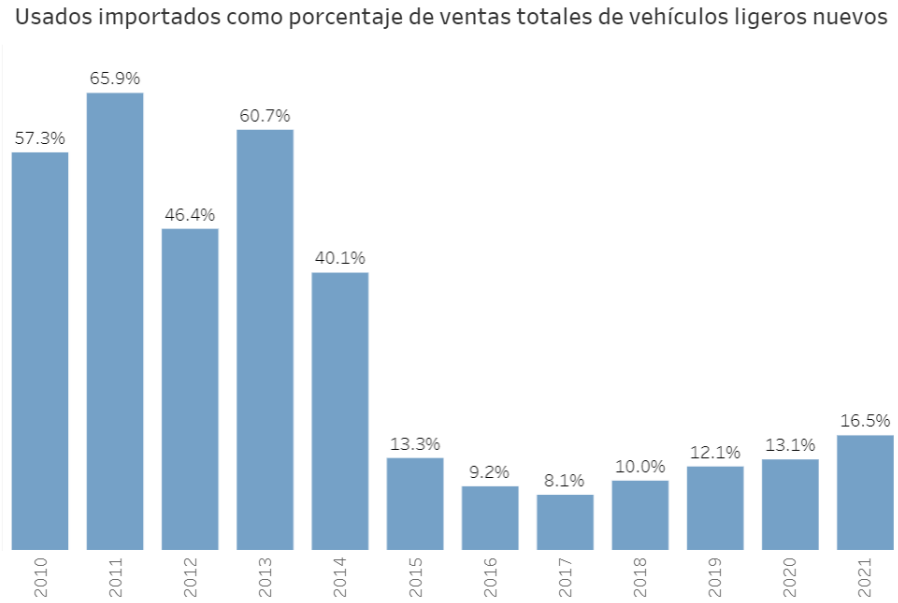
Figura 112. Distribución de la venta de vehículos por tipo para los años 2010 (círculo interno) y 2021 (círculo externo).



Fuente: (INEGI, 2022f).

Entre 2010 y 2017, la participación de los vehículos ligeros importados en las ventas totales de vehículos nuevos disminuyó hasta llegar a un mínimo de 8.1%, con una caída importante en 2015. A partir de 2017, se han registrado modestos incrementos, y será necesario evaluar el impacto de la regulación de vehículos usados importados a finales de 2022.

Figura 113. Porcentaje de vehículos usados importados dentro de la venta de vehículos ligeros nuevos 2010 - 2021.

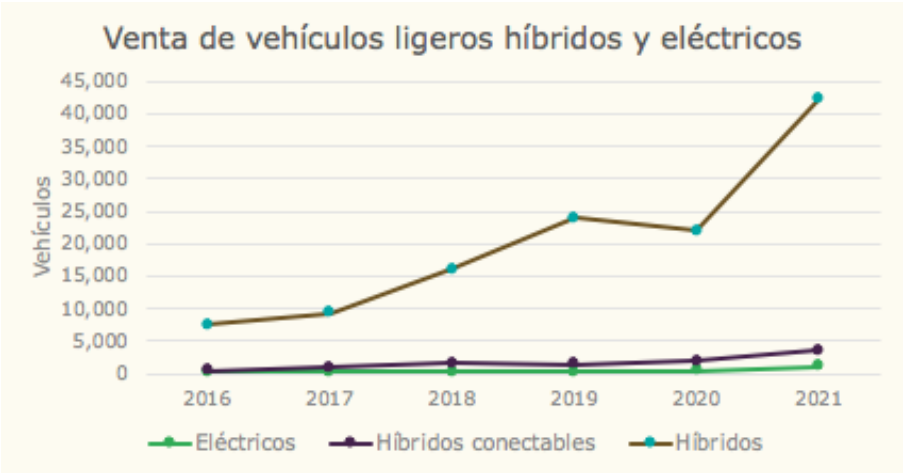


Fuente: AMIA (2022).

11.1.11 Ventas de vehículos con motor eléctrico e híbridos

Las cifras oficiales de ventas de vehículos ligeros eléctricos e híbridos son recopiladas por el INEGI desde 2016. Durante el periodo de 2016 a 2021 se comercializaron 2,586 automóviles eléctricos de baterías, 9,916 automóviles híbridos enchufables y 121,216 automóviles híbridos (INEGI, 2022f).

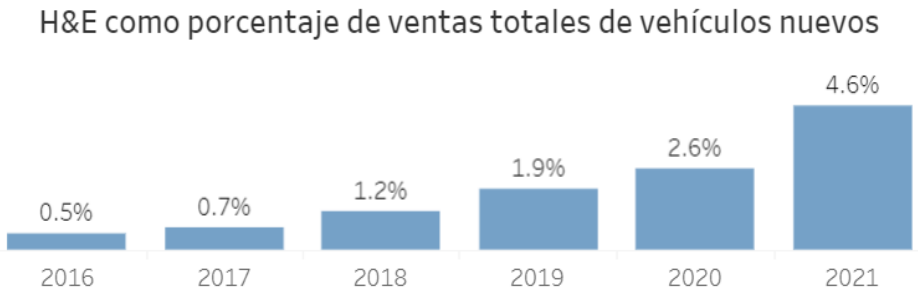
Figura 114. Venta de vehículos eléctricos, híbridos e híbridos conectables.



Fuente: INEGI (2022f).

A su vez, la cantidad de vehículos híbridos y eléctricos nuevos vendidos representa un porcentaje del total de vehículos nuevos vendidos. En la se aprecia que el comportamiento de este porcentaje a lo largo del tiempo es de índole exponencial. La Secretaría de Energía estima que para 2030 habrá en circulación 1 millón 700 de estos vehículos circulando, considerando vehículos ligeros y pesados (SENER, 2022).

Figura 115. Porcentaje de los vehículos híbridos y eléctricos en las ventas totales de vehículos ligeros nuevos.

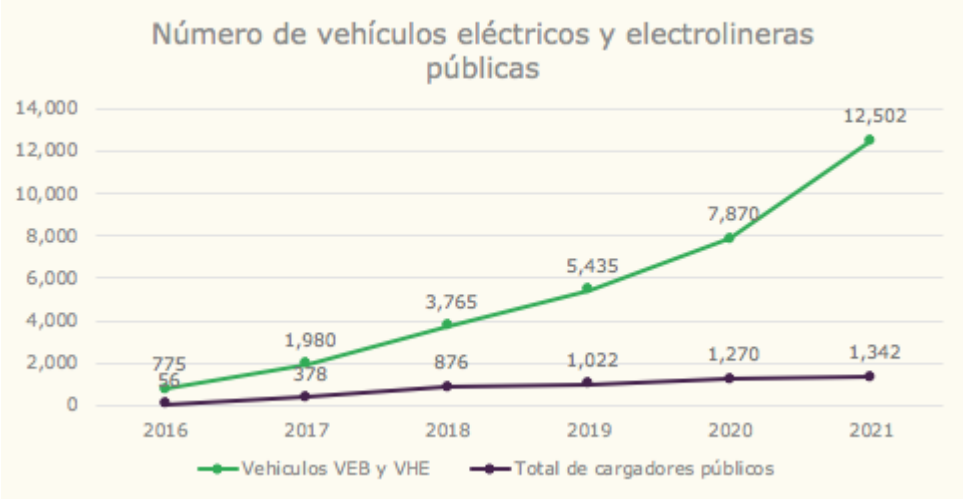


Fuente: AMIA (2022).

Para el transporte pesado el panorama es distinto puesto que el mercado es más limitado. De 2018 a mayo 2022, se vendieron únicamente 1,467 camiones híbridos para transporte de carga, lo que correspondió al 0.47% de las ventas de vehículos pesados (INEGI, 2022d).

El uso de los vehículos enchufables, tanto híbridos como eléctricos, requiere de infraestructura suficiente para recargar las baterías. A nivel mundial, la relación entre el número de vehículos y el número de estaciones de recarga, o electrolineras, es de 10 vehículos por cargador público en promedio (IEA, 2022). En el caso de México, el número de electrolineras públicas se ha rezagado en años recientes y no ha tenido un crecimiento con la misma tendencia que la del número de automóviles enchufables vendidos, como se puede ver en la Figura 116. En 2021, la relación vehículos:electrolineras públicas fue de 9.32.

Figura 116. Número de vehículos eléctricos y electrolineras públicas.

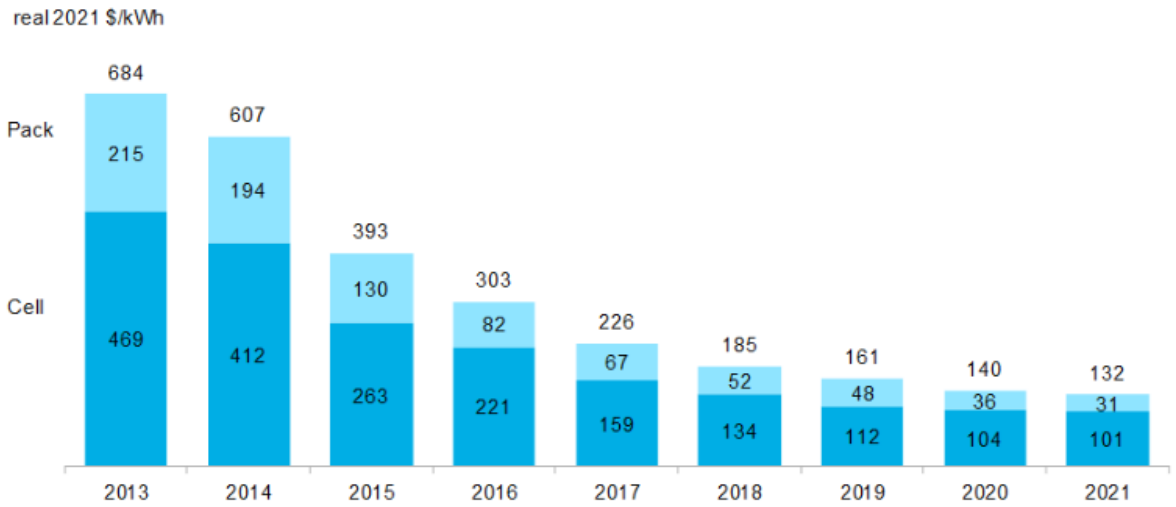


Fuente: elaboración propia con datos de INEGI e IEA (2022).

11.1.11.1 Precio de las baterías y de los vehículos eléctricos

Los vehículos enchufables son propulsados por un motor eléctrico, el cual se conecta a un paquete de baterías. A su vez, las baterías están compuestas por módulos formados por múltiples celdas de batería interconectadas. La tecnología dominante en el mercado corresponde a la de iones de litio, aunque otras composiciones químicas novedosas, como el fosfato de litio-hierro han comenzado a usarse. Los precios de los paquetes de baterías en 2021 fueron 89% más bajos en comparación con los de 2010, y se espera que para 2024 los precios promedio de los paquetes de batería estarán por debajo de $100/kWh (BloombergNEF, 2021). Esto significa que los fabricantes de automóviles podrían equiparar el precio de los vehículos eléctricos al de los vehículos de motor de combustión interna; sin embargo, las estrategias de precios tendrán variaciones según el fabricante de automóviles y la geografía.

Figura 117. Precio ponderado por el volumen de las celdas y paquetes de baterías.



Fuente: BloombergNEF (2021).

En cuanto al precio de venta al público de los vehículos eléctricos, se recopilaron precios de los automóviles eléctricos disponibles en el mercado mexicano en 2022 a partir de la información publicada en las páginas de internet de los fabricantes automotrices. Los resultados se muestran en la tabla a continuación, indicando su rango de autonomía y precio en pesos mexicanos. Como se puede observar, el Renault Twizy es el vehículo más barato y con menor autonomía, mientras que el vehículo con mayor autonomía es el Tesla S, aunque no el de mayor precio, lugar que ocupa el Audi e-tron GT. En promedio, la autonomía de los vehículos eléctricos en el mercado es de 371 km, con un precio de 1.4 millones de pesos y consumo energético de 171 Wh por kilómetro recorrido.

Tabla 64. Vehículos eléctricos disponibles en México y su precio en 2022.

Marca	Autonomía (KM)	Precio MXN (2022)	Consumo energético (Wh/KM)
Tesla Model 3	380	1,159,900	151
Tesla Model S	515	3,289,900	184
Tesla Model X	490	2,859,900	194
Tesla Model Y	435	1,579,900	172
Jaguar I-Pace	380	2,867,900	223
Chevrolet Bolt EUV	397	939,900	175
BMW i4	470	1,385,000	172

BMW i4 M50	435	1,535,000	186
BMW iX3	385	1,475,000	192
BMW iX	360	1,790,000	197
BMW i3	335	1,265,000	142
BMW i3s	325	1,405,000	147
Nissan Leaf	241	964,900	166
Renaul Twizy	100	343,200	63
Zacua MX2 y MX3	160	599,900	113
JAC E10X	360	449,000	104
JAC EJ7	492	764,000	128
JAC ESEI 4 PRO	450	774,000	130
Audi e-tron	417	1,929,900	262
Audi e-tron Sportback	446	2,019,900	259
Audi e-tron GT	472	3,279,900	225
Mercedes EQC	430	1,899,000	216
Porsche Taycan S	450	2,078,000	209
Volvo C40 Recharge	440	1,379,900	214
VolvoXC49 Recharge	418	999,900	200
Valor promedio	**391**	**1,561,356**	**177**

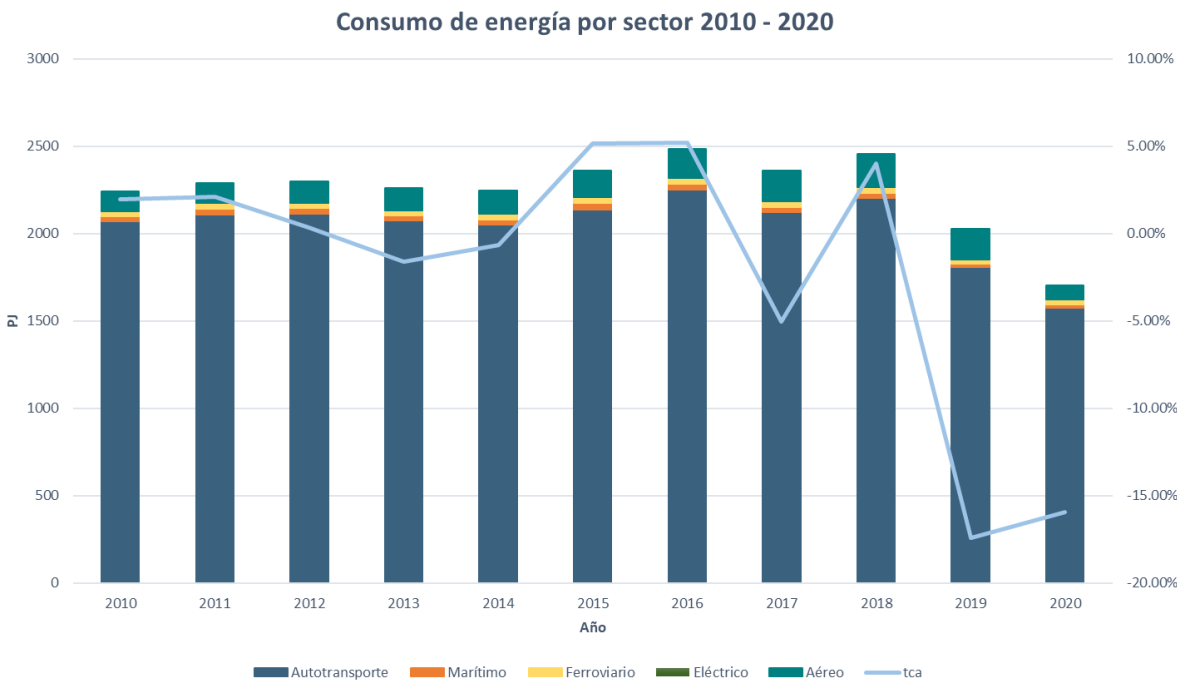
Fuente: recopilación de información publicada en las páginas oficiales de diversas marcas automotrices.

11.1.12 Consumo de energía

El suministro de energía del sector depende de los combustibles fósiles (a saber: gasolinas, diésel, y turbosina) en el caso de los vehículos con motor de combustión interna, y de la electricidad en el caso de los vehículos con motor eléctrico.

Entre 2010 y 2020, el consumo de combustibles disminuyó en un 24%. En el año 2016 se registró el mayor consumo del periodo, con 2,485 PJ. Por modo de transporte, que el autotransporte es el mayor consumidor, seguido por el aéreo, ferroviario y marítimo, como se observa en la siguiente figura (SENER, 2022a).

Figura 118. Consumo de energía por modo de transporte 2010 – 2020.



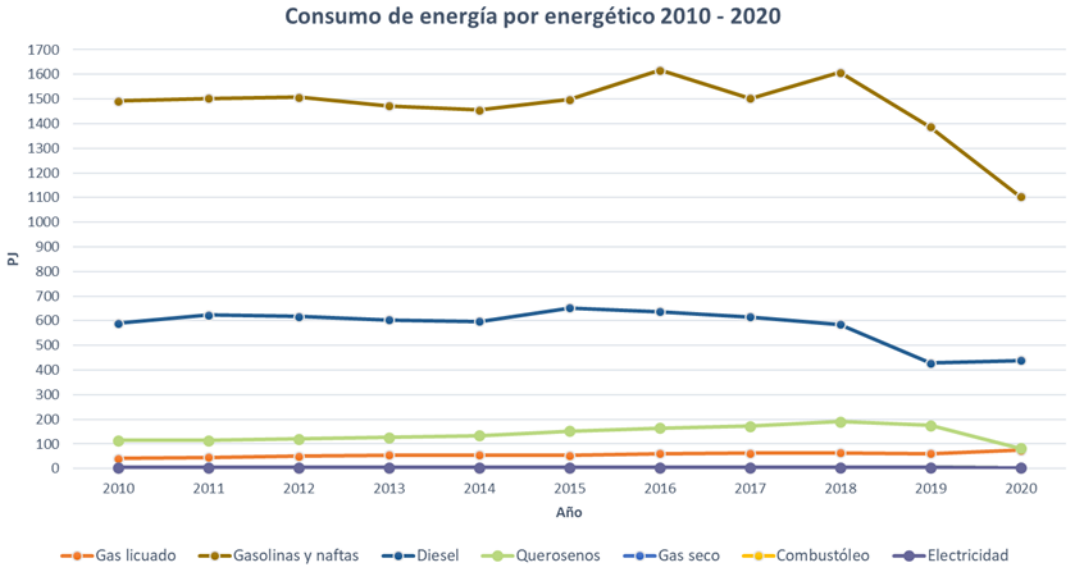
Fuente: SENER (2022a).

En cuanto al consumo de energía por energético, el mayor cambio se ha presentado en la gasolina, cuyo uso bajó en 2019 y 2020 de forma consecutiva; asimismo, el consumo de querosenos (turbosina) se redujo únicamente en 2020 debido a la pandemia COVID-19 y la restricción de vuelos. De 2018 a 2019, el transporte carretero disminuyó su consumo de energía al pasar de 2,205 PJ a 1,838 PJ, es decir, una reducción de 16.6%. Este cambio se debió al menor uso de diésel automotriz y gasolina. Tras analizar las ventas de PEMEX, se identificó que el mayor cambio fue en la gasolina premium, cuyas ventas se redujeron en un 39%, mientras que en el caso de la gasolina magna la contracción fue del 5%.

Cabe mencionar que, en 2019, el gobierno federal dio inicio a la estrategia para combatir el robo de combustibles en el proceso de distribución, conocido comúnmente como huachicoleo. La puesta en marcha de la estrategia dio lugar a desabasto de combustibles y provocó crisis por escasez durante los primeros meses de ese mismo año (López y Ordaz, 2019). Asimismo, durante el mismo periodo se observó un aumento en el precio de la gasolina, que pasó de $12.13

pesos en el cierre de 2016 a $19.67 pesos en 2019 (a precios constantes de 2019). Por su parte, el diésel pasó de $12.69 a $21.17 pesos.

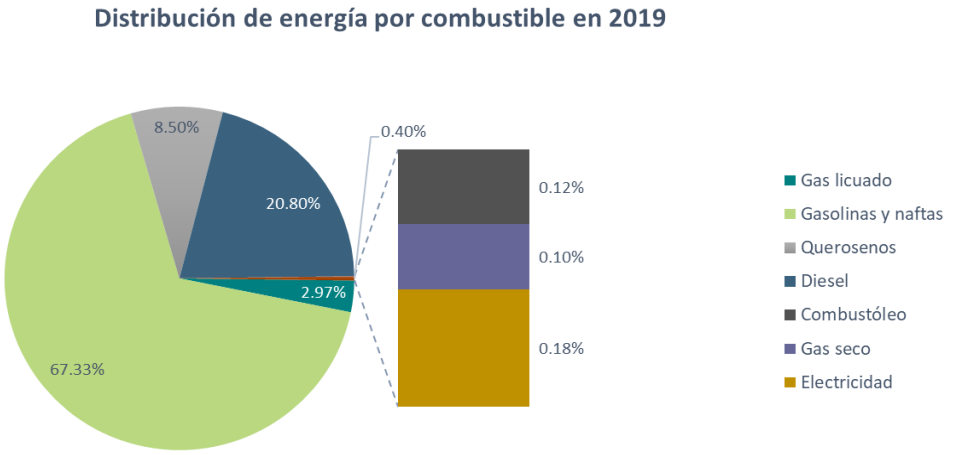
Figura 119. Consumo de energía por energético, 2010 – 2020.



Fuente: SENER (2022b).

En la siguiente gráfica se presenta la distribución porcentual por tipo de combustible en el consumo de energía del sector transporte. Debido a que 2020 fue un año atípico por la pandemia, se presentan datos de 2019, año que coincide con el año de referencia para el cual se llevó a cabo el más reciente Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 2019 (INECC, 2022).

Figura 120. Consumo de energía en el sector transporte por tipo de combustible (%) en 2019.



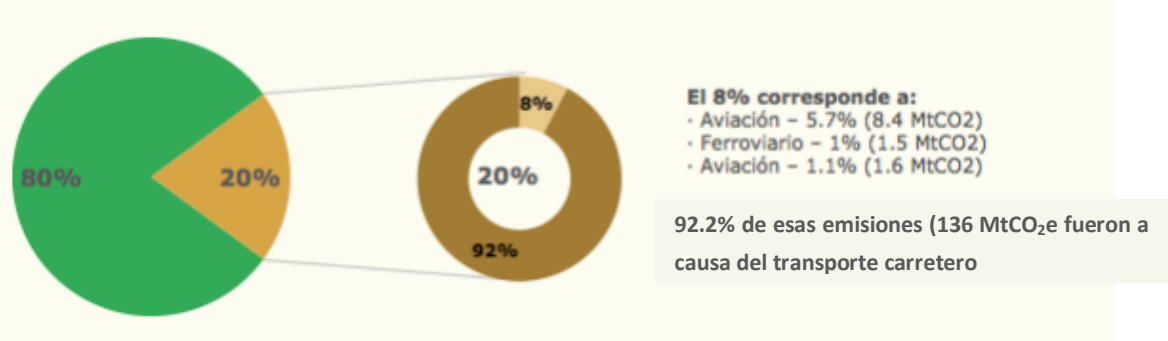
Fuente: SEMARNAT-INECC (2022).

Como se puede observar, la distribución de energéticos está dominada por la gasolina y el diésel, que en conjunto conforman el 88% del total del consumo energético, seguidos por los querosenos de la aviación y el gas licuado utilizado en autotransporte.

11.1.13 Emisiones

Según el INEGyCEI, este sector fue el segundo con mayor generación de emisiones GEI (después de las industrias de la energía) en 2019 debido a que emitió el 20% de los GEI totales a nivel nacional, sin considerar las emisiones abatidas de tierra (3B) (INECC, 2022). El transporte carretero es el principal emisor con un 92.2% de las emisiones del sector, seguido por la aviación, el transporte marítimo y, por último, el ferroviario, como se puede observar en la Figura 121.

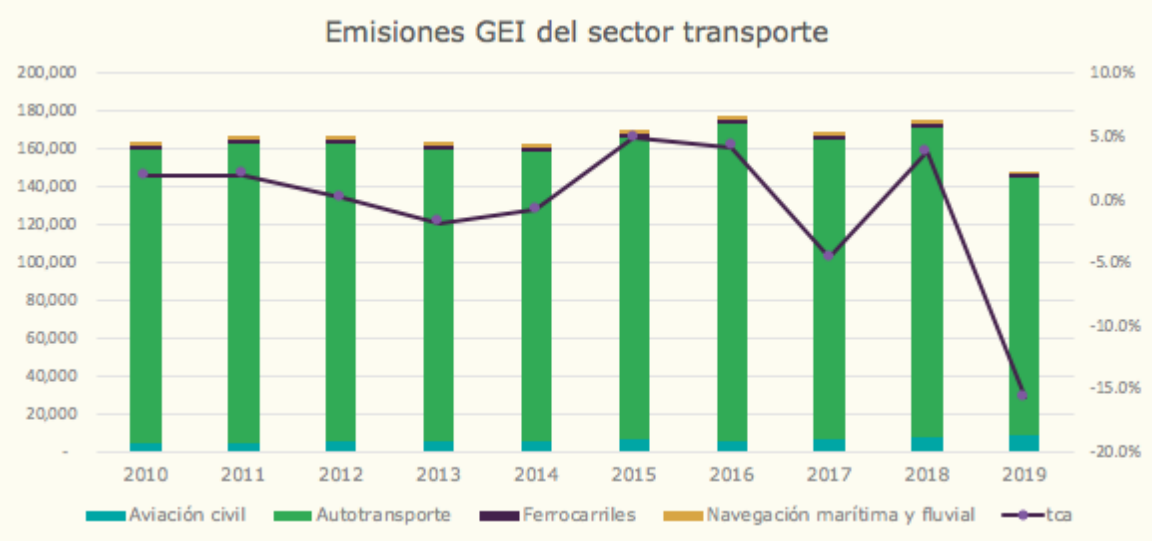
Figura 121. Emisiones GEI del sector transporte en 2019.



Fuente: elaboración propia con datos de SEMARNAT- INECC (2022).

Entre 2010 y 2019 se ha observado una reducción en emisiones GEI del sector transporte: mientras que en 2010 se produjeron 164 $MtCO_2$, en 2019 la cantidad llegó a 148 $MtCO_2$, es decir un 10% menos. La evolución de las emisiones del sector no ha tenido un comportamiento lineal; de 2013 a 2016 las emisiones incrementaron a una tasa media de crecimiento anual (TMCA) positiva, pero en los últimos años su comportamiento ha sido más bien oscilatorio.

Figura 122. Emisiones GEI del sector transporte 2010 – 2019.

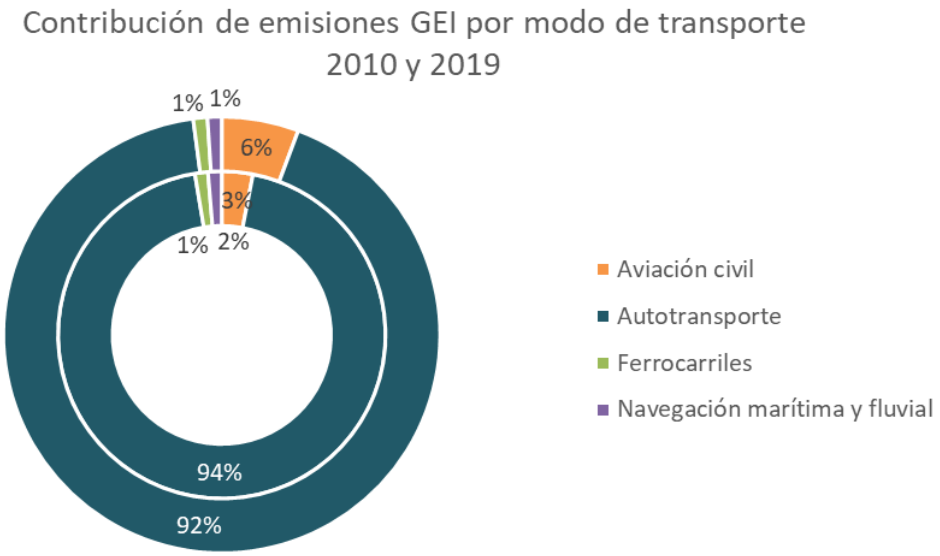


Fuente: elaboración propia con datos de SEMARNAT- INECC (2022).

Por otro lado, en cuanto a la contribución de los modos de transporte al total de emisiones, el transporte aéreo es el que presenta el mayor crecimiento porcentual. Como se puede observar en la Figura 123, en 2010 (círculo interno) la

aviación representó tan solo el 3% del total de las emisiones GEI del sector transporte mientras que, en 2019 su contribución fue del doble, es decir, del 6%. Por otro lado, la participación del transporte marítimo disminuyó de 2% a 1%. Es evidente que el autotransporte es, por mucho, el principal emisor de GEI, con 94% y 92% para 2010 y 2019, respectivamente.

Figura 123. Contribución de emisiones GEI por modo de transporte en 2010 y 2019.



Fuente: elaboración propia con datos de INECC (2022).

11.2 Línea base

11.2.1 Metodología y supuestos de entrada

Para el desarrollo del escenario base se llevó a cabo una evaluación de cada modo de transporte con el fin de presentar medidas diseñadas de forma particular según las características propias de los modos de transporte.

En el caso del sector carretero, se ejecutó un análisis de abajo hacia arriba, o *bottom-up*[41], basado en los datos reales de la actividad del transporte, también

[41] Los análisis bottom-up son aquellos que parten de información detallada para las tecnologías disponibles y su caracterización. Progresivamente agrupan esta información por medio de

denominado marco AEIC (ASIF, por sus siglas en inglés), que corresponde a la actividad del transporte (Distancia recorrida por vehículo), estructura (distribución modal), Intensidad (consumo de energía en MJ/km o l/km) y Combustible (factor por unidad de energía en gCO_2/litro o MJ). El modelo MYC se tomó como base para la estimación de emisiones de GEI a 2030 dada la información con la que se cuenta. En resumen, las emisiones GEI para este subsector se obtienen multiplicando la demanda de transporte por el consumo de energía específico y el factor de emisión de GEI del combustible evaluado. Estas emisiones se calculan con un año base de referencia o de inventario, para este análisis se tomó como año base el 2013 por ser el año con más información disponible.

Para los subsectores ferroviario, marítimo y aviación se aplicó el método de abajo hacia arriba, o *top-down*, en el cual las emisiones se estiman con base en el consumo de combustible y los factores de emisión del IPCC con un enfoque metodológico nivel 2.

Ambos métodos de estimación permitieron integrar el escenario de línea base. En notación matemática, el cálculo de las emisiones se expresa como se muestra a continuación:

$$E_{kn} = \sum (CC_i * FE_{fxi} * PCG_k)$$

Donde:

E_{kn}	Emisiones del contaminante *k* en el año *n*
CC_i	Consumo de combustible para el subsector *i*
FE_{kjix}	Factor de emisión del contaminante *k* por tipo de combustible *x*, para el subsector *i*
PCG_k	Potencial de Calentamiento Global para el tipo de contaminante *k*

El consumo de combustibles reportados de manera por las autoridades se ajustó mediante la determinación de variables proxy que representen de manera más fidedigna el consumo, tomando en cuenta que los reportes de consumo de

ecuaciones y relaciones lógicas para conformar el sector estudiado y analizar los impactos de políticas, cambios tecnológicos o sistémicos.

combustibles a nivel nacional dejan fuera la cantidad de combustible cargada fuera del país como parte del comercio internacional.

El crecimiento del PIB en la estimación macroeconómica ocurre a una TMCA de 3.51% para el periodo 2020-2025 y de 2.5% para el periodo 2025-2030. Dichas tasas se usaron como insumo de las proyecciones desarrolladas para los escenarios con el objetivo de analizar su vinculación tanto con el consumo de combustible, así como con la carga transportada anual, puesto que algunos modos, como el marítimo y ferroviario, están enfocados principalmente al movimiento de mercancías (SEMAR, 2021; ARTF, 2021).

La modelación de los subsectores marítimo, ferroviario y aéreo se ejecutó por medio del lenguaje de programación R, el cual es ideal para los análisis estadísticos (R Core Team, 2022). El estudio de correlación estadística entre variables permite identificar cuál es la mejor variable proxy para representar el consumo de combustibles en cada sector en los años proyectados a 2030. El coeficiente de correlación de Pearson, R^2, se evalúa en una escala del -1 al 1; mientras más cercana a 1 sea la correlación, existe una mayor representatividad entre las variables.

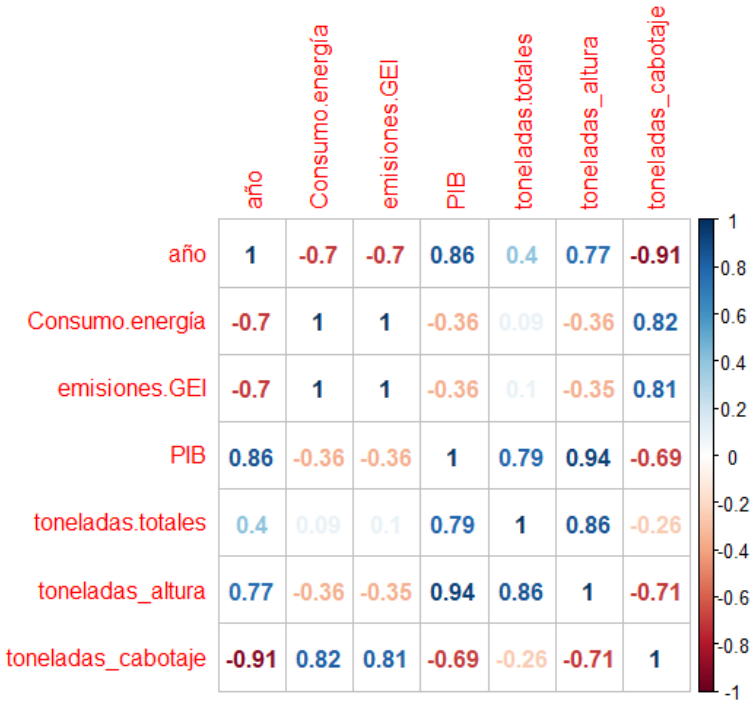
11.2.2 Transporte marítimo

El transporte marítimo está principalmente enfocado a la carga. El consumo energético, tanto en el INEGyCEI (SENER, 2022a) como en el Balance Nacional de Energía (BNE) (SENER, 2022a), se reporta únicamente referido a las ventas oficiales de combustible a nivel nacional, por lo que no se contabiliza el consumo total de todos los barcos que navegan en territorio mexicano, puesto que en los viajes de exportación se carga combustible en los puertos de otros países. Si sólo se toman los consumos nacionales, se estaría subestimando la cantidad de emisiones de GEI producidas dentro del país.

Para corregir este error de estimación, se evaluó la relación entre consumo de combustible y datos históricos del PIB, las toneladas totales transportadas (cabotaje+altura), las toneladas transportadas por cabotaje, y las toneladas transportadas por altura, con el objetivo de generar un proxy del consumo de energía. La correlación consumo energía-toneladas totales transportadas resultó ser baja (0.09), mientras que en el caso de consumo energía-toneladas cabotaje

la correlación es más cercana a 1 (0.82), además de que es la correlación más alta entre todas las variables evaluadas. Los resultados de la modelación se observan en la Figura 124.

Figura 124. Matriz de correlación entre variables relativas al transporte marítimo.



Fuente: elaboración propia.

Con base en la correlación consumo de combustible-toneladas de cabotaje, se procedió a estimar el consumo de combustible siguiendo estos pasos:

1) Se estimaron las toneladas totales (cabotaje+altura) para los siguientes años con el PIB proyectado mediante una regresión lineal, utilizando las toneladas históricas presentadas en las estadísticas anuales de la SICT (2022), de donde se obtuvo que en 2030 se movilizarán 361 millones de toneladas.
2) Posteriormente, se calcularon las toneladas de cabotaje como una proporción de las toneladas totales a partir del producto entre las toneladas totales y el porcentaje correspondiente a las toneladas de cabotaje. Dicho porcentaje se obtuvo al promediar los datos de los últimos

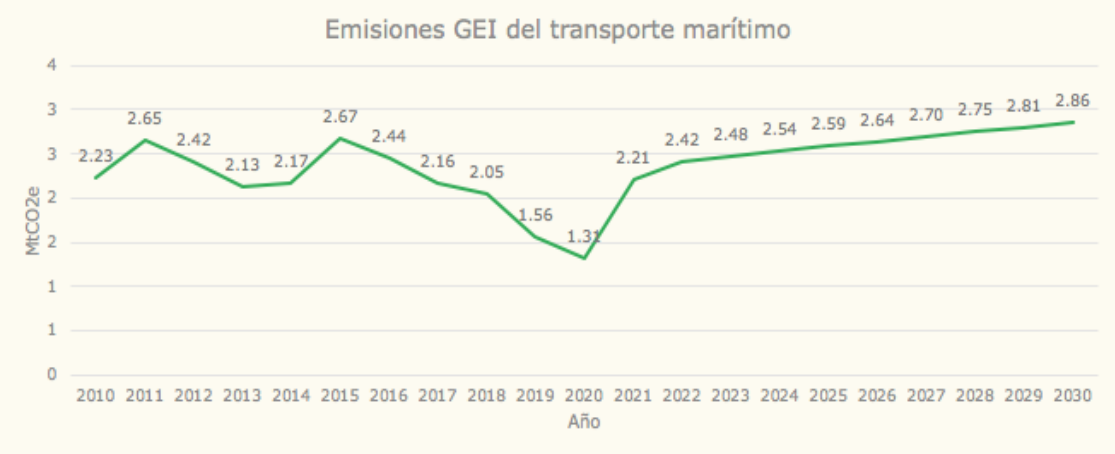
diez años, tras lo cual se determinó que el 22.5% de las toneladas totales transportadas por buques en México corresponde a cabotaje.

3) Una vez que se estimó la tendencia de las toneladas de cabotaje, fue posible calcular el consumo de combustible mediante una regresión lineal. La siguiente ecuación describe la dependencia entre el consumo de energía y las toneladas de cabotaje:

$$Consumo\ de\ energía = 0.5435 + 0.4382 * toneladas\ de\ cabotaje\ (en\ millones)$$

4) Finalmente, con el consumo de energía estimado, se obtuvieron las emisiones en CO_2e del transporte marítimo, las cuales se presentan en la siguiente figura:

Figura 125. Evolución y proyección de las emisiones de GEI del transporte marítimo en el periodo 2010 a 2030.



Fuente: elaboración propia.

11.2.3 Transporte aéreo

El transporte aéreo está enfocado de manera primordial al traslado de pasajeros con fines comerciales. Por ello, para analizar su desempeño, se evaluó la correlación lineal entre el consumo de energía, el PIB histórico y el número de pasajeros transportados anualmente (a partir de datos disponibles en las estadísticas de la SICT (2022).

Como se puede observar en la siguiente matriz de correlación, aquellas variables que tienen mejor correlación con el consumo de combustible en el sector aéreo

son los pasajeros totales y los pasajeros de vuelos internacionales. Al mismo tiempo, el PIB tiene correlación positiva con las mismas variables de pasajeros.

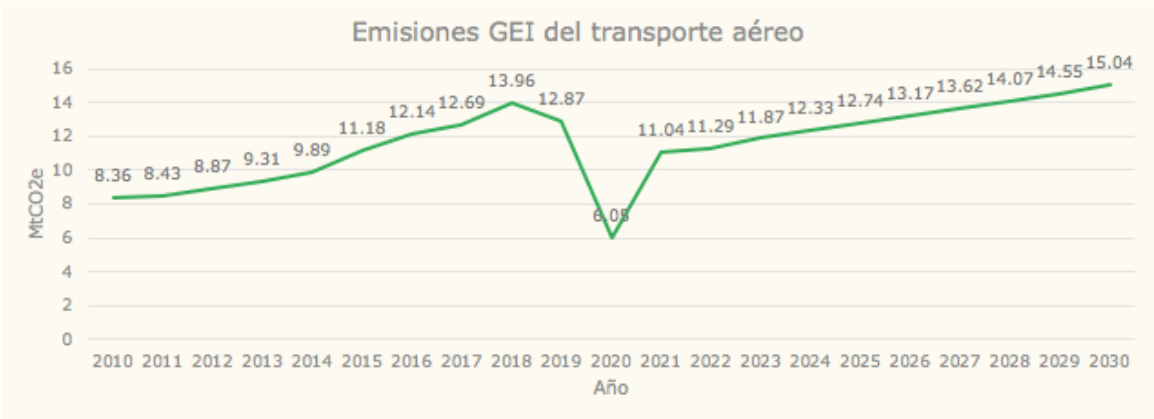
Figura 126. Matriz de correlación entre variables relativas al transporte aéreo.



Fuente: elaboración propia.

La estimación del consumo de combustibles del sector a 2030 partió de datos proyectados del número de pasajeros totales (182 millones) y del PIB a 2030. Posteriormente, a partir de este dato, se calculó el consumo de combustible del sector, el cual resultó de 205.5 PJ. Finalmente, dicho consumo de combustible se transformó a emisiones GEI con el factor de emisiones del combustible queroseno. El resultado se muestra en la siguiente gráfica.

Figura 127. Evolución y proyección de las emisiones de GEI del transporte aéreo en el



periodo 2010 a 2030.

Fuente: elaboración propia.

11.2.4 Transporte ferroviario

El transporte ferroviario, como se ha visto, está dedicado esencialmente a la movilización de mercancías, que ha tenido un crecimiento lineal durante los últimos años. Para calcular las emisiones tendenciales a 2030, se siguieron los siguientes pasos:

1) Se determinó la ecuación que describe la relación entre las toneladas-kilómetro y los años para el periodo 1994-2020, para posteriormente hacer una extrapolación. El coeficiente de correlación (R^2) fue de 0.92, lo cual se consideró adecuado en cuanto a representatividad.

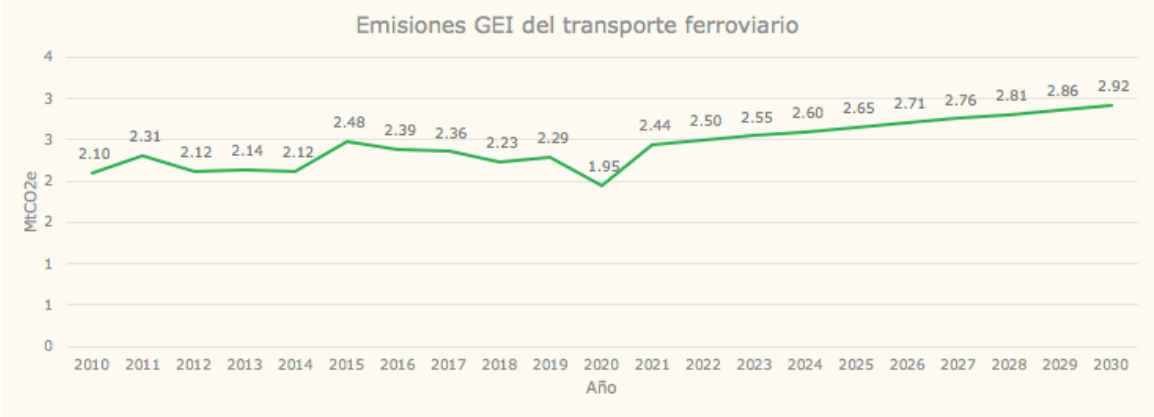
$$Ton - km\ (millones) = 2025.9 + 39634 * año$$

2) Posteriormente, se evaluó el rendimiento de combustible de los últimos 5 años, los cuales han mostrado mejoras debido a la inversión realizada. El resultado obtenido fue de 119.66 Ton-km/litro de diésel.
3) En seguida, se multiplicó el rendimiento de combustible promedio por las ton-km estimadas en el paso 1 para obtener el consumo de diésel del transporte de carga en ferrocarril.
4) Después, se evaluó la proporción que representa el transporte de pasajeros en el consumo total ferroviario (0.6%) y se restó el consumo

asociado al transporte de pasajeros del consumo total, de manera que se obtuvo el consumo de diésel asociado al transporte de carga.

5) Finalmente, con el consumo de energía del transporte de carga, se obtuvieron las emisiones en CO_2e del transporte ferroviario, las cuales se presentan en la siguiente figura:

Figura 128. Evolución y proyección de las emisiones de GEI del transporte ferroviario en el periodo 2010 a 2030.



Fuente: elaboración propia.

11.2.5 Transporte carretero

La modelación de este modo de transporte se hizo mediante la calculadora MYC (*Mobilise Your City Emissions (MYC) Calculator*), desarrollada por el IFEU (*Institut für Energie und Umweltforschung*; Instituto de Investigación Energética y Ambiental, en Alemania). Esta herramienta puede estimar los escenarios de emisiones base y de reducción hasta el año 2050, tanto para el transporte de pasajeros como de mercancías, además de cuantificar los potenciales de ahorro de GEI y energía de las medidas. MYC tiene un enfoque de abajo hacia arriba (*bottom-up*) que se basa en los datos reales de la actividad del transporte.

Adicionalmente, se usó una herramienta auxiliar, desarrollada de manera conjunta con el IFEU (GIZ-ICM, 2021), para remover los vehículos en cierto periodo de acuerdo con su curva de supervivencia, de manera que se obtuvieron las tasas de supervivencia de los vehículos en cada escenario. Este ajuste permite tener una estimación más realista del parque vehicular en relación los vehículos nuevos vendidos y los importados usados.

Al igual que en los casos anteriores del sector, se incluyeron los valores reales del PIB de 2013 a 2021, y la proyección a 2030.

El escenario base se construyó a partir de lo siguiente:

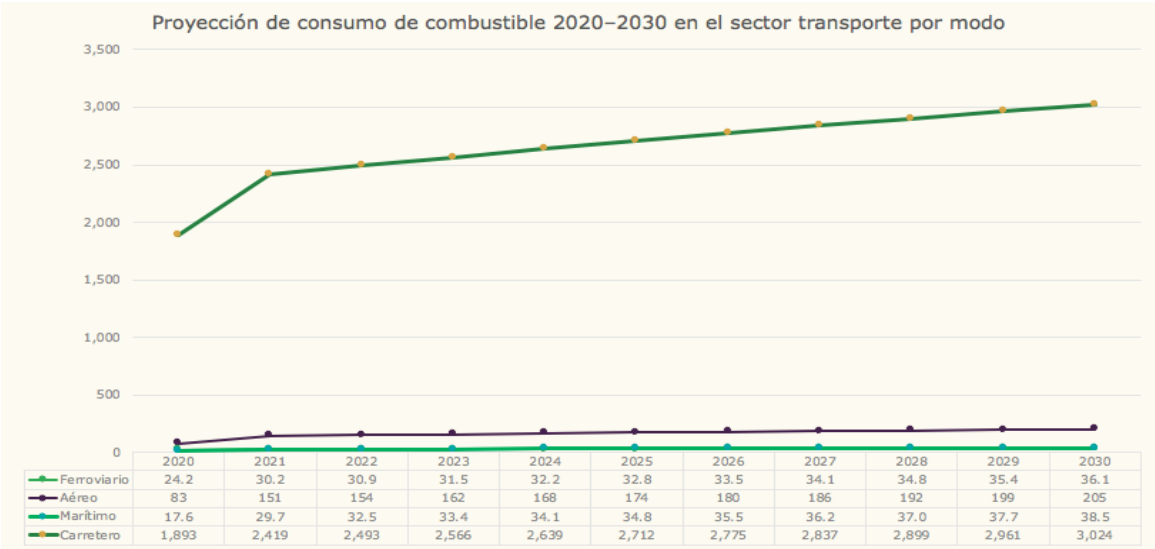
1) La flota nacional proporcionada por el INECC (2021) para el año 2013. Dicha información se utilizó para su estimación del Inventario de Fuentes móviles 2013 y 2016.
2) Al tratarse de un ejercicio bottom-up, los datos de actividad del sector[42] fueron la base de la modelación. El resultado del cálculo fue el consumo de combustible, el cual se comparó, con fines de calibración, con las ventas de combustible de ese año.
3) Dado que el INECC no incluyó proyección de vehículos eléctricos e híbridos en su línea base de 2013, se tomaron los datos correspondientes del escenario de planeación de SENER presentado en el PRODESEN 2022-2036 y las ventas históricas de dichas tecnologías durante 2016-2021.

11.2.6 Consumo de energía

Los cálculos muestran que el sector transporte consumirá 3,304 PJ en 2030, habiendo crecido a una tasa media de crecimiento anual de 7.84% durante la década de 2020.

[42] Kilómetros recorridos, factor de ocupación, rendimiento de combustible con categoría de vehículo y distribución de la flota por tipo de combustible.

Figura 129. Proyección del consumo de combustibles de 2020 a 2030 del sector transporte para la línea base.

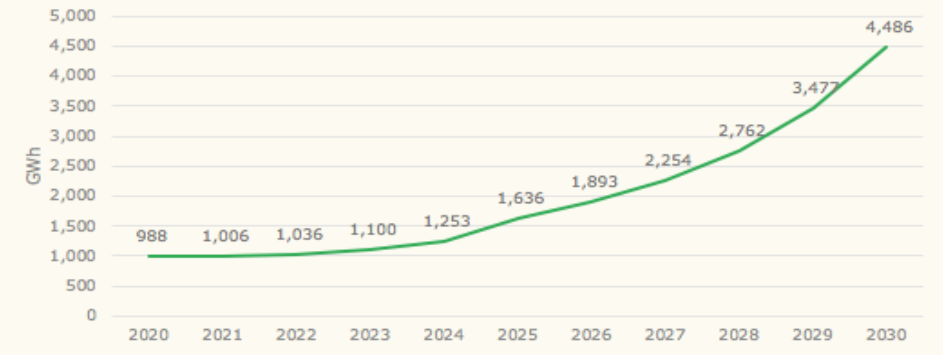


	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ferroviario	24.2	30.2	30.9	31.5	32.2	32.8	33.5	34.1	34.8	35.4	36.1
Aéreo	83	151	154	162	168	174	180	186	192	199	205
Marítimo	17.6	29.7	32.5	33.4	34.1	34.8	35.5	36.2	37.0	37.7	38.5
Carretero	1,893	2,419	2,493	2,566	2,639	2,712	2,775	2,837	2,899	2,961	3,024

Fuente: elaboración propia.

El consumo de electricidad de los vehículos eléctricos será de 4,486 GWh en el 2030, con un crecimiento exponencial durante la década proyectada como se aprecia en la Figura 130. Esto se debe a la penetración ascendente de los vehículos eléctricos y a que la electricidad consumida por el transporte público no varía de manera significativa durante el periodo. El crecimiento del parque de vehículos eléctricos se ajustó conforme a lo proyectado en el PRODESEN 2022 – 2026 y a lo establecido en la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica (ENME), donde los autores estimaron la entrada de alrededor de 800 mil vehículos eléctricos al 2030 (Octaviano, 2022).

Figura 130. Evolución proyectada del consumo de electricidad del sector transporte para la línea base.



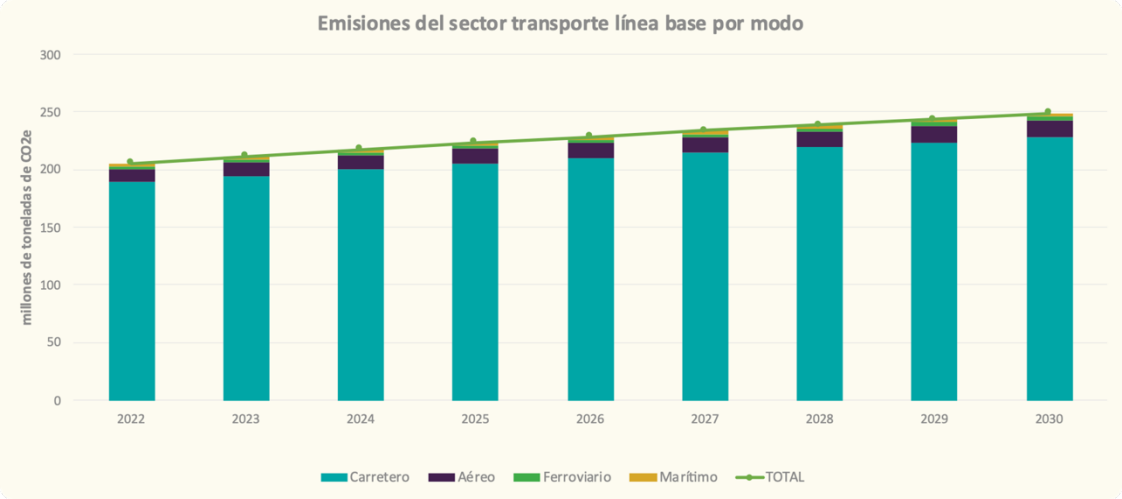
Fuente: elaboración propia.

11.2.7 Emisiones

Las emisiones de GEI se obtuvieron a través del producto entre la demanda de transporte por el consumo de energía específico y el factor de emisión de GEI del combustible evaluado. Estas emisiones se calcularon con un año base de referencia o de inventario, el cual se fijó en 2013 por ser el año con más información disponible.

El resultado de la proyección de emisiones indica que, para 2030, el sector transporte emitirá 248.9 $MtCO_2e$, a una TMCA de 8.1% durante el periodo que resta de la década de 2020. Este resultado contempla la disminución en la demanda del 2020 debido a la pandemia sanitaria de COVID-19.

Figura 131. Proyección de emisiones de GEI de 2020 a 2030 en el sector transporte para la línea base.



Fuente: elaboración propia.

A continuación, se presentan, con fines comparativos, resultados de otros autores para las emisiones del sector transporte en 2030.

Tabla 65. Comparativa de estimaciones de emisiones de GEI del sector transporte para el año 2030 según diversos estudios.

Emisiones ($MtCO2_e$)	Referencia
266	NDC, 2016
291	INECC, 2018
199	Carbon Budget, 2020
250	NDC, 2020
249	Este estudio

Fuente: elaboración propia.

11.3 Medidas de mitigación

El enfoque desde el cual se construyeron los escenarios no condicionado y condicionado del sector transporte ordena las medidas de acuerdo con su tipo de intervención, de acuerdo con el paradigma Evitar, Cambiar y Mejorar (ASI, por sus siglas en inglés). Este paradigma tiene un enfoque integral para la evaluación del

transporte, ya que no solo se enfoca en las tecnologías, sino también en optimizar y hacer más eficiente el transporte.

- En *Evitar*, se encuentran aquellas medidas que tienen por objetivo reducir la distancia recorrida o evitar la necesidad de viajar y utilizar algún modo de transporte.
- *Cambiar*, se refiere a los instrumentos que proponen cambios modales más eficientes, así como incrementar el uso del transporte público y reducir el uso de los vehículos particulares.
- En *Mejorar* se consideran las medidas que son para aumentar la eficiencia de los motores y el rendimiento de combustible, y en tecnologías de vehículos más eficientes. Estas medidas se dividen internamente en dos grupos, primero las que propician o tienen mejoras en términos de eficiencia energética y las otras relativas a tecnologías alternativas.

El potencial de mitigación de cada medida se estima de manera individual, es decir, donde su desempeño no se ve vinculado con la adaptación previa de alguna otra acción de mitigación. Esto con el objetivo de evaluar cuáles son las medidas individuales que tienen mayor potencial en la reducción de emisiones GEI.

11.3.1 Evitar

Para el escenario no condicionado, este paquete cuenta con cinco medidas, las cuales se presentan a continuación:

11.3.1.1 Adaptación parcial de actividades en línea

Se estima que la adopción de esta medida puede ocurrir de manera inmediata; tras la pandemia de COVID-19 el trabajo en casa se aplicó como una solución para disminuir la propagación del virus en las áreas de trabajo y se continúa aplicando en distintas compañías. La adaptación parcial de actividades en línea reduce el número de traslados por motivo de trabajo y evita, a su vez, emisiones de vehículos.

El supuesto base para la cuantificación es que los trabajos que puedan optar por esta medida sean únicamente los que se ejecuten en oficinas. Para la estimación del porcentaje de empleos que cumplen con estas características se consultó el Censo de Población y Vivienda 2020 (INEGI, 2021a) y se identificaron los sectores

de actividades económicas y las posiciones que podrían ser adecuadas para el empleo en el hogar, seleccionando aquellos con posiciones de funcionarios, directores y jefes, así como profesionistas y trabajadores auxiliares en actividades administrativas, los cuales corresponden a 20% de la población actual. Este valor es comparable con el estimado por la IEA para México, que señala que el 22% de la población es potencial para el teleempleo (IEA, 2020).

Posteriormente, se identificó, de acuerdo con la Encuesta Origen-Destino de la ZMVM 2017 (INEGI, 2017), que el 30.5% de los viajes con propósito para ir al trabajo utilizan vehículo privado, motocicleta o taxi. Finalmente, se cuenta con el dato de la población activa, que es el 41.5% de la población total del país. Se asume que ninguna de las personas de la población activa comparte su auto particular con personas que cumplan sus mismas características de empleo, por lo que un viaje equivale a una persona.

Para 2030, esta medida podría influir en el 1.6% de la población si se continuara con el crecimiento de población y la distribución de los empleos actuales. En términos de consumo de viajes evitados, esta medida ayudaría a mitigar el 2.78% de los viajes realizados por los vehículos particulares ligeros.

En el escenario no condicionado, se propone que la medida se implemente a partir de 2023. La puesta en marcha de la medida es paulatina y tiene como año final el 2040, es decir, en 2040 será cuando se alcance el total del porcentaje de personas estimado. La mitigación anual estimada de la medida asciende a 1.79 $MtCO_2e$ para el año 2030, mientras que el acumulado al mismo año es de 7.24 $MtCO_2e$.

Es importante considerar que cualquier medida vinculada con las dinámicas de los hogares, como lo es el teletrabajo, deberá ir acompañada de estrategias de conciliación de la vida laboral, familiar y personal[43] por parte del sector privado, de

[43] Es una línea de trabajo que se impulsa como parte de las políticas de igualdad con el propósito de transformar la desigual distribución de las tareas domésticas y de cuidado socialmente asignado a las mujeres. La conciliación se impulsa mediante acciones que, desde el sector privado, coadyuven a que las personas puedan erradicar las tensiones entre el trabajo, la vida personal y familiar, a través, por ejemplo, de: horarios mixtos, compactados o flexibles, guarderías, lactarios, permisos de maternidad, paternidad, o redes de cuidado comunitario o en la que se corresponsabilicen el sector público y privado (Inmujeres, Glosario de Género).

la mano con las instancias encargadas de promover la igualdad de género en México.

Para los trabajos que no se puedan realizar en una modalidad de teletrabajo, es importante impulsar esquemas donde las empresas ofrezcan medios de transporte gratuito a sus empleados y empleadas, encontrando las rutas más transitadas y que tengan acceso a distintas opciones de transporte público para que las personas puedan llegar a su destino. Además de la mitigación de emisiones, esta medida puede traer otros cobeneficios como reducir el gasto en transporte de las y los trabajadores que tienen que realizar sus actividades laborales de manera presencial.

11.3.1.2 Optimización de las rutas de transporte público en las zonas metropolitanas

La medida plantea optimizar las rutas de transporte público para las zonas metropolitanas con los objetivos de:

- Atraer la elección de quienes utilizan vehículos particulares hacia el transporte público mediante un servicio más rápido, eficiente, limpio, confiable, cómodo y seguro para todas[44] y todos.
- Optimizar la eficiencia del servicio, al reducir los tiempos de viaje y transbordo e incrementar la confiabilidad de los horarios mediante operaciones e infraestructura de transporte público y de rutas.
- Fomentar, mediante las características descritas en los dos puntos anteriores, que las personas usuarias de transporte público existentes no cambien de modo de transporte hacia vehículos particulares al aumentar sus ingresos.
- Reducir la exposición de los peatones y ciclistas a los riesgos de lesiones o fallecimiento por accidentes con vehículos de transporte privados.

[44] Para garantizar que el transporte público sea un espacio seguro para las mujeres, es importante continuar y reforzar medidas en contra del acoso sexual, tales como la instalación de módulos de atención y denuncia para víctimas de violencia, tener y respetar los espacios separados de mujeres y hombres, capacitación a funcionarios, funcionarias, operadores y operadoras y personal de seguridad del sistema de transporte, campañas de prevención y sensibilización para personas usuarias, entre otros (Villagrán, 2017).

- Garantizar el derecho a la movilidad con seguridad vial.

Para la estimación de beneficios derivados de la implementación de la medida se consideraron los siguientes supuestos:

1. Un estudio del Instituto de Energías Renovables estima que la optimización de las rutas de transporte público reduciría, por un lado, la flota de autobuses urbanos en un 20% en las grandes ciudades (más de 1 millón de habitantes) y, por otro lado, en una reducción del transporte público en un 44% en las ciudades medianas (entre 500 mil y 1 millón de habitantes) en un periodo de 20 años (Islas-Samperio, Manzini and Grande-Acosta, 2019).
2. Se plantea que esta medida se ejecute únicamente en las 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).
3. Para esta proyección, se estima que, de implementarse la medida, habrá una reducción del 20% de la flota en circulación al mejorar y optimizar la operación del transporte público, tal como lo indica (Islas-Samperio, Manzini and Grande-Acosta, 2019).
4. Se plantea que la medida comience su implementación en el corto plazo, pero su aplicación para todas las ciudades tenga un periodo de 16 años (2024 - 2040), por lo que la reducción de emisiones puede impactar de manera desproporcionada ya que cada ciudad tendrá un impacto de mitigación distinto.
5. De acuerdo con (Replogle *et al.*, 2013), la medida de mejoras operativas en el transporte público es adecuada para la implementación en Latinoamérica, debido a su bajo costo de implementación y a que sus emisiones evitadas están en el rango de medio-alto.

Para el escenario no condicionado se propone que esta medida comience en el año 2024 y llegue hasta el 2040, lo cual tendrá como resultado la eliminación del 15.5% de la flota de autobuses a nivel nacional al optimizar las rutas de transporte público. Dado que existen 74 zonas metropolitanas en el país, se propone que durante cada año se integren entre 4 o 5 zonas metropolitanas al esquema con el objetivo de que en 2040 todas hayan implementado mejoras en su sistema de

transporte público. Esto equivale a que, en 2030, se cuente con una mitigación de 1.58 $MtCO_2e$ y durante esta década se hayan evitado 6.30 $MtCO_2e$

También es importante considerar que las conexiones realizadas con el transporte público, el transporte público en sí mismo y los senderos que dirigen a las estaciones deben estar iluminados para incrementar la seguridad en el uso del servicio.

Dentro de las posibles acciones de implementación se encuentran el realizar encuestas origen-destino a bordo de la unidad (o estudio de ascenso-descenso) y domiciliarias 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; y trazar la ruta existente (recorrido actual) y la ruta propuesta, evaluando y comparando los tiempos de recorrido, las demoras por intersecciones y por cierres de circuitos.

11.3.1.3 Mejoras en la logística del transporte de carga

El sector transporte de carga requiere mejorar su competitividad y fortalecer su participación en los mercados regionales e internacionales, por lo que las medidas para reducir su consumo de combustible deben evaluarse en todos sus procesos de la cadena de suministro.

Para esta medida, los sistemas de coordinación para el transporte de carga entre diferentes compañías generan reducciones de consumo de combustible, ya que se podrían reducir los viajes en vacío e identificar la ruta óptima. (Islas-Samperio et al., 2019) indica que, en México, 36.8% del total de los viajes de carga se llevan a cabo en vacío.

Al mismo tiempo, se ha identificado que optimizar el transporte de carga, generando sistemas de coordinación de los vehículos pesados entre diferentes compañías, puede reducir el consumo de energía del sector entre un 5 y 10% (IEA, 2017).

Para el escenario no condicionado se propone que esta medida incida desde el año 2023 hasta el 2035 e influirá en reducir el 9% de los kilómetros recorridos anualmente por los vehículos de carga pesada al reducir la mitad de los viajes en

vacío. Se estima que, en 2030, la mitigación anual será de 3.1 $MtCO_2e$, mientras que el acumulado hasta ese año ascenderá a 12.36 $MtCO_2e$.

Entre las acciones identificadas, se encuentran las siguientes: fomentar la coordinación y cooperación entre las compañías; y evaluar los factores de carga por compañía y desarrollar estudios para identificar las áreas de oportunidad en cada área de estudio, esto podría ser mediante el apoyo del Instituto Mexicano del Transporte (IMT) y la SICT, dada la información recabada en las cartas de porteo del transporte de carga y las estadísticas disponibles.

11.3.1.4 Optimización en las entregas de última milla

La medida plantea reducir el consumo de combustible y los kilómetros recorridos de los vehículos ligeros de carga mediante la optimización de las entregas en puntos públicos y lugares accesibles dónde los usuarios pueden recogerlos, como en *lockers* inteligentes, también conocidos como BentoBox para paquetería, o tiendas de conveniencia. Este tipo de sistemas cuentan con casilleros de cerraduras electrónicas con códigos de apertura distintos, por lo que se ajustan dependiendo a la información con la que cuente el usuario. Su uso reduce hasta 32% las rutas y número de viajes y paradas realizados, así como los viajes adicionales generados por intentos fallidos de entrega (GIZ-ICM, 2021).

Por otro lado, el enfoque de distribución de mercancías por la noche podría reducir el consumo de combustible y las emisiones GEI en un 20% (GIZ-ICM, 2021), además de disminuir los tiempos de viaje y aumentar la velocidad del vehículo; en promedio, un vehículo circulando en hora pico puede llegar a consumir 15% más de combustible (CONUEE, 2022).

Para el escenario no condicionado se propone que esta medida incida desde el año 2023 hasta el 2040 y se espera que reduzca el 32% de los kilómetros recorridos anualmente mediante la incorporación de *lockers* en todas las áreas urbanas del país. Se estima que en 2030 se alcanzaría una mitigación anual de 7.56 $MtCO_2e$ y un acumulado de 31.37 $MtCO_2e$ durante esta década, tomando en cuenta la instalación de 5,070 *lockers* inteligentes distribuidos en las áreas urbanas y que las entregas en horarios no pico ayudan a reducir el 2.5% del consumo de combustible.

Estos ahorros aplican únicamente a los vehículos de carga ligera comercial, es decir, aquellas camionetas, *vans* y camiones menores a 3.8 toneladas, los cuales son utilizados para el traslado urbano de mercancías.

11.3.1.5 Promoción del vehículo compartido

Esta medida tiene como objetivo incentivar el uso del vehículo compartido en viajes que tienen como propósito el traslado hasta el lugar de trabajo para reducir los viajes en transporte particular de un individuo, lo que se reflejará en la reducción de flota en tránsito y en los kilómetros recorridos de cada vehículo.

Se propone que, en el escenario no condicionado, esta medida se comience a promover desde 2023 y se estima que a 2035 el 50% de los viajes con propósito al trabajo se efectúen de manera compartida con al menos dos viajeros por vehículo. Esto resultaría en una reducción del 4% de los kilómetros recorridos anuales proyectados para los vehículos particulares (motocicletas y automóviles) lo que equivale a una mitigación de 5.8 $MtCO_2e$ anuales para el año 2030 y un acumulado de 23.69 $MtCO_2e$ al mismo año.

11.3.2 Cambiar

Este paquete cuenta con cinco medidas para el escenario no condicionado, de las cuales tres están enfocadas en el transporte de pasajeros y las otras en el transporte de carga.

11.3.2.1 Programas de planeación urbana

Esta medida propone el diseño y ejecución de programas de desarrollo urbano y densificación para cada zona metropolitana, con el objetivo de reducir la expansión de asentamientos urbanos y aumentar la densificación urbana en un 10%.

De acuerdo con (López, Prado and Padilla, 2014) si se aumenta la densificación en un área determinada un 10% se podrían generar 0.5 más viajes en bicicleta y se disminuirían las emisiones de CO_2 un 7.4%.

Para esta medida se requiere una articulación entre planeación urbana y económica con la infraestructura de transporte que incorpore las diferentes necesidades prácticas e intereses estratégicos entre mujeres y hombres y sus distintas realidades económicas y sociales.

Los programas de planeación deben estar enfocados en por qué y para qué se mueve la gente, en lugar de únicamente considerar cuál es el origen y destino de las personas. Es necesario entender las necesidades de todas las personas para ofrecer alternativas que optimicen los desplazamientos, reduciendo los viajes motorizados.

Para esta medida se propone aumentar la densificación urbana en un 10% en las Zonas Metropolitanas, estimando que para 2030 se reduzca 3.9% de la distancia recorrida por los vehículos particulares y motocicletas, lo que influirá en una reducción de 4.88 $MtCO_2e$ para el año 2030 y la mitigación de 20.5 $MtCO_2e$ durante el periodo 2023-2030.

11.3.2.2 Modernización del transporte público en Zonas Metropolitanas

La reducción del uso de los vehículos particulares también se vincula con el mejoramiento de la calidad del transporte público y el fomento a los modos de transporte no motorizados. Esta medida propone diseñar el tranporte público de manera integrada, es decir, crear estaciones especializadas que se compartan entre las categorías de transporte público, generando una red de tranporte urbano intermodal y eficiente, así como generar una tarjeta única de pago entre los mismos e impulsar el transporte masivo en las Zonas Metropolitanas, pues se ha identificado que el 16% de los pasajeros del BRT antes utilizaban su vehículo privado para sus viajes cotidianos (Solís Ávila and Sheinbaum Pardo, 2016)

Dentro de las acciones de implementación, se propone la generación de incentivos para implementar los sistemas de transporte urbano integral, identificando los apoyos federales que podrían contribuir en el objetivo; elaborar y aplicar un plan estratégico a largo plazo para promover el cambio modal urbano y priorizar el uso de transporte público accesible y compatible con métodos de movilidad activa y no motorizada.

Dentro de las acciones de esta medida, que es la modernización del transporte público e impuso del transporte masivo, se propone que para el escenario no condicionado las 74 zonas metropolitanas cuenten con al menos con una ruta de BRT de aproximadamente 7 km lineales, donde cada ruta cuente con alrededor de 26 autobuses de tránsito rápido. Lo que significa que anualmente entre 9 o 10 ciudades incorporen esta tecnología dentro de su flota del transporte público. Esta

medida mitigaría en 2030 1.9 $MtCO_2e$, lo que equivale a reducir 8.3 $MtCO_2e$ durante esta década, considerando el cambio tecnológico y el cambio modal de las personas que utilizaban su vehículo particular previo a la mejora del transporte público.

11.3.2.3 Desarrollo y fortalecimiento de infraestructura dirigida a la movilidad activa y no motorizada

Esta medida está conformada por distintos mecanismos que fortalecen su pronta instrumentación, entre las que se incluye promover el diseño de calle completa, con la participación de las personas que habitan el espacio urbano, en donde se incluyan intersecciones y velocidades seguras, circulación peatonal y se mejore e incorpore infraestructura que promueva la movilidad activa y no motorizada.

Impulsar servicios públicos de movilidad activa y de transporte no motorizado (por ejemplo, bicicletas públicas, estacionamientos de bicicletas en estaciones de transporte público, fortalecer la infraestructura ciclista en zonas de bajos ingresos o servicios similares) que permitan la intermodalidad y contribuyan a la reducción de los costos y tiempos de los desplazamientos para las y los usuarios.

Para esta medida se propone incrementar la contribución de la bicicleta en los viajes realizados de manera cotidiana, por lo anterior, para el escenario no condicionado, se estimó que si se incentiva el uso de la bicicleta mediante el fortalecimiento de las condiciones habilitadoras como la infraestructura ciclista, se podría llegar a aumentar 5% el uso de la bicicleta, generando el cambio modal del vehículo particular a bicicleta e implicaría un ahorro del 4.06% de los kilómetros recorridos, así como una mitigación de 5.72 $MtCO_2e$ en 2030 y una reducción total de 23.19 $MtCO_2e$ durante esta década.

Cabe recordar que cualquier desarrollo de infraestructura debe considerar la capacitación del personal en perspectiva de género, favorecer la inclusión laboral de mujeres en los Sistemas Estratégicos de Transporte Público, el cual sigue siendo un sector predominantemente masculino, e implementar acciones para prevenir y combatir el acoso sexual y callejero, garantizando un espacio seguro para todas las mujeres que utilizan estos servicios y así no desincentivar a las mujeres por el riesgo de no sentirse seguras en el espacio público.

Asimismo, se requiere promover una educación y cultura vial en escuelas y espacios públicos para cambiar patrones de conducta, promoviendo la pirámide de la movilidad y el respeto a peatones y ciclistas, al mismo tiempo que se llevan a cabo cursos y exámenes de manejo y cultura vial a todas las personas que deseen obtener o renovar su licencia de conducir con el objetivo que las personas en modos de transporte no motorizado experimenten mayor seguridad.

11.3.2.4 Reparto modal de transporte de carga carretero al ferroviario

La medida plantea incrementar las toneladas transportadas en ferrocarril, transfiriendo al ferrocarril la carga que es usualmente trasladada por carretera. Este cambio modal es viable para el traslado de mercancía de largas distancias y aplica únicamente para camiones y tractocamiones de largo recorrido.

Esta medida reduce el consumo de energía por toneladas-kilómetro transportadas. Con 1 Petajoule (PJ) de combustible consumido se transportan en carretera 797 millones de toneladas-kilómetro (Mtkm), mientras que en ferrocarril se transportan 3,873 Mtkm con el mismo combustible (CONUEE, 2022).

Para la estimación de beneficios derivados de la implementación de la medida se partió de la cifra de transporte ferroviario en 2019, el cual transportó 12.8% del total de toneladas movidas por los modos aéreo, carretero, ferroviario y marítimo, incrementando 4.0% su participación en el periodo 1994-2019 (SICT, 2021). Continuando con esta tendencia, se estimaría que, para 2050, su participación sería de 18.5%, es decir, que sería 5.7% mayor.

Se evaluaron metas estimadas por distintos estudios en México que proponen la medida del reparto modal:

- Por un lado, el INECC considera un cambio en la proporción de las toneladas distribuidas por ferrocarril, estableciendo que en 2030 el 25% de la carga se movilizarán en ferrocarril. En el documento, se indica que el porcentaje propuesto representa la proporción potencial de productos que, por sus características, son aptos para ser transportados en ferrocarril, aunque actualmente este desplazamiento se hace por carretera.
- Mientras que el Instituto Mexicano del Transporte (IMT) realizó un estudio donde identifica que el 40% de la carga puede ser trasladada por ferrocarril. En dicho estudio se indica que para alcanzar un cambio modal es necesario

un estudio de optimización de cadenas logísticas y del tipo de carga que pueda ser transferido del transporte carretero al ferroviario.

En el escenario no condicionado, se propone aumentar la proporción de las toneladas distribuidas por ferrocarril de manera que para 2030 el 15% de las toneladas nacionales se movilicen por este modo de transporte, lo que resultaría en una reducción de 5.95 $MtCO_2e$ para el año 2030 y la mitigación de 24.04 $MtCO_2e$ durante el periodo 2023-2030.

Entre las acciones que se incluyen se propone generar coordinación entre el transporte de carga carretero y las autoridades ferroviarias para hacer una transición a este último esquema (Búsquedas de rutas más eficientes, programas para mejora de infraestructura).

11.3.2.5 Adopción de bicicletas de carga en la última milla

Esta medida plantea la sustitución de las camionetas y camiones ligeros utilizados para el transporte de mercancías por bicicletas que cuenten con compartimentos para transportar carga ligera.

Para México, se identificó que los mayores productos comprados por internet corresponden a artículos de uso e higiene personal, así como artículos para el hogar. Así, la mayoría de los productos son cargas ligeras (INEGI, 2022).

Los supuestos para esta medida son:

- Se utilizó como referencia lo evaluado por la Unión Europea, donde se concluye que el 25% de todas las mercancías podrían ser repartidas por bicicletas cargo y que aproximadamente el 50% de toda la carga ligera podría ser transportada por dichos vehículos en los entornos urbanos.
- Más del 51% de los viajes motorizados que involucran el transporte de mercancías podrían cambiarse a bicicletas (GIZ-ICM, 2021b).
- Se identificó que la efectividad de la medida va en correlación con la infraestructura ciclista (Sibilski, L., & Targa, F. 2020).

En el escenario no condicionado, se propone que las bicicletas de carga reemplacen paulatinamente a los nuevos vehículos del transporte de carga de la última milla de manera anual, lo que indicaría que en 2030 el 21.4% de los nuevos

vehículos de carga ligera urbana se sustituirán por este tipo de bicicletas, lo cual tendría como resultado una la mitigación de 2.46 $MtCO_2e$ para el año 2030.

El crecimiento de esta medida es progresivo durante esta década. Para 2030, el 5.2% de la flota de vehículos ligeros para entrega de mercancías urbanas podría realizarse en bicicletas, esto considerando que los gobiernos locales promuevan su inclusión y se cuente con la tecnología disponible en el país.

11.3.3 Mejorar

Este último paquete incluye 8 medidas, de las cuales cinco se enfocan en las mejoras técnicas que aumentan la eficiencia de los motores y una en la mejora tecnológica, las cuales se describen a continuación.

11.3.3.1 Programa de chatarrización y renovación del transporte de carga carretero

El país cuenta con antecedentes de programas de chatarrización y renovación del transporte pesado, sin embargo, se requiere dar mayor impulso a su aplicación debido a que se ha identificado que los programas previos no han cumplido con las metas establecidas (GIZ-ICM, 2021c), por lo que para esta medida se propone mayor ambición con lo planteado anteriormente y darle prioridad a los pequeños transportistas y empresas hombre-camión, que además son los que cuentan con la flota más antigua.

Dado que este programa se ha implementado a nivel federal en el pasado, se propone que, en el escenario no condicionado, la nueva edición inicie en 2023 para sustituir 9 mil unidades al año, es decir, un 50% más a lo que anteriormente se ha considerado. Esto se traduciría en 54 mil camiones beneficiados con este programa a 2030, lo que representaría el 4.75% de la flota en circulación de ese año. La mitigación resultante sería de 0.54 $MtCO_2e$ para el año 2030 y una reducción total de 2.3 $MtCO_2e$ durante esta década.

11.3.3.2 Cursos técnico-económicos (Eco-driving) para el transporte de carga

La medida plantea capacitar a las personas operadoras de vehículos de transporte de carga mediante cursos técnico-económicos (*eco-driving*). Estos cursos están enfocados en mejorar las habilidades y conciencia vial de las personas conductoras, así como en concientizar cómo su estilo de conducción puede

afectar la eficiencia del combustible y la seguridad del vehículo sin aumentar los tiempos de viaje. Se incluye dentro de la propuesta dar continuidad y fortalecer[45] programas como el Programa de Transporte Limpio (PTL) de la SEMARNAT, en los que se ofrece entrenamiento para las personas conductoras mediante programas periódicos de capacitación.

Para la estimación de beneficios derivados de la implementación de la medida, se consideran los siguientes supuestos, donde se evaluaron ahorros de combustible al implementar esta medida en distintos países.

- En los cursos de conducción ecológica ofrecidos a personas conductoras profesionales por parte de la Unión Internacional de Transporte Carretero (IRU), y de acuerdo con sus estimaciones, esta medida puede incrementar la eficiencia de combustible hasta un 15% (ITF, 2018).
- En una capacitación que duró entre 14 a 15 meses en Polonia y Rumanía, la reducción media del consumo de combustible en los viajes que se realizaron dentro de la capacitación fue de 12.24% y 9.24%, respectivamente (ITF, 2018).
- Asimismo, se utilizó como referencia lo evaluado por la SEMARNAT en el PTL, con datos de julio de 2022. Actualmente, la SEMARNAT ha estimado un ahorro promedio de combustible alrededor del 15% asociado a este programa (SEMARNAT, 2022a).

Con base en lo anterior, para el escenario no condicionado se asumen ahorros de aproximadamente 15% de ahorro de combustible después de la ejecución del curso y la aplicación correcta de las técnicas aprendidas. Así, se estima que, si en 2030 el 10.1% de los conductores de la flota en circulación de vehículos de carga pesada cuentan con estos cursos técnicos-económicos (equivalente a entrenar alrededor de 75 mil 200 personas al año) se tendría un ahorro del 2.87% en energía a nivel nacional, un total de 0.81 $MtCO_2e$ mitigados en el año 2030 y 3.7 $MtCO_2e$ durante el periodo 2023-2030.

[45] Es importante que cualquier programa de capacitación busque activamente la participación, al menos, de manera paritaria de mujeres.

11.3.3.3 Actualización de la norma de eficiencia energética para vehículos ligeros nuevos

Se propone hacer más restrictivos los límites establecidos en la Norma NOM-163-SEMARNAT-ENER-SCFI-2013, la cual analiza el bióxido de carbono (CO2) para los vehículos que utilizan gasolina y diésel. La última actualización de esta NOM fue en el 2013, por lo que para mejorar los rendimientos de los combustibles es importante que se establezca una actualización periódica y se alinee con los estándares internacionales.

Para esta medida en el escenario no condicionado se propone actualizar los límites establecidos en la NOM, homologando sus valores con los establecidos por la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA, por sus siglas en inglés), con el objetivo de que los vehículos nuevos cuenten con un mejor rendimiento de combustible y por ende se mejore la eficiencia de la flota en circulación.

Para ello, se plantea que la aplicación de esta norma comience en 2023, lo que indica que, para 2030, el rendimiento de combustible promedio de los nuevos vehículos sea de 27.96 km/litro para vehículos particulares y 19.69 km/litro para vehículos ligeros de carga. Esto equivale a que, en 2030, el 31.7% de los vehículos ligeros en circulación cuenten con los límites actualizados de la NOM y se ahorre el 12.85% del consumo de combustible. Esta medida influye en una reducción de 19.5 $MtCO_2e$ para el año 2030.

11.3.3.4 Vehículos eléctricos

La Tabla 66 muestra los años estimados de plena penetración para cada tipo de vehículo de acuerdo con los compromisos internacionales y a la maduración de la tecnología y los modelos disponibles para cada clase de vehículo. En estos años, el 100% de los nuevos registros se consideran tecnologías alternativas, siendo los vehículos de carga pesada aquellos que alcanzan su meta hasta el largo plazo y las motocicletas y camionetas comerciales los que logran su penetración más rápido debido a los esfuerzos realizados actualmente por las compañías de última milla así como al tamaño del vehículo.

La rampa del modelo se basa en una vía hacia la neutralidad climática en 2050 a partir de (Prognos et al. 2020), donde, tras un comienzo lento, se logra la plena penetración de tecnologías alternativas después de 20 años, con un 30% después

de 10 años. Esto significa que, aquellos vehículos donde su año de penetración total es en 2050, no tendrán una participación significativa en las ventas durante la década que termina en 2030.

El rendimiento de los vehículos (kWh/km) se estimó conforme a los vehículos comercializados actualmente en el país, así como a valores estimados a nivel internacional para aquellas categorías que aún no se comercializan en el mercado nacional (Saadon Al-Ogaili et al., 2020; Electric Vehicle database, 2022).

Tabla 66. Año de penetración total de las ventas de vehículos eléctricos en cada tipo de vehículo.

Tipo de vehículo	Año de penetración total
Motocicleta	2035
Automóviles	2040
Camionetas	2040
Autobuses	2040
Camionetas comerciales	2035
Camiones unitarios de carga	2045
Tractocamiones	2045

Fuente: elaboración propia.

Asimismo, los vehículos híbridos enchufables se incorporan como una tecnología transitoria dentro de la medida de vehículos eléctricos. Esto se debe a que, a partir del año 2030, la venta de vehículos híbridos presentará una caída provocada por la competitividad de tecnologías más eficientes. La eficiencia de los vehículos híbridos enchufables reduce el uso de combustibles hasta un 45% para los vehículos ligeros de combustión interna, con un rendimiento de combustible de 4.2 l/100 km, mientras que los vehículos eléctricos de baterías pueden llegar a reducir hasta un 73% el consumo de energía contra un motor de combustión de gasolina durante su operación.

De acuerdo con la ICCT, en vehículos de carga, los principales ahorros se observan en las entregas urbanas o regionales, pues en esas zonas se aprovecha más la tecnología por su uso y las paradas que tiene durante su recorrido debido a su

sistema de frenos regenerativos. En estas entregas urbanas, los camiones pueden tener una reducción en combustible de un 17%, mientras que los tractocamiones de larga distancia tienen ahorros en su consumo de combustible únicamente del 4% (Delgado et al., 2017).

Para la estimación del porcentaje de vehículos híbridos se hizo una regresión lineal (donde se obtuvo un coeficiente de correlación de 0.96) del crecimiento de las ventas de los vehículos eléctricos con base en las ventas mensuales publicadas por el INEGI, donde, en 2020, representaron únicamente el 0.2% del total de las ventas de vehículos ligeros. Así se proyectó que para 2030 estos vehículos tengan el 3.8% de las ventas.

La penetración de vehículos híbridos para el escenario no condicionado se alineó con la del escenario *Net Zero* de la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2021), por categoría de vehículo y tecnología. Allí se estima que el 7% de las ventas de vehículos ligeros serán de esta tecnología, por lo que esta medida únicamente se aplicó a los vehículos ligeros.

La mitigación de GEI en el escenario no condicionado mediante la incorporación de esta medida general, que considera tanto los vehículos eléctricos de baterías como los vehículos híbridos enchufables, es de 11.8 $MtCO_2e$ para el año 2030 y un acumulado de 46.9 $MtCO_2e$ durante esta década.

Es importante que la adopción de vehículos eléctricos de baterías esté acompañada de una priorización y masificación del uso del transporte público y de la movilidad no motorizada frente a los vehículos privados de pasajeros. También se debe considerar que las recargas que se realicen a las baterías de los vehículos eléctricos deben provenir de fuentes de energía renovable, de lo contrario esta medida no alcanzaría todo su potencial de mitigación. Asimismo, es precido fortalecer las condiciones habilitadoras que favorecen el desarrollo de la electromovilidad en el país, como incrementar la infraestructura de carga existente de manera homogénea en todo el país, adecuar el marco jurídico para los sistemas de recarga así como de los vehículos eléctricos y las baterías, además de proveer incentivos para las compañías productoras así como para los usuarios finales, fortaleciendo toda la cadena de valor de la electromovilidad.

11.3.3.5 Mejoría de la eficiencia energética y disminución de la contaminación de los vehículos a diésel

En México existe la norma oficial mexicana NOM-044-SEMARNAT-2017 (NOM 044), que limita en gran medida la emisión de contaminantes de vehículos pesados nuevos en México y obligaba la comercialización exclusiva de vehículos Euro VI / EPA 2010 a partir del inicio de 2021. Sin embargo, la norma ha retrasado su obligatoriedad durante los últimos años, aplazándose hasta a partir del año 2025 en su última modificación.

Para esta medida se propone que, a partir de 2023, sea obligatoria la comercialización exclusiva de vehículos Euro VI / EPA 2010, lo que genera un ahorro de 5% en el rendimiento de combustible, además de reducir las emisiones de NOx en más de un 90% y de PM 2.5 en aproximadamente 99%.

Asimismo, para fortalecer lo indicado en la NOM-044-SEMARNAT-2017, se propone la incorporación de una nueva norma de emisiones y eficiencia energética para los vehículos pesados nuevos, la cual mejorará los rendimientos de combustibles de los vehículos pesados que entren en circulación.

Esta medida plantea que se adopten los estándares establecidos en (EPA, 2016), los cuales son 31% más eficientes que los presentados en la flota actual comercializada.

En conjunto, la adaptación y modificación de las normas genera una mitigación de 8.07 $MtCO_2e$ para el año 2030 y un acumulado de 44.97 $MtCO_2e$ durante esta década.

11.3.3.6 Eficiencia en el transporte ferroviario

A pesar de que la eficiencia del tranporte ferroviario ha mostrado mejoras en los últimos siete años, es necesario continuar actualizando el equipo tractivo del sector para hacerlo más competitivo al transporte de carga, puesto que, si se considera también la medida de cambio modal del transporte de carga carretero al ferroviario, también se deberá aumentar el número de locomotoras para satisfacer la carga estimada.

Para esta medida plantea el objetivo de mejorar la eficiencia de las locomotoras dentro de cada una de las ocho concesionarias del transporte ferroviario mediante

la renovación y mejoramiento constante de las unidades disponibles, aumentando la capacidad de fuerza motriz de cada una de las locomotoras y así requerir menor número de flota. Con ello se ahorraría 16% el consumo de combustible, lo que se traduciría a 0.56 $MtCO_2e$ para el año 2030 y un acumulado de 46.9 $MtCO_2e$ durante esta década.

11.4 Escenario no condicionado

A continuación, se presentan los resultados de la mitigación de las emisiones estimadas dentro de cada una de las medidas evaluadas. La Tabla 67, presenta los ahorros generales estimados de cada una de las medidas para el año 2030, los cuales mitigan en conjunto 82.03 $MtCO_2e$, lo que equivale al 33% de las emisiones del sector transporte de ese año, mientras que para el 2025 se reducen 28.7 $MtCO_2e$, es decir, 12.84% menos a lo estimado en la línea base.

Como se puede observar, las medidas que más contribuyen son aquellas vinculadas en mejorar el rendimiento de combustible de los vehículos de motor de combustión interna y a la mejora tecnológica, como es el caso de la medida *Actualización de la norma de eficiencia energética para vehículos ligeros nuevos*, la cual tiene un potencial de ahorro de emisiones GEI de 19.5 $MtCO_2e$, siguiendo por la medida *Vehículos eléctricos* con 11.8 $MtCO_2e$.

Asimismo, algunas de las medidas del transporte de carga dentro de este corto plazo están enfocadas principalmente en mejorar la productividad del sector, mediante la optimización de sus actividades y mejoramiento en términos de eficiencia energética, las cuales es importante su pronta implementación para no disminuir el potencial de mitigación estimado.

Tabla 67. Ahorros de las medidas del sector transporte en el escenario no condicionado.

Medida	Ahorros en 2030 ($MtCO_2e$)
Adaptación parcial de actividades en línea	1.79
Optimización de las rutas de transporte público en las zonas metropolitanas	1.58
Mejoras en la logística del transporte de carga	3.09
Optimización en las entregas de última milla	7.56
Promoción del vehículo compartido	5.84

Reparto modal de transporte de carga carretero al ferroviario	5.95
Programas de planeación urbana en Zonas Metropolitanas	4.88
Modernización del transporte público en Zonas Metropolitanas	1.90
Programa de chatarrización y renovación del transporte de carga carretero	0.54
Cursos técnico-económicos (Eco-driving) para el transporte de carga	0.81
Actualización de la norma de eficiencia energética para vehículos ligeros nuevos	19.49
Adopción de bicicletas de carga en la última milla	2.46
Vehículos eléctricos	11.79
Mejoría de la eficiencia energética y disminución de la contaminación por los vehículos a diésel	8.07
Eficiencia en el transporte ferroviario	0.56
Desarrollo y fortalecimiento de infraestructura dirigida a la movilidad activa y no motorizada	5.72
Emisiones GEI totales mitigadas	82.03

Fuente: elaboración propia.

Agrupando los ahorros por paquete de medidas (Evitar, Cambiar y Mejorar), los ahorros se contabilizan como se muestra en la siguiente tabla, donde las medidas del paquete de Mejorar son las que más emisiones mitigan; sin embargo, es importante destacar la importancia de las categorías de Evitar y Cambiar para alcanzar de manera integral los ahorros estimados:

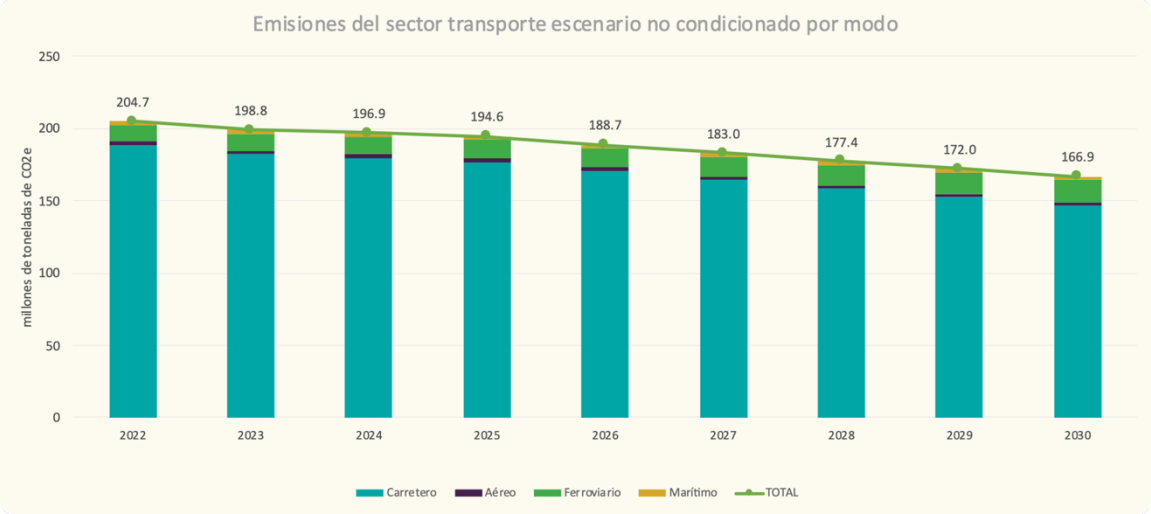
Tabla 68. Ahorros de emisiones por paquete de medidas del sector transporte en el escenario no condicionado.

Categoría	Ahorros en 2025 ($MtCO_2e$)	Ahorros en 2030 ($MtCO_2e$)
Evitar	5.31	19.86
Cambiar	5.47	20.91
Mejorar	17.90	41.26

Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar en la Figura 132 el punto máximo de las emisiones del sector es en el año 2022 y a partir de entonces disminuyen gracias a la implementación de medidas desde 2023.

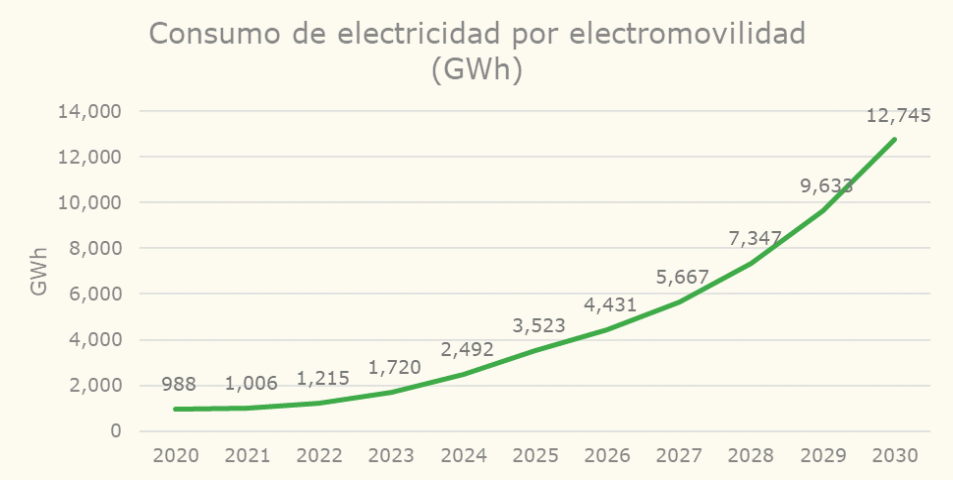
Figura 132. Emisiones del sector transporte en el escenario no condicionado.



Fuente: elaboración propia.

Respecto al consumo de electricidad de la electromovilidad, se estima que en 2030 los vehículos eléctricos serán responsables de consumir 12,745 GWh, lo cual es 2.84 veces más a lo estimado en el escenario tendencial, por lo que se deben generar políticas y regulación referentes a las buenas prácticas en las horas de carga de los vehículos con el objetivo de no influir en la demanda y capacidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Figura 133. Consumo de electricidad asociado a la electromovilidad en el escenario no condicionado.



Fuente: elaboración propia.

11.5 Escenario condicionado

En el escenario condicionado se incluyeron las mismas medidas presentadas en el escenario no condicionado, pero se incrementó el nivel de ambición, lo cual demanda un apoyo e impulso más fuerte para cumplir con la nueva exigencia de las metas. La Tabla 69 presenta los ahorros estimados de cada una de las medidas para el año 2030. El conjunto de medidas resultaría en la mitigación de 111.38 $MtCO_2e$, lo que equivale al 44.79% de las emisiones del sector transporte de 2030, mientras que para el 2025 se reducen 36.8 $MtCO_2e$, es decir, 16.47% menos a lo estimado en la línea base para el mismo año.

En este escenario se puede identificar que las dos medidas que tuvieron mayor incremento de ahorros fueron la medida de *vehículos eléctricos,* así como *optimización en las entregas de última milla*, lo que nos indica que no solo debemos enfocarnos en las tecnologías sino también en los ahorros referentes a la optimización de los usos y sistemas del transporte.

Tabla 69. Ahorros de las medidas del sector transporte en el escenario condicionado.

Medida	Supuestos	Ahorros en 2030 ($MtCO_2e$)
Adaptación parcial de actividades en línea	Se acelera su implementación y la meta de los trabajos que se realizarán virtualmente se cumple en 2035.	2.49
Optimización de las rutas de transporte público en las zonas metropolitanas	Se comienza a optimizar el transporte público desde 2023 y el año final de implementación sería 2030, lo que significa que cada año, al menos 9 ZMS optimizarán su sistema de transporte público.	2.53
Mejoras en la logística del transporte de carga	Se acelera su implementación y se cumple la meta de reducir el 50% de los viajes en vacío al 2030.	4.98
Optimización en las entregas de última milla	Se acelera la implementación de la instalación de lockers inteligentes y se cumple con su meta en 2035.	14.49
Promoción del vehículo compartido	Se indica que en 2030 el 50% de los viajes que tienen como propósito los lugares de trabajo comparten el vehículo con al menos 1 persona más.	9.42
Reparto modal de transporte de carga carretero al ferroviario	Se incrementa el reparto modal del transporte de carga 10% más al evaluado en el escenario no condicionado, lo que representaría que el modo ferroviario movilice en 2030 el 38% de la carga total.	9.67

Programas de planeación urbana en Zonas Metropolitanas	Se continúa con la misma meta del escenario no condicionado.	4.88
Modernización del transporte público en Zonas Metropolitanas	Se propone que cada Zona Metropolitana cuente con al menos dos rutas de transporte público que cuenten con autobuses de tránsito rápido (BRT)	3.57
Programa de chatarrización y renovación del transporte de carga carretero	Se incrementaría 50% el apoyo anual para este programa, en el cual se verían beneficiados 12 mil camiones anualmente a partir de 2023.	0.73
Cursos técnico-económicos (Eco-driving) para el transporte de carga	Se duplicaría el número de conductores capacitados anualmente, siendo ahora de 14 mil 400 conductores de transporte de carga beneficiados.	1.64
Actualización de la norma de eficiencia energética para vehículos ligeros nuevos	Permanece igual que la meta del escenario no condicionado.	19.49
Adopción de bicicletas de carga en la última milla	Implementación a nivel nacional; se propone que el 25.3% de las ventas de los vehículos nuevos en 2030 sean sustituidos por bicicletas de carga.	2.91
Vehículos eléctricos	Incremento en la ambición, esperando que en 2035 el 100% de las ventas de todos los vehículos ligeros nuevos sean de vehículos eléctricos, mientras que para los camiones de carga la meta se establece en 2045, a excepción de los camiones unitarios de corta distancia cuya meta corresponde a 2040.	20.23
Mejoría de la eficiencia energética y disminución de la contaminación por los vehículos a diésel	Se continúa con la misma meta del escenario no condicionado.	8.07
Eficiencia en el transporte ferroviario	Se continúa con la misma meta del escenario no condicionado.	0.56
Desarrollo y fortalecimiento de infraestructura dirigida a la movilidad activa y no motorizada	Se continúa con la misma meta del escenario no condicionado.	5.72
Emisiones GEI totales mitigadas		**111.38**

Fuente: elaboración propia.

Los ahorros por paquete de medidas (Evitar, Cambiar y Mejorar), los ahorros se contabilizan como se muestra en la siguiente tabla:

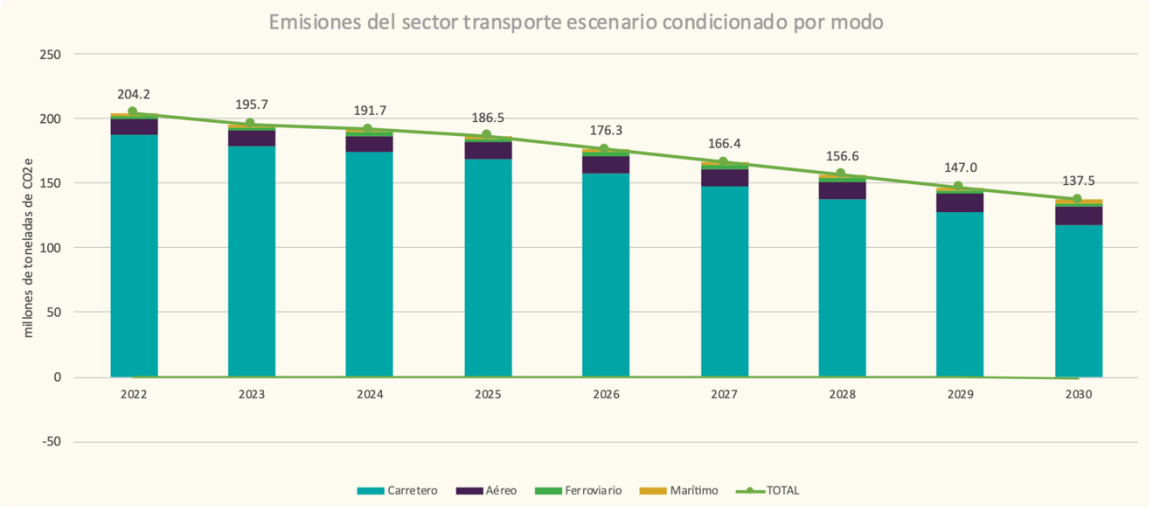
Tabla 70. Ahorros de emisiones por paquete de medidas del sector transporte para el escenario condicionado.

Categoría	Ahorros en 2025 ($MtCO_2e$)	Ahorros en 2030 ($MtCO_2e$)
Evitar	9.23	33.91
Cambiar	7.00	26.75
Mejorar	20.56	50.72

Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar en la Figura 134, las emisiones del sector transporte en el escenario condicionado muestran ahorros significativos desde el año 2023 debido a la pronta instrumentación de las medidas dentro de esta década con el fin de alcanzar la mitigación del sector.

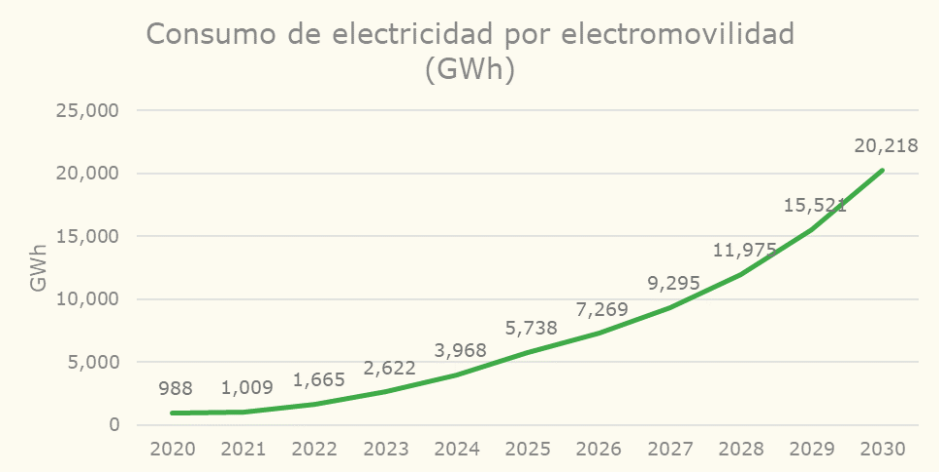
Figura 134. Emisiones del sector transporte en el escenario condicionado.



Fuente: elaboración propia.

Respecto al consumo de electricidad de la electromovilidad, se estima que en 2030 los vehículos eléctricos serán responsables de consumir 20,218 GWh, lo cual es 4.5 veces más a lo estimado en el escenario tendencial y 58% más de lo planteado en el escenario no condicionado.

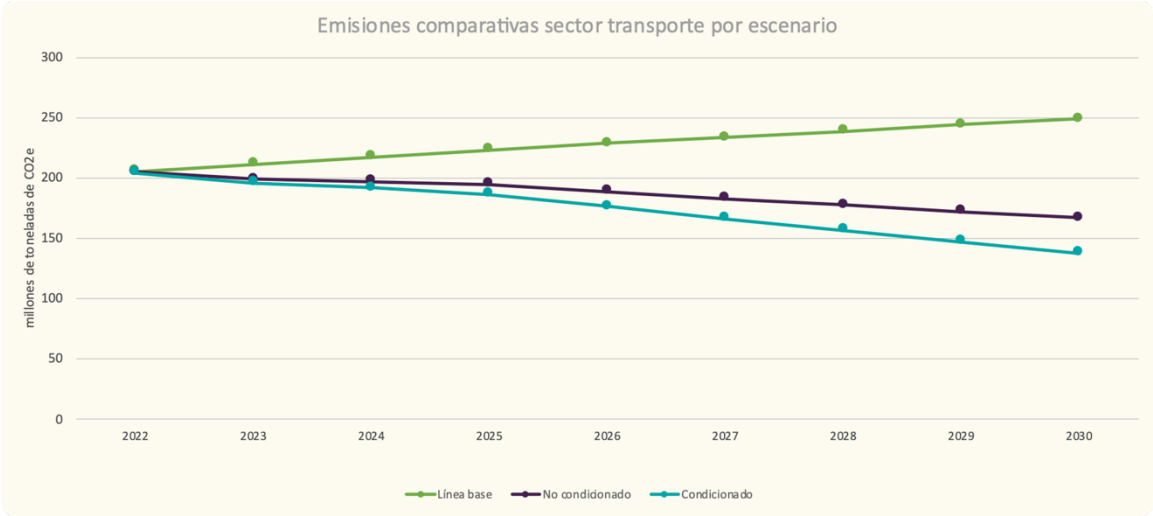
Figura 135. Consumo de electricidad asociado a la electromovilidad en el escenario condicionado.



Fuente: elaboración propia.

La Figura 136 presenta de manera agrupada la reducción de emisiones GEI de cada uno de los escenarios comparados con el escenario tendencial del sector transporte. Se puede observar que los mayores ahorros inician a partir de 2025.

Figura 136. Comparativo de reducción de emisiones entre escenarios.



Fuente: elaboración propia.

11.6 Análisis económico

En la siguiente tabla se muestran los costos marginales de abatimiento calculados para las medidas antes descritas junto con los costos marginales a 2030, así como a lo largo de la vida útil de las medidas.

Tabla 71. Análisis económico del sector transporte.

Medida	Potencial de reducción de emisiones a 2030 ($MtCO_2e$)	Costo marginal de abatimiento a 2030 (USD/tCO_2e)	Costo marginal de abatimiento a lo largo de la vida de la medida (USD/tCO_2e)
Adopción parcial de actividades en línea, ENC	1.79	-227.21	-121.21
Adopción parcial de actividades en línea, EC	2.49	-227.24	-125.12
Optimización de las rutas del transporte público en zonas metropolitanas, ENC	1.58	-246.3	-246.3 (a 2030)
Optimización de las rutas del transporte público en zonas metropolitanas, EC	2.53	-246.1	-246.1
Optimización en las entregas de última milla, ENC	7.56	-237.21	-175.95
Optimización en las entregas de última milla, EC	14.49	-237.34	-175.68
Reparto modal del transporte de carga carretero al ferroviario, ENC	5.95	-459.02	-115.14
Reparto modal del transporte de carga carretero al ferroviario, EC	9.67	-457.91	-115.22
Actualización de la norma de eficiencia energética para vehículos ligeros nuevos, ENC y EC	19.49	-26.3	-31.37
Modernización del transporte público en Zonas Metropolitanas, ENC	0.79	-91.05	-100.62

Modernización del transporte público en Zonas Metropolitanas, EC	1.39	-124.41	-110.32
Adopción de bicicletas de carga en la última milla, ENC	2.46	-207.58	-169.4
Adopción de bicicletas de carga en la última milla, EC	2.91	-207.41	-169.23
Vehículos eléctricos de baterías, ENC	11.79	262.61	20.32
Vehículos eléctricos de baterías, EC	20.23	932.16	189.89
Mejoría de la eficiencia energética y disminución de la contaminación por los vehículos a diésel, ENC y EC	8.07	-211.92	-155.13
Desarrollo y fortalecimiento de infraestructura dirigida a la movilidad activa y no motorizada, EC y ENC	5.72	-207.26	-272.37

Fuente: elaboración propia.

11.6.1 Adopción parcial de actividades en línea

En esta medida se consideró que no es necesaria la inversión, asumiendo que los sujetos que realicen el cambio de modalidad laboral cuentan con el equipo requerido para tal fin. En la evaluación económica se considera el costo adicional por consumo eléctrico en los hogares, derivado de un consumo por hogar de 81 KWh anual estimado con base en datos de INEGI (INEGI, 2020) Los ahorros se obtienen del combustible que deja de quemarse en vehículos particulares y transporte público para los traslados al centro de trabajo. El horizonte de evaluación es 2040. Los costos marginales de abatimiento estimados a 2030 son de -227.21USD_{2021}/tCO_2e en el escenario no condicionado y de -227.24 USD_{2021}/tCO_2e para el escenario condicionado.

11.6.2 Optimización de las rutas del transporte público en zonas metropolitanas

Para esta medida se consideraron como costos de inversión aquellos destinados a los estudios de campo requeridos para llevar a cabo la optimización de las rutas en las ciudades y zonas metropolitanas. El costo empleado fue de 476.8 mil dólares por ciudad (actualizado a 2021) (CEPAL, 2021). No se incluyeron costos de operación y mantenimiento. Los ahorros de la medida resultan del combustible que deja de quemarse en vehículos privados por el aumento en el uso del transporte público, así como por la reducción en el uso de combustible en el transporte público como resultado de la optimización. Los costos marginales de abatimiento a 2030 se estimaron en -246.3 USD_{2021}/tCO_2e para el escenario no condicionado y de -246.1 para el escenario condicionado.

11.6.3 Optimización en las entregas de última milla

Para la evaluación económica de esta medida se consideró un costo por locker inteligente de 1,000 dólares (Global Sources, 2022), con lo cual la inversión requerida en el periodo de implementación para el escenario no condicionado alcanzaría 74.2 millones de dólares, mientras que en el escenario condicionado esta sería de 134.7 millones de dólares. La reducción de emisiones proviene de los ahorros de combustible (diésel y gasolina) en las vans de reparto. No se consideraron costos de operación y mantenimiento y se asumió que la vida del proyecto es igual a la vida útil de los *lockers* (10 años de acuerdo con Pitney Bowes (2022)). Los costos marginales de abatimiento en el escenario no condicionado estimado son de -237.21 USD_{2021}/tCO_2e a 2030, y para el escenario condicionado de -237.34 USD_{2021}/tCO_2e.

11.6.4 Reparto modal del transporte de carga carretero al ferroviario

En esta medida se contemplan los costos de inversión necesarios para aumentar el número de locomotoras en la flota en servicio. El estimado de ahorros toma en cuenta el número de unidades de autotransporte que se evitaría comprar en los escenarios de mitigación. Se asumió un costo por locomotora de 1.2 millones de dólares (SDG, 2011), mientras que el costo de las unidades de autotransporte

nuevas se consideró en 86,990 dólares (EPA, 2016). En el escenario no condicionado, se requieren inversiones del orden de 1,906.9 millones de dólares, y en el escenario condicionado de 3,097.9 millones de dólares. Los costos de operación y mantenimiento de las locomotoras usados en la estimación fueron de 36 000 dólares al año (SDG, 2011). En la evaluación económica se asumió un tiempo de vida de las locomotoras de 35 años, tomando en cuenta el balance entre los consumos de combustible evitados por el transporte de carga carretero que deja de utilizarse y el de las locomotoras que entran en servicio. Los costos marginales de abatimiento a 2030 estimados fueron de -459 USD2021/tCO2e en el escenario no condicionado y de -457.9 en el condicionado.

11.6.5 Actualización de la norma de eficiencia energética para vehículos ligeros nuevos

Esta medida se plantea con las mismas premisas tanto para el escenario condicionado como para el no condicionado. Se considera que los costos de capital implican un cambio tecnológico con un costo diferencial de 1,1150 dólares por vehículo actualizado a 2021 (INECC-ADE, 2021), con lo cual se requerirá una inversión total de 10,915.6 millones de dólares acumulados hasta 2030. Se asume que los costos de operación y mantenimiento son equivalentes con respecto a la línea base, con lo cual el diferencial de costos es cero. El horizonte de evaluación asume una vida útil promedio de los vehículos de 16 años (INECC-ADE, 2021). El costo marginal de abatimiento a 2030 en ambos escenarios se estimó en -26.3 USD_{2021}/tCO_2e.

11.6.6 Modernización del transporte público en Zonas Metropolitanas

Los costos de inversión se asumieron como aquellos relacionados al aumento en la infraestructura necesaria para una mayor penetración de unidades BRT en Zonas Metropolitanas. El costo de una unidad BRT nueva de referencia fue de 123,335 dólares (ITDP, 2017), el costo de construcción de nuevas estaciones de 197,811 por estación y el costo de construcción del carril confinado se estimó en 503, 945 dólares. Los costos de operación y mantenimiento empleados corresponden a 2,900 dólares por estación al año (Gobierno de Puebla, 2015). Los ahorros de la medida provienen de los combustibles que dejan de utilizarse por la

modernización de las unidades de transporte y por la disminución en el uso de automóviles particulares. El costo marginal de abatimiento estimado a 2030 es de -91.05 USD_{2021}/tCO_2e para el escenario no condicionado y de -124.41 USD_{2021}/tCO_2e para el escenario condicionado. La vida útil de las unidades nuevas BRT se asumió en 18 años (INECC-ADE, 2021).

11.6.7 Adopción de bicicletas de carga en la última milla

En esta medida se plantea que las bicicletas de carga sustituyan a los vehículos de combustión interna de forma progresiva, con lo cual los ahorros económicos se originan en la disminución en el uso de combustibles por los vehículos de carga de última milla que salen de circulación, así como por el número de vehículos nuevos que dejarían de adquirirse. Los costos de inversión de las bicicletas de carga empleados fueron de 3000 dólares por unidad (mastrettabikes, 2022), mientras que el costo de los vehículos nuevos de combustión interna fue de 24,667 dólares por unidad. Se asumieron costos de operación de las bicicletas de 100 dólares al año por unidad (Yuba, 2020). Las inversiones requeridas en el periodo de implementación alcanzan 828.9 millones de dólares. Para la evaluación económica, se presupone un tiempo de vida de las bicicletas de 10 años (BBVA, 2021). Los costos marginales de abatimiento estimados resultaron en -207.58 USD_{2021}/tCO_2e para el escenario no condicionado y de -207.41 para el escenario condicionado.

11.6.8 Vehículos eléctricos

Para esta medida se incluyeron los costos de adquisición de los diferentes tipos de vehículos eléctricos considerados para la sustitución, así como los costos de vehículos de combustión interna que dejarían de adquirirse con respecto a la línea base debido al cambio tecnológico. Los costos de operación y mantenimiento usados para vehículos eléctricos fueron de 198.8 dólares anuales (BC Hydro, 2021) y de 172.7 dólares anuales para vehículos de combustión interna (El Universal, 2021). De igual manera, se toman en cuenta los balances en los consumos entre el combustible fósil evitado (gasolina y diésel) y los nuevos consumos de electricidad. En el escenario no condicionado los costos de inversión alcanzan 35,967 millones de dólares y en el escenario condicionado 153,814.4 millones de dólares. Los costos marginales de abatimiento a 2030 estimados son de 262.61

USD_{2021}/tCO_2e en el escenario no condicionado y de 932.16 USD_{2021}/tCO_2e en el escenario condicionado. Para la evaluación económica se asumió una vida útil de los vehículos de 18 años (INECC-ADE, 2021).

11.6.9 Mejoría de la eficiencia energética y disminución de la contaminación por los vehículos a diésel

Esta medida se plantea para el escenario condicionado y no condicionado con los mismos supuestos. Dado que es un cambio tecnológico, se asumieron costos de inversión diferenciales, los cuales se tomaron como 1,055 dólares por unidad para camiones unitarios nuevos y en 11,180 dólares por unidad en el caso de tractocamiones (EPA, 2016). No se consideraron costos de operación y mantenimiento, asumiendo que son similares al escenario de línea base. Los ahorros provienen de la reducción en el consumo de diésel debido a la mejora en la eficiencia de las nuevas unidades. La evaluación económica se llevó a cabo considerando un tiempo de vida útil de los vehículos de 30 años (USAID-INECC, 2016), con lo cual se estimó que el costo marginal de abatimiento es de -211.92 USD_{2021}/tCO_2e a 2030.

11.6.10 Desarrollo y fortalecimiento de infraestructura dirigida a la movilidad activa y no motorizada

La implementación de esta medida se plantea de la misma manera para ambos escenarios. Se estimó que es necesario realizar inversiones por un monto total cercano a 782.2 millones de dólares en el periodo de implementación (2023-2030). Los costos de capital provienen de la compra de bicicletas, con un costo por unidad de 321 dólares (Vida de dos ruedas, 2022); la construcción de infraestructura para ciclistas, con costos de inversión de 71,500 dólares/km; y la adquisición de estructuras para estacionar bicicletas, con un costo de 773.9 dólares por unidad (ULINE, s.f.). Se asumieron costos operativos por 22 dólares por bicicleta al año (JOHN BICYCLES, 2022). Los ahorros de la medida provienen del combustible que deja de utilizarse en automóviles particulares y transporte publico debido a un aumento en la utilización del transporte no motorizado. La evaluación económica consideró un tiempo de vida útil de las bicicletas de 10 años. El costo marginal de abatimiento estimado a 2030 es de -207.26 USD_{2021}/tCO_2e.

11.7 Conclusiones

Las emisiones del sector transporte han aumentado de manera tendencial en las últimas décadas. A nivel nacional, este sector es el segundo sector con mayor generación de emisiones de GEI siendo responsable del 20% de las emisiones.

En este estudio se evaluó el desempeño del sector a partir de una proyección del crecimiento de las emisiones de GEI al 2030 para posteriormente proponer medidas que apoyarían al sector a alcanzar y hacer más ambiciosos los compromisos de mitigación planteados en dos escenarios de mitigación.

Dentro de las medidas propuestas, el mayor esfuerzo de mitigación se concentra en el modo de transporte carretero debido a que es el principal modo de transporte emisor con un 92.2% de las emisiones del sector y en el que se pueden proponer mayor número de medidas de instrumentación y aplicación a corto plazo. Asimismo, las dieciséis medidas propuestas abarcan distintos aspectos del transporte como la logística, los cambios modales, la eficiencia energética de los vehículos y la sustitución de tecnologías de combustión interna.

Los resultados indican que incorporar acciones en todos los aspectos del sector transporte es clave para conseguir los ahorros deseados; por otro lado, las medidas deben iniciar en 2023 para poder alcanzar los compromisos que se plantearon y poder reducir 33 por ciento las emisiones al 2030 en el caso del escenario no condicionado y 44.7 por ciento en el escenario condicionado.

Un retraso en la implementación disminuirá los potenciales de mitigación estimados y los cobeneficios que estas medidas pueden entregar a favor de la sociedad, como son la mejora en la calidad del aire y de los servicios del transporte público, así como contar con un entorno que se pueda transitar en bicicleta y a pie de forma segura.

Es importante que durante este periodo se desarrollen las condiciones habilitadoras, políticas y programas que incentiven la reducción del uso del vehículo privado y el incremento en el uso de tecnologías más eficientes, además de que se requiere contar con instrumentos regulatorios que fortalezcan la implementación de las medidas tanto a nivel subnacional como nacional para dar

mayor cobertura a los programas y así conseguir una mayor efectividad en la reducción de emisiones.

12 Industria

12.1 Contexto y comportamiento histórico

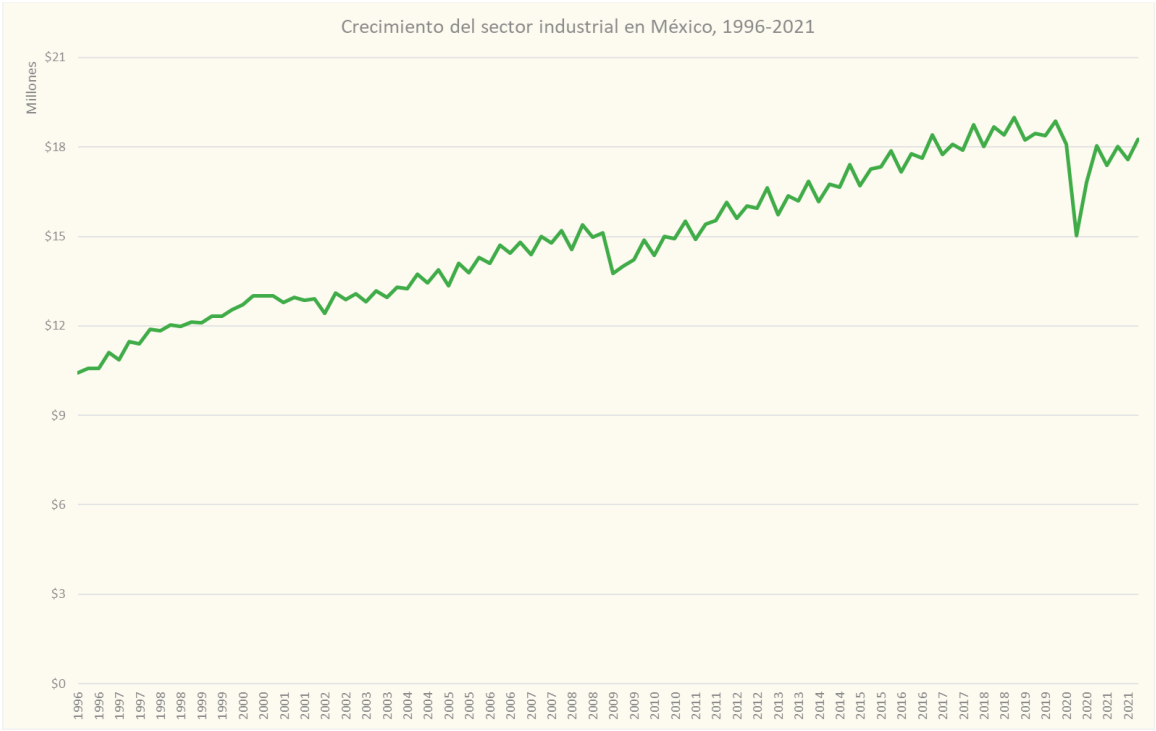
El sector industrial en México es de gran relevancia debido a su aportación al desarrollo económico del país (con una participación del 31.9% del PIB Nacional en 2021 (Banco Mundial, 2022b)), a la generación de empleos (26% del total de empleos formales en 2019 (OIT, 2022)) y a su papel como motor de sus exportaciones (77% de las exportaciones de mercadería en 2021 (Banco Mundial, 2022c)). En términos de inversión extranjera directa (IED), México captó 27,511.5 millones de dólares (mdd) durante los primeros seis meses de 2022 (Secretaría de Economía, 2022c), de los cuales la manufactura capturó el 34.3%. A pesar de los recientes problemas con las cadenas de suministro que han afectado a industrias importantes como la manufactura de automóviles, otras industrias, como la manufactura aeroespacial[46], están en auge y podrían representar altas tasas de crecimiento para los estados mexicanos del norte que están fuertemente integrados con los Estados Unidos si se implementan políticas más favorables a los negocios y se invierte en infraestructura. Sin embargo, México enfrenta retos importantes para incrementar el crecimiento de su industria, por ejemplo, se encuentra en el lugar 60 de 190 de países en el índice de facilidad de hacer negocios del Banco Mundial y, en algunas regiones, puede ser complicado acceder a la red eléctrica. Más y mejor infraestructura es necesaria, especialmente en el sureste del país, que aún se halla desconectado de la economía global (The Economist, 2022).

[46] De acuerdo con el reporte estadístico del Departamento de Comercio de los Estados Unidos para la industria aeronáutica, en 2016, México se posicionó como el 7º proveedor aeroespacial de Estados Unidos, aportando el 4.16% de sus importaciones generales. La participación histórica de México en ventas aeroespaciales hacia los Estados Unidos lo ha ubicado desde 2006 entre los primeros 10 proveedores de ese país (Secretaría de Economía, 2017).

De acuerdo con el Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO) (2022), los sectores económicos ligados al comercio exterior han sido los impulsores del crecimiento en el país durante las últimas 3 décadas. Entre 1994 y 2022, el comercio al por mayor, los transportes y las manufacturas han crecido, en promedio, a tasas de 3.8%, 2.9% y 2.2% cada año, mayores a la tasa promedio anual observada en el PIB en ese periodo (2.1%). Además, los sectores mencionados han incrementado su peso en la economía. Mientras que en 1993 aportaban 29% del PIB, en 2022 representan, en conjunto, 35% del mismo. De acuerdo con el Plan Nacional de Desarrollo (PND 2019-2024), en el eje general titulado "Desarrollo Económico" se determinan las prioridades económicas para la actual administración, para las cuales se plantea "incrementar la productividad y promover un uso eficiente y responsable de los recursos". Las metas económicas planteadas por esta administración son lograr una tasa de crecimiento de 4% anual y de hasta 6% al final del sexenio. El sector industrial juega un papel clave para lograr estas metas. Sin embargo, es necesario 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 2.86%.

Los datos históricos muestran cómo la industria casi ha duplicado su aportación al PIB desde el año 1996 hasta el 2021, mientras que sus emisiones de GyCEI han crecido solo 24% desde 1996 (SEMARNAT-INECC, 2022).

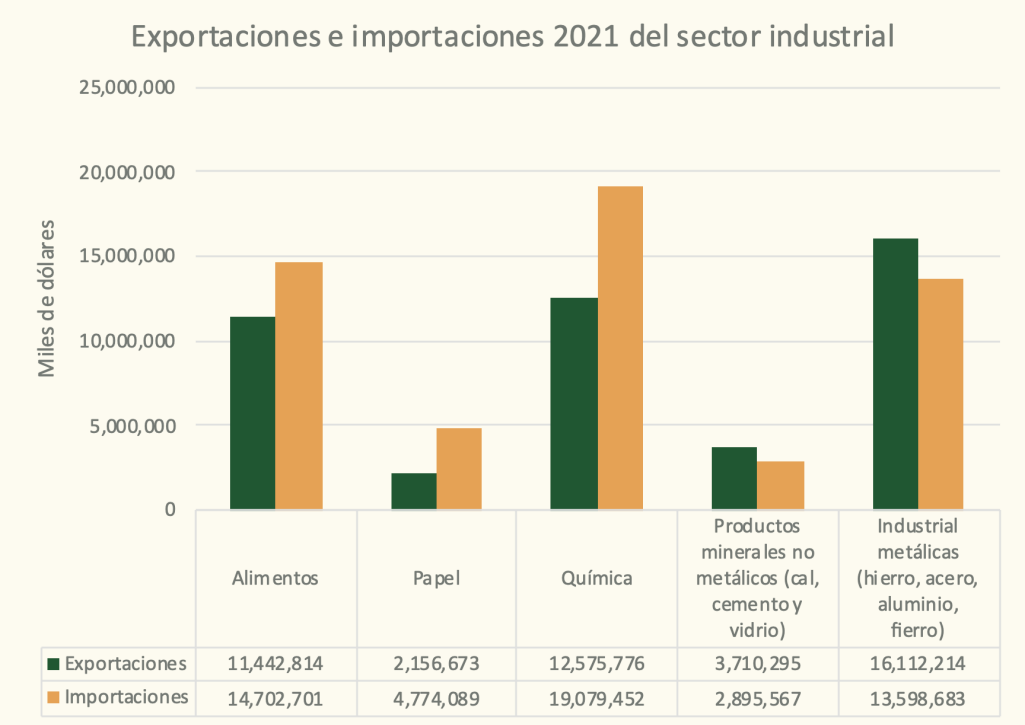
Figura 137. Evolución del PIB industrial en México de 1996 a 2021.



Fuente: elaboración propia con información de INEGI (2022b).

En 2021, el sector industrial exportó un equivalente a 389,479,180 miles de dólares, 10% más que en el 2018 (INEGI, 2021e), mientras que el sector minero solo aumentó su exportación un 0.09% entre 2018 y 2021, registrando 34,850,189 miles de dólares en 2021. Dentro del sector manufacturero, las industrias tuvieron actividad comercial como se muestra en el siguiente gráfico:

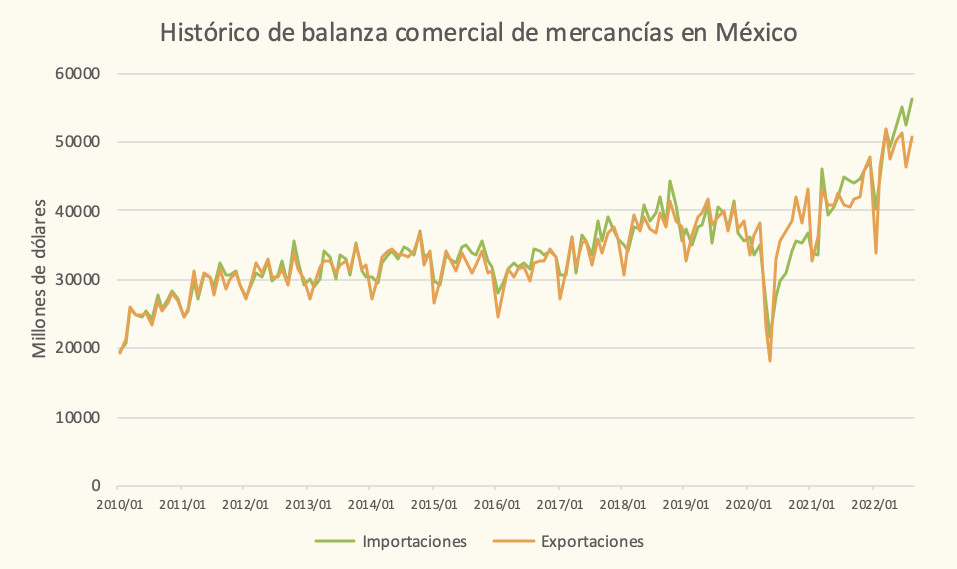
Figura 138. Actividad comercial exterior del sector manufacturero en 2021.



Fuente: elaboración propia con información de INEGI (2022h).

Es importante mencionar que, de toda la república, los estados que registran mayores exportaciones anuales desde 2018, son: Chihuahua (13%), Coahuila (12%), Baja California (11%), Nuevo León (9%) y Tamaulipas (7%) (INEGI, 2021e). Mientras que los estados que aportan más al PIB Nacional son: Nuevo León (9%), Campeche (8%), Estado de México (7%), Jalisco (7%), y Tabasco (6%) (INEGI, 2022b). En la siguiente figura se aprecia el comportamiento, desde 2010 hasta la fecha, de las importaciones y exportaciones en el país, distinguiéndose que la diferencia entre ambos es relativamente poca, con una mayor disparidad a partir del 2020.

Figura 139. Serie histórica 2010-2022 (enero), de la balanza comercial nacional.



Fuente: elaboración propia con información de INEGI (2022j).

Dentro de este sector se incluye a las industrias minera, de la construcción, alimentaria, textil, química, del plástico, siderúrgica, metalúrgica, y de fabricación de maquinaria y equipos electrónicos. Entre ellas, las que más aportan al PIB nacional total son la industria de extracción de minerales (4%), la de alimentos (3%) y la industria química (1%) (INEGI, 2022b).

En el caso del sector manufacturero, éste representa el 56.7% del valor agregado bruto de las actividades secundarias del país. La siguiente tabla muestra las actividades que componen al sector manufacturero nacional. Como se observa, la actividad en el sector petrolero (transformación ha caído a una tasa media anual de casi 6%, mientras que las industrias básicas de aluminio han crecido un 6.7% y la fabricación de vehículos un 4.7% (INEGI, 2022b). Igualmente, con el paso de los años, México se ha ganado una posición importante en su contribución a la economía mundial, encontrándose ahora como el cuarto exportador de computadoras, sexto exportador de electrodomésticos, primer exportador de cerveza y décimo segundo en producción de alimentos (Secretaría de Economía, 2022a).

Tabla 72. Participación de las distintas industrias en el PIB manufacturero.

Proyecto	Participación en el sector manufacturero (año 2010)	Participación en el sector manufacturero (año 2021)	Tasa media anual de crecimiento (2010 – 2021)
Industria del papel	1.8	1.9	2.6
Fabricación de productos derivados del petróleo y carbón	3.2	1.4	-5.8
Industria química	11.5	7.7	-1.8
Industria del plástico y del hule	2.8	3.1	2.7
Fabricación de vidrio y productos de vidrio	0.9	0.9	1.5
Fabricación de cemento y productos de concreto	0.9	0.8	0.5
Fabricación de cal, yeso y productos de yeso	0.2	0.2	3.2
Industria básica del hierro y el acero	3.0	2.0	-2.1
Fabricación de productos de hierro y acero	1.1	1.2	2.4
Industria básica del aluminio	0.2	0.4	6.2
Fabricación de equipo de transporte	13.6	18.5	4.7

Fuente: elaboración propia.

12.1.1 Emisiones y consumo de energía

Las emisiones de GEI de la industria (sin incluir a las industrias de la energía, que tienen como principal producción electricidad y calor, la refinación de petróleo, la manufactura de combustibles sólidos, ni las emisiones fugitivas de petróleo y gas natural), representaron, en 2019, 126.6 $MtCO_2e$, lo que equivale al 23.6% de las emisiones netas nacionales (SEMARNAT-INECC, 2022). Los principales emisores del sector industrial en la categoría de Procesos Industriales y Uso de Productos

son la producción de cemento, responsable del 26% de las emisiones; seguido por la producción de hierro y acero, con emisiones que representan el 22.9%; refrigeración y aire acondicionado con el 25%; y la industria química, que emite el 6%.

Las emisiones de GEI generadas por la industria se pueden dividir en dos categorías:

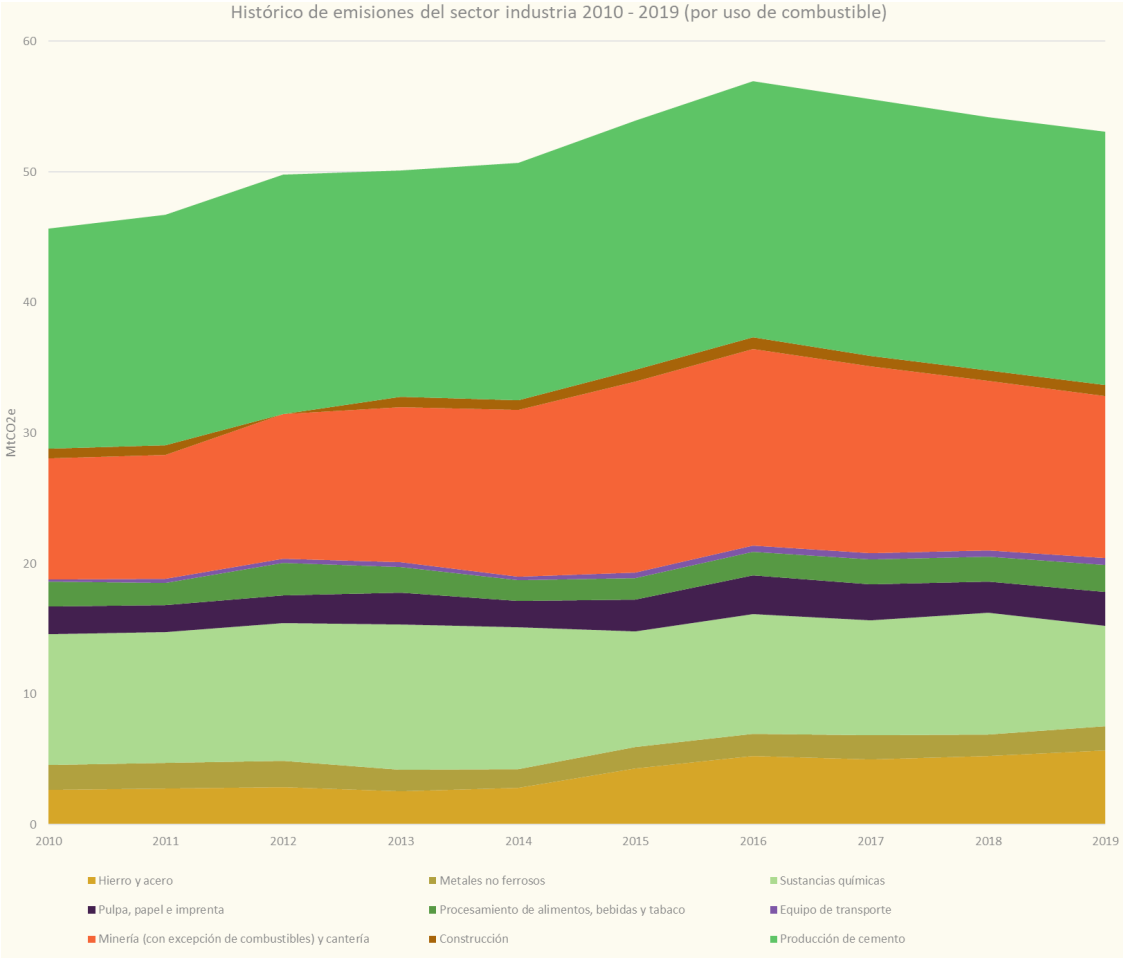
- Emisiones de proceso, resultado de reacciones químicas intrínsecas de los procesos industriales como pueden ser la producción de cemento, acero, químicos, etc., así como fugas en sistemas de gas o petróleo;
- Emisiones de combustión, que se generan por la quema de combustibles para la generación de energía eléctrica y/o térmica.

Del total de emisiones del sector, las emisiones por uso de combustibles corresponden al 47%, mientras que las emisiones asociadas a procesos industriales representan el 53% (SEMARNAT-INECC, 2022). Solo los subsectores de Hierro y acero y la Industria química tienen participación en ambos conceptos.

Los datos del INEGyCEI 2019 muestran que las emisiones del sector industrial ascendieron a 51.5 $MtCO_2e$ por quema de combustible y 73.7 $MtCO_2e$ por procesos industriales y uso de productos, lo cual corresponde a 17% del total nacional. En el mismo año, el consumo energético de todo el sector fue de 1,589 PJ. El sector genera cerca del 14% de los gases y compuestos de efecto invernadero (GyCEI) nacionales, lo que lo convierte en el tercer mayor emisor de GyCEI. Sin embargo, sus emisiones han crecido solo 24% desde 1996 (SEMARNAT-INECC, 2022).

La siguiente gráfica muestra las emisiones por uso de combustible:

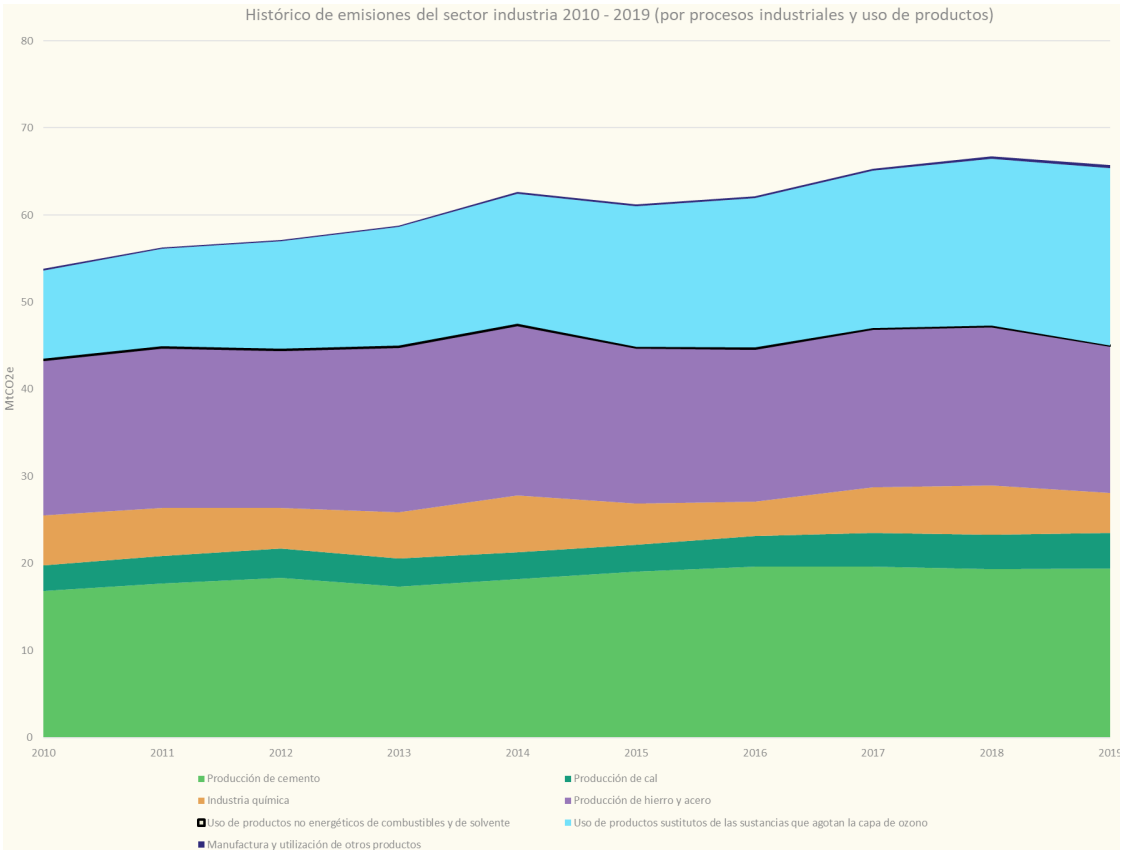
Figura 140. Histórico de emisiones por uso de combustibles en el sector industria, 2010 - 2019.



Fuente: adaptado de SEMARNAT-INECC (2022).

Por otra parte, se encuentran las emisiones asociadas a procesos industriales y uso de productos. La siguiente Ilustración muestra el histórico de emisiones entre 2010 y 2019. Dentro de este sector, se distinguen las industrias mineras, construcción, alimentaria, textil, química, de plástico, siderúrgicas, metalúrgicas, y de fabricación de maquinaria y equipos electrónicos. De estas, las que más aportan al PIB nacional total son la industria de extracción de minerales (4%), la de alimentos (3%) y la industria química (1%) (INEGI, 2022). La siguiente figura muestra el histórico de emisiones entre 2010 y 2019.

Figura 141. Histórico de emisiones por procesos industriales y uso de productos en el sector industria, 2010 - 2019.



Fuente: adaptado de SEMARNAT-INECC (2022).

A nivel internacional existen varios retos en la industria que dificultan la transición energética lejos de los combustibles fósiles. Las tendencias de los años recientes relacionadas a la transición eléctrica del sector transporte y residencial se reflejan en la implementación extendida de renovables, que a su vez ha reducido el precio de la electricidad. Sin embargo, esto no sucede en la industria donde, aunque se beneficia de menores precios de electricidad, la tecnología industrial sigue siendo dependiente de fuentes fósiles de energía, por lo que electrificar el sector industrial solo será económicamente viable, no solo cuando el costo de electricidad sea igual al costo de combustibles fósiles, sino cuando se cuente con tecnología que es igualmente eficiente empleando electricidad (De Pee et al., 2018).

La industria tiene una gran demanda de altas temperaturas, especialmente en producción de cemento, lo cual hace necesario el desarrollo de nuevas tecnologías en procesos y equipos para que la energía eléctrica pueda reemplazar los combustibles fósiles (De Pee et al., 2018). A la fecha, tanto la industria cementera como la química emplean procesos que son difíciles de descarbonizar con la tecnología actual; se prevé que el 60% de reducciones globales para 2050 provengan de tecnología que ha resultado positiva en términos de mitigación de emisiones pero que en la actualidad no se encuentra en fase comercial (IEA, 2022d). Otro reto se encuentra en que, debido a la integración de equipos de procesos dentro de los sistemas, el cambio de un equipo genera la necesidad de hacer ajustes en los demás. Asimismo, los equipos industriales tienen un periodo de vida muy largo que hace que el cambio de tecnología esté acompañado por nuevas inversiones en reconstrucción o adaptación de los sitios y sus equipos.

Desde la óptica del comercio internacional, la adopción de tecnologías bajas en carbono podría dejar en desventaja a ciertas industrias frente aquellos que no han hecho la transición, ya que actualmente el comercio de productos como el hierro y algunos químicos se basa puramente en el costo (De Pee et al., 2018), pero si se crean mecanismos para dar un valor a las tecnologías bajas en carbono, o incrementar el costo de las tecnologías con base en combustibles fósiles, la situación puede cambiar.

Para desacoplar el crecimiento económico de las emisiones de GEI es necesario crear incentivos e implementar medidas que permitan que las industrias intensivas en energía reduzcan sus emisiones de estos contaminantes sin que ello merme su competitividad. El desarrollo de instrumentos económicos como el impuesto al carbono y el sistema de comercio de emisiones buscan ser habilitadores de medidas de mitigación costo eficientes. Aunque en muchos casos la industria mexicana es de clase mundial y naturalmente ha implementado medidas de eficiencia motivadas por la competitividad y reducción de costos, aún existen posibilidades para disminuir sus emisiones. Además, una política industrial sustentable tiene el potencial de contribuir al cumplimiento de diversos objetivos de desarrollo sostenible (OCDE, 2021) y de ofrecer diversos cobeneficios, económicos y sociales, tales como impactos positivos a la salud, diversificación de la oferta educativa, empleos mejor remunerados, reducción de brechas basadas en el género y preservación de recursos naturales para futuras generaciones. Por

el contrario, el no tomar en cuenta una política industrial sustentable coherente con los objetivos climáticos a largo plazo del país tiene repercusiones inmediatas, como la contaminación del aire y suelo, impactos en la salud de las poblaciones y trabajadores, destrucción de ecosistemas o agotamiento de recursos naturales (Altenburg, 2017).

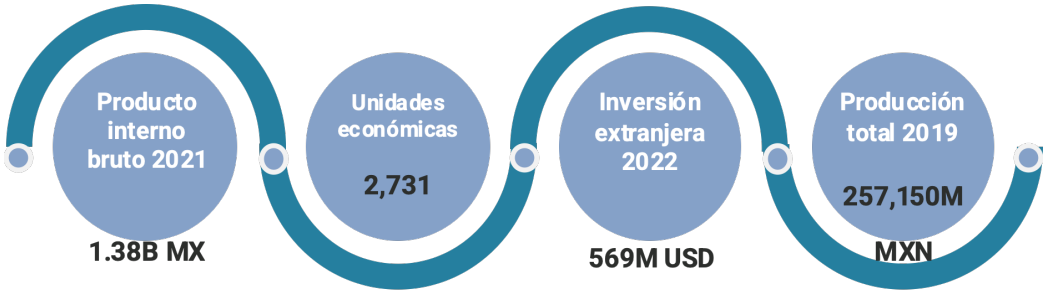
12.1.2 Industria minera y de minerales no metálicos

La minería constituye una actividad primordial a nivel mundial, ya que es la base desde donde se parte para la obtención de una gran cantidad de materias primas, indispensables para toda industria. A nivel mundial, la producción de minerales en 2020 alcanzó los 2,453 millones de toneladas, contabilizando hierro y metales para ferroaleaciones, metales no ferrosos, metales preciosos y minerales industriales. La producción ha crecido de manera sostenida en el periodo 2010-2019; sin embargo, para 2020 se observa una disminución de 2.4% con respecto al año anterior, lo cual puede deberse al efecto de la pandemia de COVID-19 en la actividad económica. Para 2021, con el advenimiento de las vacunas, se tienen signos de recuperación, ya que la producción aumento 3.2% (CAMIMEX, 2022).

China es el principal productor, participando con el 12.7% del total, seguido de los Estados Unidos, Rusia, Australia e India. Estos 5 países concentran cerca del 30% de la producción total de minerales en el mundo (Reichl, et al., 2022). En México se encuentra una gran diversidad geológica, lo cual sitúa al país dentro de los primeros productores mundiales de plata, fluorita, celestita, wollastonita, molibdeno, plomo, bismuto, selenio, zinc, yeso, cobre, diatomita, oro, cadmio, barita y sal. Gracias a ello, la industria de minerales mexicana se ha distinguido como una de las más competitivas en el mundo (SGM, 2020).

México posee gran diversidad geológica y se encuentra dentro de los primeros productores mundiales de plata, fluorita, celestita, wollastonita, molibdeno, plomo, bismuto, selenio, zinc, yeso, cobre, diatomita, oro, cadmio, barita y sal. Por esta razón, la industria de minerales del país se ha distinguido como una de las más competitivas en el mundo (GOB MX, 2020).

Figura 142. Datos económicos relevantes del sector minero.



Fuente: GOB MX (2022b).

La minería en México es una actividad que ha sido importante desde la época colonial y aún en años previos, considerando que uno de los intereses de la conquista fue la búsqueda de metales preciosos. Con el establecimiento del dominio español llegó el auge de la minería y muchas ciudades y centros de población se fundaron a partir de la riqueza minera de sus regiones; como ejemplo pueden mencionarse Guanajuato, Pachuca, San Luis Potosí y Zacatecas (Miranda, 2019). Actualmente, 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. Además, ocupa el segundo lugar en la producción de fluorita (11.5%), el tercero en sulfato de sodio (5%), el cuarto en la producción de celestita, el quinto lugar en la producción de plomo (5.9%), molibdeno (6.1%), barita y sulfato de magnesio, y se encuentra dentro de los primeros diez productores de oro, cobre, zinc, yeso, sal y feldespato (CAMIMEX, 2022). Por esta razón, la industria de minerales del país se ha distinguido como una de las más competitivas en el mundo (SGM, 2020).

Para 2021, el sector minero metalúrgico contribuyó con el 8.6% del Producto Interno Bruto Industrial y con el 2.5% del PIB nacional (Secretaría de Economía, 2022b). La minería registró un crecimiento de 7.1% con respecto a 2020, destacándose como un sector con las mayores tasas de recuperación a partir del paro económico debido a la emergencia sanitaria. El valor de la producción minero-metalúrgica en 2021 fue de 334.8 mil millones de pesos, en donde los minerales que más aportaron al valor total son el oro, con el 28.4%, el cobre, con el 27.7% y la plata, con el 20.4%. Es de destacarse la participación extranjera en la actividad minera, con 179 empresas para 2020, la mayor parte de las cuales son

de origen canadiense (125). Otros países con inversiones en México son los Estados Unidos (19 empresas), China (8 empresas) y Australia (7 empresas) (CAMIMEX, 2022; Secretaría de Economía, 2021).

Las exportaciones minero-metalúrgicas alcanzaron 23.6 mil millones de dólares en 2021, mientras que las importaciones registradas fueron de 11.7 mil millones de dólares, con lo cual se tiene una balanza positiva de 11.9 mil millones de dólares. Los principales destinos de las exportaciones mexicanas de acuerdo con el valor de las exportaciones son Estados Unidos, China y Corea del Sur, mientras que las importaciones provienen principalmente de estados Unidos, Brasil y Canadá. Los productos más valiosos de exportación son el oro, con 6.1 mil millones de dólares, el cobre, con 5.7 mil millones de dólares y la plata con 3.3 mil millones de dólares, mientras que las importaciones más valiosas son el aluminio, con 2.8 mil millones de dólares, el cobre, con 2.5 mil millones de dólares, y el fierro, con 2.4 mil millones de dólares (CAMIMEX, 2022).

Recuadro 8. Mujeres en la industria minera.

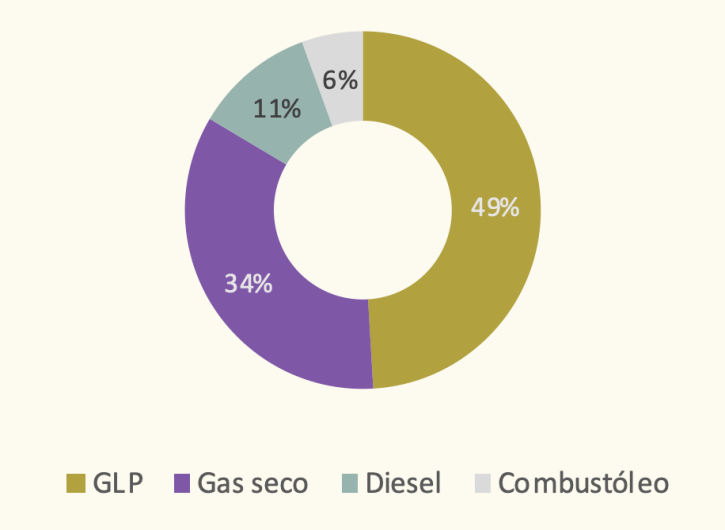
Esta industria es predominantemente masculina y las desigualdades de género se manifiestan en una clara división sexual del trabajo, lo que genera segregación laboral tanto horizontal como vertical. De acuerdo con datos de la Cámara Minera de México, en 2020, en la industria minera trabajaban 57,826 mujeres, es decir, el 15.7% del total de la plantilla laboral que conforman el sector minero-metalúrgico. Como consecuencia de esta masculinización, la participación de las mujeres en la toma de decisiones es escasa, ya que tan solo el 9.5% de las posiciones ejecutivas en la industria minera son ocupadas por mujeres (segregación vertical). En lo que respecta a la segregación horizontal, de acuerdo con el mismo reporte de la Camimex, se observa también una baja participación de mujeres, no solo en los puestos de supervisión y en las posiciones técnicas (10.5% y 13.9%, respectivamente), sino en los puestos administrativos, donde las mujeres ocupan el 31.3% de los espacios (CAMIMEX, 2020). Esta última cifra confirma cómo los trabajos que llevan a cabo las mujeres en la industria minera están determinados por los roles y estereotipos de género asignados a las mujeres, en donde lo femenino se asocia al servicio y cuidado de las personas. De ahí que no sea casualidad que la mayor proporción de mujeres esté en puestos administrativos y no en las posiciones técnicas, de supervisión o liderazgo o ejecutivas, toda vez que estas son actividades asociadas más bien a lo masculino y, por ende, tradicionalmente se espera que sean llevadas a cabo por hombres.

La minería es una actividad que se lleva a cabo en todo el país, sin embargo, la zona Norte destaca como la principal región en cuanto a número de proyectos y

valor de la producción. En 2019, la producción total minera alcanzó los 257,150M de pesos donde los mayores contribuyentes fueron los estados de Sonora y Coahuila (GOB MX, 2022b). Para 2021, se tienen contabilizados 1,209 proyectos mineros, de los cuales Sonora cuenta con 286, Chihuahua con 160 y Durango con 128 (CAMIMEX, 2022). Con respecto al valor de la producción minera, los estados de Chihuahua, Zacatecas, Sonora y Durango concentraron más del 90% del total nacional en 2019, de acuerdo con el Servicio Geológico Mexicano (SGM, 2020).

En 2019 la industria minera contribuyó con 12 $MtCO_2e$ por uso de energía (23% de las emisiones por quema de combustible) (SEMARNAT-INECC, 2022) y registró un consumo energético de 74 PJ (SENER, 2022a).

Figura 143. Combustibles usados en el subsector minería, cemento y cal.



Fuente: elaboración propia a partir de SENER (2022d).

Es preciso tomar en cuenta las emisiones fugitivas del sector (principalmente metano) de las minas de carbón, las cuales se estimaron en 1.5 $MtCO_2e$, mientras que la producción de minerales no metálicos emitió 31 $MtCO_2e$ que equivalen al 42% de GyCEI de los procesos industriales (INECC-ADE, 2021). De este grupo, la industria cementera es la que tiene mayor generación de GyCEI, con 19 $MtCO_2e$ en 2019 (INECC-ADE, 2021) y una intensidad de carbono reportada de 0.69 tCO_2e/ton de cemento (el promedio internacional es de 0.66 tCO_2e/ton de cemento de acuerdo con SEMARNAT (2018); los datos presentados muestran una intensidad de carbono de 0.59 para 2021). Por otro lado, la industria calera generó

4.1 $MtCO_2e$ (INECC-ADE, 2021) con una intensidad de carbono de 1.2 tCO_2e/ton cal producida (INECC y SEMARNAT, 2018).

En 2019, se registró un consumo energético de 74 PJ para minería y 157 PJ para cemento (SENER, 2022a). Para 2020, la fabricación de cemento y de productos de cemento tuvo un consumo de energía de 159.7 PJ, lo que equivale al 11.2% del consumo total del sector industrial. La mayor parte de la energía correspondió al consumo de coque de petróleo, con el 63.3%, seguido de la electricidad, con 23.5%. La minería de productos metálicos y no metálicos tuvo un consumo de 79.8 PJ, equivalente al 5.63% del sector industrial: La mayor parte de la energía consumida fue en forma de electricidad (59.2%), seguido por el gas LP con el 20% y el gas natural con el 14% (SENER, 2022).

12.1.2.1 Cemento y cal

De acuerdo con el USGS, la producción mundial de cemento en 2021 fue de 4400 millones de toneladas, lo cual representa un aumento de 4.8% en comparación con 2020. China es el principal productor, participando con 56.8% del total mundial, seguido de India, con 7.5%, Vietnam, con 2.5% y Estados Unidos con 2.1%. México tuvo una participación de 1.1% (doceavo lugar mundial). La capacidad de producción de Clinker alcanzo 3,700 millones de toneladas a nivel global; la ubicación de la capacidad coincide con los principales países productores (USGS, 2022). Los principales países exportadores de cemento en 2021 fueron Vietnam, con una participación en las exportaciones de 16.7%, Turquía, con 10.6%, Alemania con 4.7%, mientras que las exportaciones de México representaron el 1.4% del total mundial, con lo que se ubicó en el lugar 19 (World's Top Exports, 2022). En cuanto a las 10 principales compañías a nivel mundial por producción en 2021, dos se encuentran en China, dos en Brasil, y una en Estados Unidos, Suiza, Irlanda, India, Alemania y México (CEMEX), respectivamente (imarc, 2022).

Se estima que la industria del cemento consumió cerca del 7% de la energía industrial a nivel global, siendo este consumo de aproximadamente 4 GJ por tonelada de cemento, considerando plantas bien equipadas. Las etapas de la producción de cemento pueden dividirse en el procesamiento de las materias primas, la producción de Clinker, y la molienda del producto final (Cantini, et al., 2021). La producción de Clinker es el proceso que más demanda energía, debido a las altas temperaturas requeridas en los hornos para tal fin. El consumo de

energía en la fabricación de Clinker puede representar más del 90% del consumo total, principalmente a partir de combustibles, mientras que poco más de 5% de la energía se utiliza en la molienda final y cerca del 2% en la preparación de materias primas (trituración y molienda básicamente) (Choate, 2003). La IEA estima que la intensidad de energía (térmica) de la producción de Clinker se encuentra entre 3.4-3.5 GJ/tonelada, manteniéndose relativamente constante durante los últimos años. Para 2021, los combustibles fósiles representaron 3.26 GJ/ton, los residuos 0.15 GJ/ton, y la biomasa 0.14 GJ/ton (IEA, 2022).

Las emisiones de la industria del cemento son básicamente de tres tipos (CMM 2018)

- emisiones directas de proceso, específicamente durante la fabricación de Clinker, debidas a la calcinación de la piedra caliza a altas temperaturas para la obtención de óxido de calcio, con lo que se libera dióxido de carbono a partir de las reacciones químicas asociadas.
- Emisiones directas por la quema de combustibles fósiles, los cuales se utilizan principalmente en los hornos de Clinker.
- Emisiones indirectas por el uso de electricidad.

La mayor parte de las emisiones en la producción de cemento provienen de las emisiones de proceso, significando aproximadamente dos terceras partes de las emisiones directas, siendo el restante por la quema de combustibles (IEA, 2018). Por tanto, la fabricación del Clinker es la principal fuente de emisiones de la industria. De acuerdo con datos de la IEA, la intensidad de emisiones del cemento ha aumentado en el periodo 2015-2021, pasando de 0.54 ton de CO_2 por tonelada de cemento a 0.59 en 2021. Esto puede deberse, principalmente, al aumento en la proporción de Clinker en el cemento registrado durante esos años. Las emisiones totales de CO2 a nivel mundial estimadas son de cerca de 2,526 millones de toneladas para 2021 (IEA, 2022). Por otro lado, Hasanbeigi (2021) estima las emisiones globales de cemento en 2,300 millones de toneladas de CO2 para 2019, de las cuales el 61% corresponden a las emisiones por proceso en la fabricación de Clinker, el 26% por uso de combustibles y el 13% por uso de electricidad. Con los datos presentados, el autor estima que las emisiones del sector representan entre el 4.5% a 7% del total de emisiones globales de CO_2.

Gracias a los incentivos fiscales y apoyos financieros, aplicados durante el periodo de industrialización en el país a inicios de 1940, la industria del cemento tuvo mayor impulso y con el paso de los años se ha convertido en la segunda industria más grande en América Latina, solo debajo de Brasil (Corrales, 2017). La producción de cemento en México alcanzo 51.75 millones de toneladas durante el 2021, de las cuales 43.3 millones correspondieron a cemento gris, 5.4 millones a mortero y casi un millón a cemento blanco (INEGI, 2022a). Ésta experimento una reducción en 2020 de 2.5% con respecto a 2019, recuperándose en 2021 de manera importante, ya que el aumento observado fue de poco más de 23% (INEGI, 2022a).

Figura 144. Datos económicos relevantes del subsector cemento y cal.



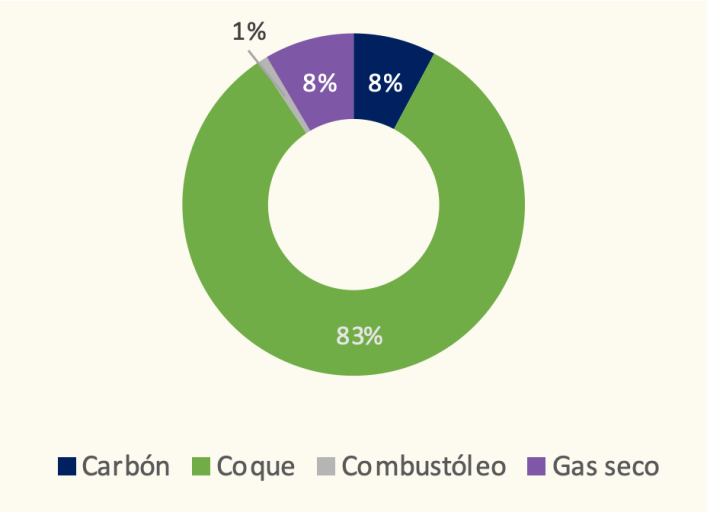
Fuente: GOBMX (2022b).

La participación del sector de cemento en el PIB nacional para 2021 fue de 0.13%, considerando únicamente la fabricación de cemento y productos de cemento. Si se incluye la industria de la construcción, esta participación fue de 6.2% (INEGI, 2022b). La balanza comercial para 2020 fue positiva, ya que se registraron exportaciones por un valor de 130.7 millones de dólares, mientras que las importaciones fueron de 10.6 millones de dólares. Estados Unidos fue el principal socio comercial, tanto para las exportaciones como para las importaciones (GOB MX, 2021a). La industria del cemento en México se encuentra concentrada en seis grupos, que forman la Cámara Nacional del Cemento (CANACEM), estos son Cementos Cruz Azul, Cementos Fortaleza, Cementos Moctezuma, CEMEX, Grupo Cementos de Chihuahua y Holcim (CANACEM, 2022).

De la producción total de 121,640M de pesos (2019), los estados de Hidalgo y Puebla son los que aportaron más (GOB MX, 2022h). En 2019, la producción de minerales no metálicos emitió 31 $MtCO_2e$ que equivalen al 42% de GyCEI de los procesos industriales (INECC-ADE, 2021). Dentro de este grupo, la industria

cementera es la que tiene mayor generación de GyCEI por procesos industriales, con 19 MtCO2e en 2019 (INECC-ADE, 2021) y una intensidad de carbono reportada de 0.69 tCO_2e/ton de cemento (el promedio internacional es de 0.66 tCO_2e/ton de cemento) (SEMARNAT- INECC, 2018). De la misma manera, la industria calera generó 4.1 $MtCO_2e$ por procesos industriales (INECC-ADE, 2021), con una intensidad de carbono de 1.2 tCO_2e/ton cal producida (SEMARNAT- INECC, 2018). En el 2019, se registró un consumo energético 157 PJ en cemento y cal (SENER, 2022).

Figura 145. Combustibles usados en el subsector cemento y cal.



Fuente: elaboración propia a partir de SENER (2022d)

12.1.3 Industria siderúrgica

La producción mundial de acero crudo en 2021 fue de 1,950.5 millones de toneladas, lo que representa un aumento de 3.7% comparado con 2020. Los principales países productores son China, con 1,032.8 millones de toneladas, India, con 118.1 millones, Japón, con 96.3 millones, Estados Unidos y Rusia, con 86 y 76 millones, respectivamente. La producción de acero ha mostrado una tendencia de crecimiento constante desde 2010, con excepción de los años 2015 y 2016, e incluso, ha sido capaz de mantener este crecimiento durante 2020, (aunque de manera marginal), que fue el año en donde los efectos del COVID 19 se notaron con mayor fuerza en la actividad industrial. China e India han aumentado su participación en la producción mundial en comparación al año 2011, en donde representaban el 45.6 y el 4.8%, respectivamente, al igual que otros países de Asia;

en contraste, esta participación se ha visto reducida en otras regiones y países como Japón, la Unión Europea, Rusia y América del Norte.

Por el lado de la demanda, se estima que el consumo mundial de productos de acero terminados alcanzó 1,834 millones de toneladas en 2021, lo cual representa un aumento de 29% en comparación a los niveles de 2011. Los principales países consumidores son China e India, con el 52% y 5.8% respectivamente, siendo América del Norte otra región de consumo importante (7.5%). Con respecto a la tecnología, la producción con hornos de arco eléctrico (EAF) represento el 28.9% del total mundial para 2021, mientras que la tecnología de convertidor básico de oxígeno (BOF) participó con 70.8%. Aún existe producción a partir de hornos a corazón abierto, aunque es muy pequeña (0.3%), concentrada en países del antiguo bloque soviético (Rusia y Ucrania) (WSA, 2022).

Según la IEA, el sector de hierro y acero presento consumos de energía de 845 millones de toneladas de crudo equivalente en 2019, lo que representa 20% del consumo del sector industrial y 8% del uso final total de energía a nivel mundial. La mayor parte de este consumo provino del carbón (74%), seguido de la electricidad (12.5%) y el gas natural (9.6%), aunque también se consumen derivados del petróleo y biomasa en pequeñas cantidades. La intensidad energética depende de la ruta tecnológica de producción, en donde se estima que para la ruta BF-BOF esta intensidad es de 21.4 GJ/tonelada, para la ruta EAF con base en el uso de chatarra, 2.1 GJ/ton, y para la ruta DRI-EAF 17.1 GJ/ton. De manera global, la intensidad energética estimada por IEA es de 19 GJ/ton para 2019 (IEA, 2020). WSA (2022a) estima esta intensidad global en 20.06 GJ/ton para el mismo año y en 20.62 GJ/ton para 2020. De acuerdo con sus datos, esta intensidad se ha mantenido relativamente estable desde 2011, en donde se estimó en 19.81 GJ/ton.

Las emisiones globales del sector se estiman en 3,700 millones de toneladas de CO_2 en 2019, de las cuales 2,600 millones son emisiones directas (uso de energéticos y emisiones de proceso) y 1.1 indirectas (principalmente uso de electricidad y calor importado). Estas emisiones han aumentado en más del doble en el periodo 2000-2019, principalmente por el aumento de la producción, liderado por países como China. La intensidad de emisiones global se estima en 2 ton de CO_2/ton de acero, de las cuales 1.4 corresponden a emisiones directas y 0.6 a indirectas. Al igual que en el caso de la energía, la intensidad de emisiones

depende de la ruta de producción, siendo de 2.2 tCO2/ton acero para BF-BOF, 0.3 para EAF a partir de chatarra y de 1.4 para DRI EAF (IEA, 2020). WSA estima la intensidad global en 1.89 tCO2/t para 2020, siendo esta de 1.76 en 2011. El aumento en el periodo puede deberse a un incremento en la producción por medio de la ruta BF-BOF, que es más contaminante (WSA, 2022a).

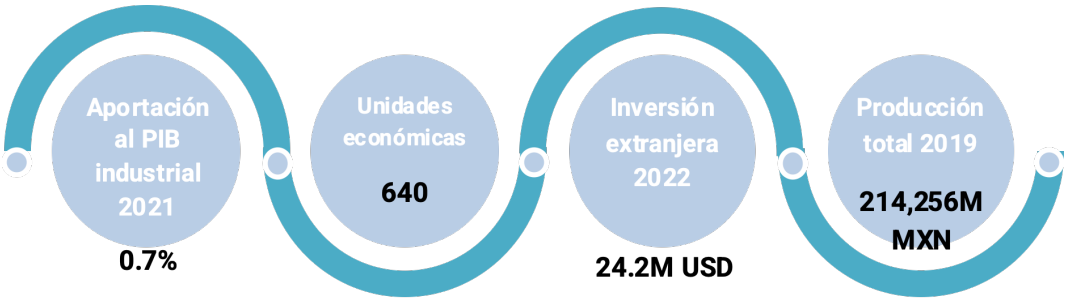
En México, la primera empresa del sector fue la Compañía Fundidora de Fierro y Acero de Monterrey (FUMOSA), fundada en 1900. Las condiciones de demanda en los Estados Unidos como consecuencia de la segunda guerra mundial favorecieron la expansión de la empresa, a la vez que se estableció la segunda empresa siderúrgica integrada, Altos Hornos de México (AHMSA) en 1944. En el mismo periodo se creó Hojalata y Lámina (HYLSA), la cual utilizaba chatarra como materia prima. HYLSA operaba hornos de arco eléctrico (EAF), y desarrollo el primer proceso de reducción directa de hierro (DRI) en el mundo. Otras empresas que iniciaron operación en esos años son Industrias CH y Grupo IMSA, que comenzaron como procesadoras de acero para posteriormente convertirse en productoras, utilizando el proceso EAF.

Desde el periodo de la posguerra hasta la década de 1970, México experimento un importante desarrollo industrial, y en este contexto se dio la expansión de las actividades de FUMOSA y AHMSA, asi como la aparición de nuevas compañías entre las cuales se encuentran Tubos de Acero de México (TAMSA) y Siderúrgica Lázaro Cárdenas las Truchas (SICARTSA), esta última como parte de un proyecto gubernamental para aprovechar los yacimientos de hierro del estado de Michoacán. A raíz de la devaluación de 1973, el gobierno decidió reorganizar el sector y se creó Siderurgia Mexicana (SIDERMEX), para administrar FUMOSA, AHMSA y SICARTSA. Con las crisis de la década de los 80 se dio el cierre definitivo de FUMOSA, a la vez que se privatizaron AHMSA y SICARTSA para 1991. En los últimos años se han dado reconfiguraciones en las empresas, en donde puede mencionarse la fusión de ArcelorMittal (que anteriormente había comprado SICARTSA), y la absorción del holding Hysalmex (dueño de HYLSA) y Grupo IMSA por parte de Ternium (CANACERO, 1996; Ávila-Juárez, 2011; González-Chávez, 2008; Hernández-León, 2008; CMM, 2018).

A nivel mundial, México ocupó la posición 15 en producción de acero en 2020, produciendo 16.8 Mt en ese mismo año. En 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, siendo la caída más acusada en 2020, cuando se observa una reducción de 10.8% en comparación a los niveles de 2019. Para 2021, se tuvo una recuperación significativa, con un aumento en la producción de 11.5% con respecto al año previo (CANACERO, 2022).

Figura 146. Datos económicos relevantes del subsector hierro y acero.



Fuente: GOBMX (2022c).

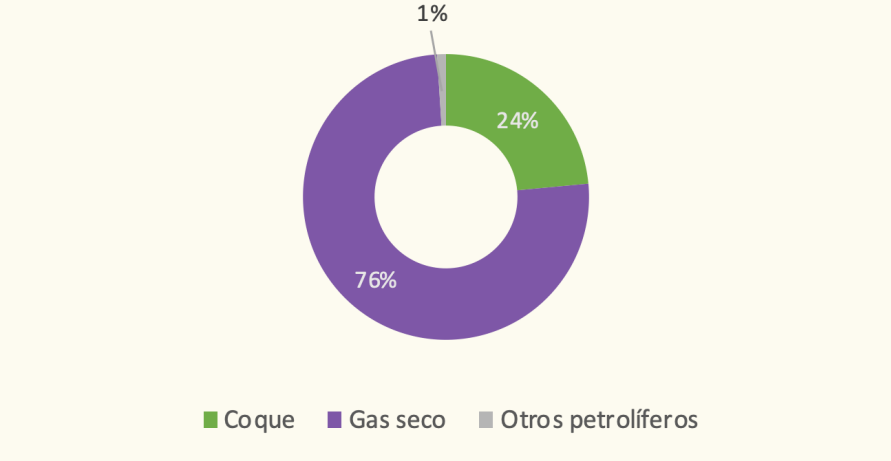
En 2019, el subsector generó 214,256M de pesos de producción, observando mayor participación en los estados de Nuevo León y San Luis Potosí (GOB MX, 2022c). Con respecto al comercio exterior, en 2021 se generó un déficit de 8.6 millones de toneladas en aceros planos, mientras que en productos largos y tuberías (con y sin costura) se tuvieron superávits de 150 mil y 501 mil toneladas, respectivamente (CAMIMEX, 2022). Las importaciones de productos terminados tuvieron como principales países de origen a los Estados Unidos (34%), Corea del Sur (17%) y Japón (15.8%), mientras que las exportaciones tuvieron como destino mayoritario a Estados Unidos (72.4%), Colombia (9.4%) y Guatemala (3%) (CANACERO, 2022). La participación del sector en el PIB nacional a 2021 fue de 0.5%, considerando las categorías de "Industria básica del hierro y del acero" y "Fabricación de productos de hierro y acero" (INEGI, 2022b).

Se estima que el 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 tCO_2 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), representado el 75.8% para 2018, mientras que el

24.2 % restante corresponde al uso de alto horno y convertidores de soplado con oxígeno (BF-BOF) (WSA, 2020). El sector está formado por poco más de 40 empresas, que abarcan la producción, transformación y comercialización de productos de acero. Por estados, el principal productor en 2021 fue Coahuila, con 5.42 millones de toneladas, seguido de Michoacán (3.86 millones) y Nuevo León (2.9 millones). El consumo aparente de acero para 2021 se estimó en 28.7 millones de toneladas, lo que representa un aumento de 16.3% respecto a 2020 (CANACERO, 2022). Este aumento se atribuye a las importaciones de productos terminados y semi terminados, impulsadas por los bajos precios del mercado nacional (CAMIMEX, 2022).

En 2019, la industria siderúrgica gastó 251 PJ de energía (SENER, 2022a) y emitió 17 $MtCO_2e$ (SEMARNAT, 2022a), lo que la posiciona en el segundo lugar entre las industrias más emisoras de GyCEI en el país. Según CANACERO, la intensidad energética de la producción de acero es de 16.1 GJ/tonelada para 2021, la cual es menor que le promedio mundial, como se ha comentado. Con respecto a las emisiones de CO2, la intensidad reportada se estima en 1.28 tCO2/ton acero, siendo igualmente, significativamente inferior al promedio mundial. Esto se debe principalmente a que en el país el proceso dominante es por medio de hornos de arco eléctrico, a diferencia del resto del mundo, en donde predomina el proceso BF-BOF, y a la elevada participación de chatarra como materia prima (38% para 2021) (CANACERO, 2022).

Figura 147. Combustibles usados en el subsector hierro y acero.



Fuente: elaboración propia a partir de SENER (2022g).

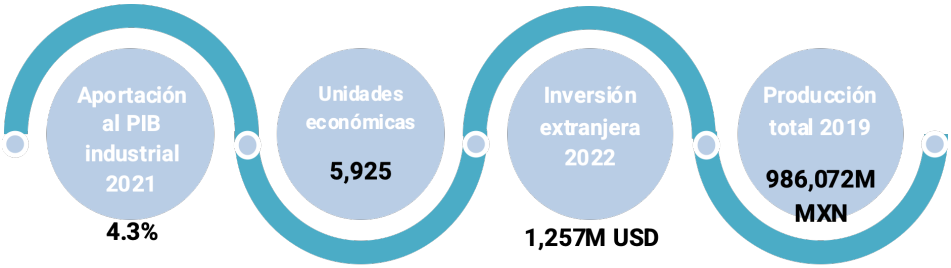
Aun cuando su impacto atmosférico es grande, las siderúrgicas mexicanas han realizado acciones para disminuir su huella ambiental. Según información de CANACERO (CANACERO, 2022) el sector se ha comprometido a los Objetivos de Desarrollo Sostenible y ha logrado lo siguiente:

- Se consumen 4.6 m^3 de agua por tonelada de acero producido, cuando el promedio mundial es 28 m^3.
- Del 2008 al 2019, la intensidad energética se redujo 17%, el consumo de carbón 18% y el uso de combustóleo 97%.
- Se reaprovechan 8.3 PJ de calor proveniente de gases de proceso.
- Se reciclan aproximadamente 7 Mt de chatarra de acero anualmente.
- 38% de la producción se hace por vía Horno de Arco Eléctrico.
- Se capturan cerca de 247 mil tCO_2 de carbono en la industria de alimentos y bebidas.

12.1.4 Industria 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 como la rama 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).

Figura 148. Datos económicos relevantes del subsector químico.



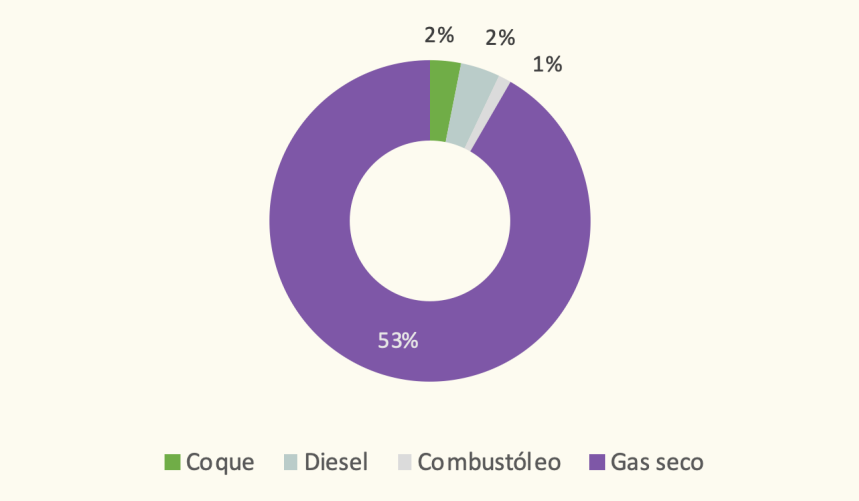
Fuente: GOBMX (2022d).

Sin embargo, en los últimos años se ha registrado un decremento en la producción y su utilización de capacidad instalada ha pasado de ser 78.3% en el 2010, a 69.1% en 2021 (ANIQ, 2022). Aunque el motivo de este decrecimiento en la industria

podría tener muchos factores (Bazán Navarrete, 2016; de Maria y Campos, 2017); uno importante a considerar es que las importaciones de productos químicos han incrementado mientras que las exportaciones disminuyeron (ANIQ, 2022; de Maria y Campos, 2017). De la producción total de 986,072M de pesos en 2019, el Estados de México y la Ciudad de México tuvieron la mayor participación (GOB MX, 2022d).

En el 2019, esta industria aportó 4.6 $MtCO_2e$ de emisiones de GyCEI por procesos industriales químicos y 7.6 $MtCO_2e$ por uso de combustibles (SEMARNAT, 2022a), mientras que consumió 114 PJ (SENER, 2022a), razón por la cual la industria química se sitúa en la lista de las industrias con más impacto en GyCEI del país.

Figura 149. Combustibles usados en el subsector químico.



Fuente: elaboración propia a partir de SENER (2022g).

Recuadro 9. Mujeres en la industria química.

Esta industria es predominantemente masculina y las desigualdades de género se manifiestan en una clara división sexual del trabajo, lo que genera segregación laboral tanto horizontal como vertical. De acuerdo con datos de la Cámara Minera de México, en 2020, en la industria minera trabajaban 57,826 mujeres, es decir, el 15.7% del total de la plantilla laboral que conforman el sector minero-metalúrgico. Como consecuencia de esta masculinización, la participación de las mujeres en la toma de decisiones es escasa, ya que tan solo el 9.5% de las posiciones ejecutivas en la industria minera son ocupadas por mujeres (segregación vertical). En lo que respecta a la segregación horizontal, de acuerdo con el mismo reporte de la Camimex, se observa también una baja participación de mujeres, no solo en los puestos de supervisión y en las posiciones técnicas (10.5% y 13.9%, respectivamente), sino en los puestos administrativos, donde las mujeres

ocupan el 31.3% de los espacios (CAMIMEX, 2020). Esta última cifra confirma cómo los trabajos que llevan a cabo las mujeres en la industria minera están determinados por los roles y estereotipos de género asignados a las mujeres, en donde lo femenino se asocia al servicio y cuidado de las personas. De ahí que no sea casualidad que la mayor proporción de mujeres esté en puestos administrativos y no en las posiciones técnicas, de supervisión o liderazgo o ejecutivas, toda vez que estas son actividades asociadas más bien a lo masculino y, por ende, tradicionalmente se espera que sean llevadas a cabo por hombres.

De acuerdo con datos de la ENOE (INEGI, 2022i), en el primer trimestre de 2022, la población ocupada en la industria química fue de 334,000 personas, de las cuales, el 58.6% eran hombres con un salario promedio mensual informado de $7,450 pesos, mientras que 41.4% eran mujeres con un salario promedio de $5,000. Si bien la industria química es de las industrias vinculadas con las STEM (ciencia, tecnología, ingeniería y matemáticas, por sus siglas en inglés), donde la brecha entre la participación de hombres y mujeres es de las más pequeñas, el salario promedio de las mujeres es 33% menor con respecto al salario promedio de un hombre en la industria.

12.1.5 Industria del papel

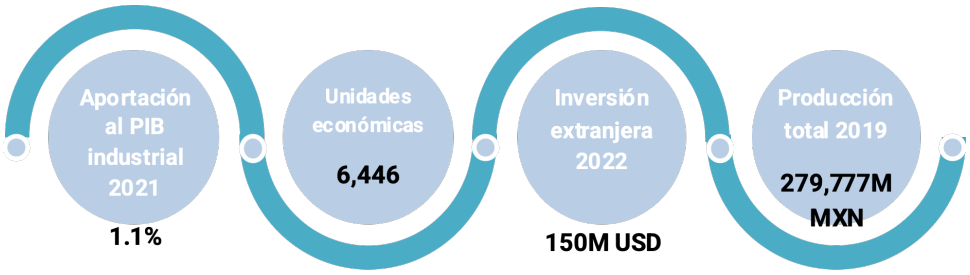
La producción de papel y cartón a nivel mundial se estimó en 405 millones de toneladas para 2019, en donde Asia tiene la mayor participación en la producción, con 194 millones. Los principales países productores son China, con 27.6% del total, Estados Unidos con el 16.8%, y Japón, con el 6.3%. México registro una producción de 5.8 millones, lo que represento el 1.4% del total mundial. En cuanto la pulpa de celulosa, la producción fue de 189.7 millones, de los cuales 27.5 % corresponden a Estados Unidos, 10.7% a Brasil y 8.9% a Canadá. México registra una producción muy pequeña, de 123 mil toneladas (FAO, 2021b).

La elaboración de papel en México se remonta a varios siglos atrás cuando los Mayas iniciaron su fabricación y después los Mexicas lo producían a partir de corteza de higuera. En los primeros años posteriores a la conquista, se instaló el primer molino de papel en toda América en Culhuacán. Actualmente, la mayoría de la industria del papel en el país usa como materia prima las fibras recicladas. Se estima que, aproximadamente, se aprovecha un 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). Solo en 2018, se utilizaron alrededor de 6 Mt de fibras secundarias como materia prima en elaboración de papel (Cámara del Papel, 2022).

La industria del papel representa cerca del 1% del PIB industrial, y está conformada por 25 empresas, con plantas en 21 estados de la república (Cámara del Papel, 2020). Aun con los impactos económicos provocados por la pandemia del COVID-19, la industria papelera se ha mantenido en constante crecimiento y ha duplicado su PIB de 2B MXN, en 2010, hasta 4.7B MXN, en 2021 (Gobierno de México, 2022b). Para 2020, las exportaciones de papel y cartón contabilizaron 1,731 millones de dólares, siendo el principal destino los Estados Unidos, con exportaciones por un valor de 1,459 millones de dólares, seguido de Canadá, con 56 millones. Las exportaciones a países de Centroamérica fueron relevantes, alcanzando 87 millones de dólares. Por el lado de las importaciones, las compras alcanzaron un valor de 3,509 millones de dólares, con los Estados Unidos como el principal país de origen, con una participación de 69%, seguido de China, con 6%, y Alemania, Canadá y Suecia, con 3% cada uno (Market Data México, 2021).

Figura 150. Datos económicos relevantes del subsector papel.



Fuente: GOBMX (2022e).

De acuerdo con datos de la Secretaría de Economía, en el tercer trimestre de 2022, de las 189,000 personas ocupadas en la industria del papel, tan solo el 33.4% eran mujeres. Además, mientras que el salario promedio mensual de un hombre fue de $6,008 pesos, el salario promedio de las mujeres fue de $4,890 pesos lo cual significa que la brecha salarial fue del 18.6%.

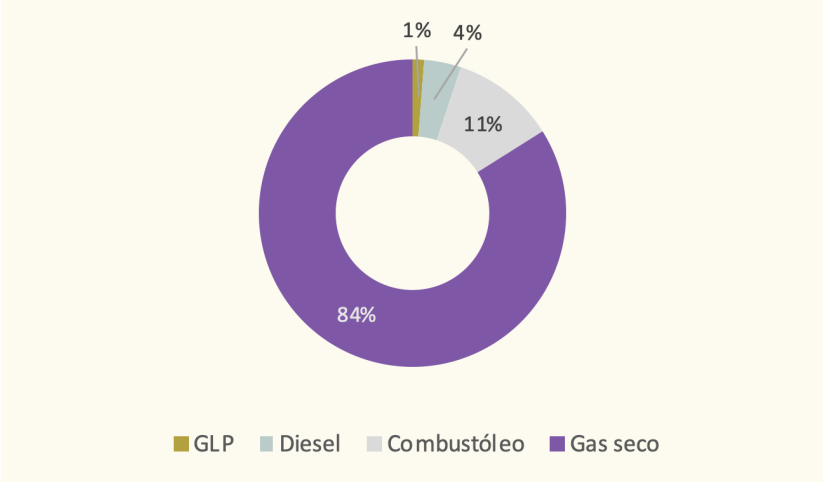
En 2016, se fabricaron 5,600 Mt de papel en el país, de las cuales 64% fueron destinados a empaques de productos (Seale&Associates, 2017). La producción de papel para 2020 en el país fue de 5.8 millones de toneladas: La mayor parte de la

producción corresponde a materiales para empaque, con una participación de 71%, seguido por el papel sanitario y facial, con 21.7%. El restante corresponde a papel para escritura e impresión y especiales. La producción de pulpa de celulosa fue de 121.9 mil toneladas en dicho año. Por el lado de la demanda, el consumo aparente de papel para empaque fue de 5.5 millones de toneladas, el de papel sanitario y facial 1.14, y papel para escritura e impresión 0.9 millones de toneladas (SEMARNAT, 2022b). Aun con los impactos económicos provocados por la pandemia del COVID-19, esta industria se ha mantenido en constante crecimiento y ha duplicado su PIB de 2B MXN, en 2010, hasta 4.7B MXN, en 2021 (DataMéxico, 2022a) con el Estado de México y Nuevo León participando mayoritariamente en la producción total. En 2016, se fabricaron 5600 Mt de papel en el país, de las cuales 64% fueron destinados a empaques de productos (M&A México, 2017).

En México las fibras secundarias recuperadas (recicladas) tienen un gran aporte en la producción, llegando a ser en 2020 de 88.2% del total de fibras utilizadas, lo que equivale a 6.1 millones de toneladas. Este porcentaje ha ido en aumento desde hace varios años, considerando que en 2003 era de 81.8% (SEMARNAT, 2022b). Así, México es uno de los países con el mayor consumo de papel reciclado en el mundo (cuarto lugar en 2013) (CPapel, 2022).

En 2019, la industria de celulosa y papel generó 2.6 $MtCO_2e$ por uso de combustibles (SEMARNAT-INECC, 2022) y consumió 55 PJ de energía. La mayor parte de esta energía provino del gas natural, con 64%, seguido de la electricidad con 23.6% y el combustóleo, con 8.4%. También se reportaron consumos menores de diésel y gas LP (SENER, 2022a). A continuación, se muestra el consumo de energéticos fósiles en el sector:

Figura 151. Combustibles usados en el subsector pulpa y papel.



Fuente: elaboración propia a partir de SENER (2022g).

Se estima que la industria de la pulpa y papel fue responsable de la emisión de 190 millones de toneladas de CO_2 en 2021 a nivel global, lo que representa cerca del 2% del total de emisiones de la industria. La intensidad de emisiones promedio se ha mantenido constante desde 2018, siendo esta de 0.45 tCO2/ton de papel. El consumo de energía del sector se estimó en 8,595 PJ; la industria se caracteriza por utilizar biomasa en grandes cantidades, aprovechando los residuos de madera en sus operaciones. Esta biomasa represento el 43.2% de su consumo global de energía, seguido de la electricidad, con el 20.3% y el gas natural, con 14.9% (IEA, 2022a).

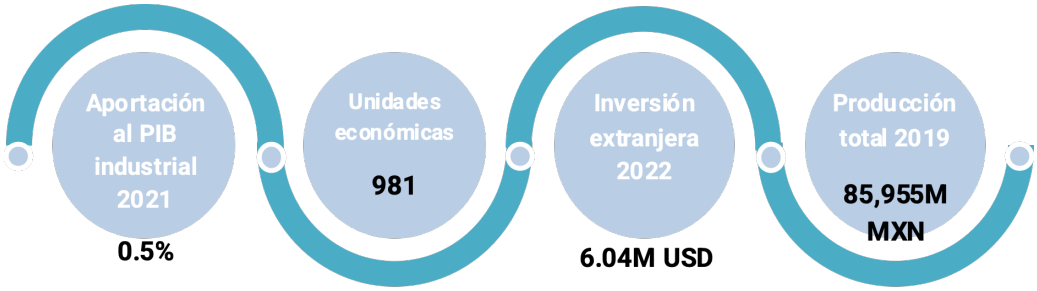
12.1.6 Industria del vidrio

La producción de vidrio en México comenzó en Puebla en 1542 por iniciativa de un empresario español. Por 200 años se mantuvo como el único lugar en el país que lo producía, hasta que, en 1889, se instaló la primera vidriería mexicana en la Ciudad de México. Desde siempre, el crecimiento de esta industria ha estado relacionado a los sectores de alimentos, bebidas alcohólicas y productos cosméticos (Salomón, 2003).

La fabricación de vidrio y sus productos alcanzó los 85,962M de pesos en 2019, del cual los estados que más tuvieron participación fueron Estado de México y Nuevo León (GOB MX, 2022f). De acuerdo con datos de la Secretaría de Economía, la fuerza laboral de trabajadores del vidrio y similares, durante el primer trimestre

de 2022, fue de 20,800 personas, de las cuales, el 83.6% fueron hombres con un salario promedio de $4,140 pesos, mientras que el 16.4% fueron mujeres con salario promedio de $2,510 pesos. Como se puede observar, esta es una industria predominantemente masculina, donde la brecha salarial entre mujeres y hombres es del 39.38%.

Figura 152. Datos económicos relevantes del subsector vidrio.

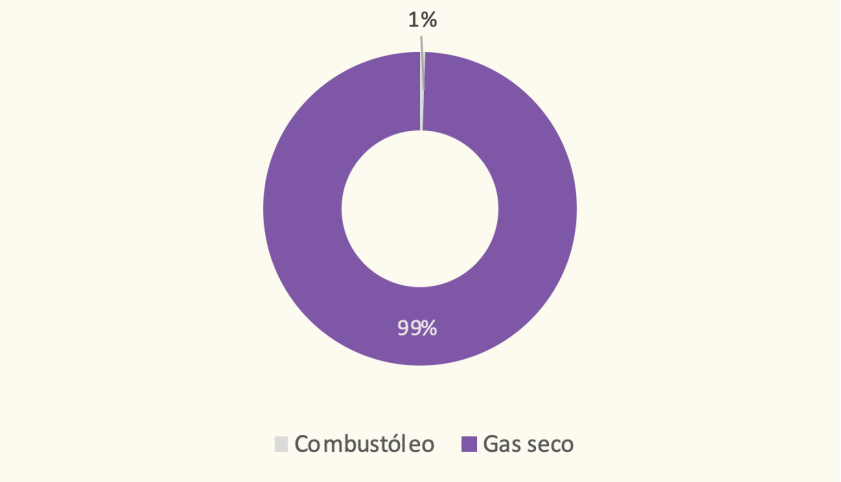


Fuente: GOBMX (2022f).

A pesar de que 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 en vidrio. Por ello, sus ventas se encuentran en un 80% en el mercado nacional (Ramírez, 2015). Hay materiales que compiten con él, como el plástico y aluminio, que han ganado terreno en el mercado de contenedores, como el de refrescos, donde anteriormente dominaba el vidrio (Salomón, 2003).

Esta industria generó, en 2019, 1.1 $MtCO_2e$ de GyCEI (SEMARNAT-INECC, 2022) y consumió 52.2 PJ de energía (SENER, 2022a), posicionándose como una industria energéticamente intensiva por debajo de la industria papelera.

Figura 153. Combustibles usados en el subsector vidrio.



Fuente: elaboración propia a partir de SENER (2022g).

12.1.7 Industria del azúcar

La producción mundial de azúcar en 2020 fue de 170 millones de toneladas, en donde Brasil fue el principal productor, con 38 millones de toneladas o 22.4% del total, seguido de India con el 18.2%, mientras que la Unión Europea registro una producción equivalente al 8.4%. México tuvo una producción de 5.7 millones de toneladas, lo que representa el 3.4%. Para 2020, se cosecharon 27.8 millones de hectáreas de caña de azúcar, (36% en Brasil y 17% en India). La caña de azúcar representó el 21% de la producción global de cultivos durante el periodo 2000-2019 (FAO, 2022).

El 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 y chocolates. 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 2020/21, la producción de azúcar alcanzó 3.3 Mt con un rendimiento de 67.3 toneladas por hectárea cosechada de caña (CONADESUCA, 2021; SADER, 2021).

La industria del azúcar es de importancia para la actividad económica del país, generando 440 mil empleos directos y 2.2 millones indirectos (GOB MX, 2021). Mientras la agroindustria de caña de azúcar solo representa el 0.5% del PIB nacional, esta aporta el 16% al PIB de la industria alimentaria y 6% al agropecuario

(según información de ciclo 2020/21 (Martínez, 2022). Desde los acuerdos firmados entre Estados Unidos y México (2014) respecto a la venta de azúcar, el valor de las exportaciones de este insumo ha disminuido considerablemente, desde los 783M USD en 2013, hasta 218M USD en 2021 (DataMéxico, 2022b; Morales, 2022). Sin embargo, las exportaciones totales de azúcar en el periodo 2021-2022 (estimados a septiembre de 2022), representan casi el doble de las observadas en el ciclo 2008-2009, alcanzando 2.12 millones de toneladas. El principal destino de las exportaciones es Estados Unidos, con 1.8 millones de toneladas. En un lejano segundo lugar se encuentra Marruecos, con 119.5 mil toneladas. En comparación, las importaciones son muy pequeñas, ya que se han registrado solamente 6,803 toneladas, cuyo origen mayoritario es igualmente los Estados Unidos (CONADESUCA, 2022a).

Figura 154. Datos económicos relevantes del subsector azucarero.



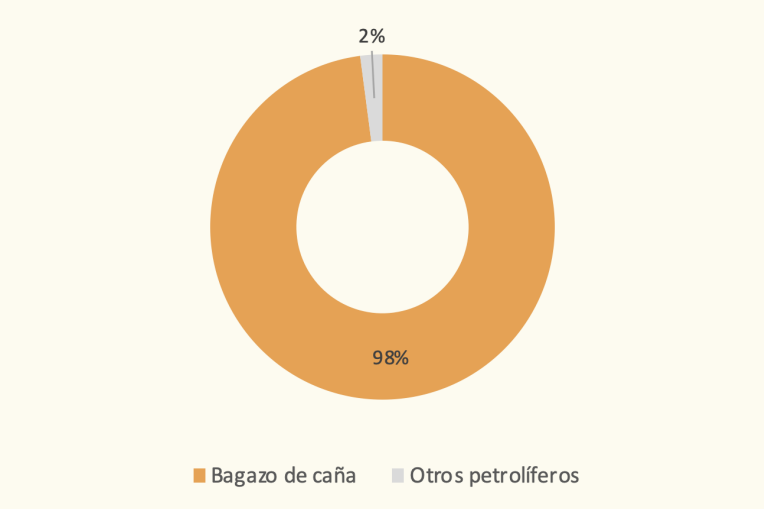
Fuente: GOBMX (2022g).

Para la zafra 2020-2021, se tenían registrados 49 ingenios azucareros en México en 15 estados, los cuales procesaron 51.3 millones de toneladas de caña en 790 mil hectáreas sembradas, y un rendimiento de 11.4%, con lo cual la producción fue de 5.7 millones de toneladas de azúcar. Con estos datos, el país se posiciono como el noveno productor a nivel mundial. Los estados que destacan por su producción de azúcar son Veracruz, con 2.13 millones toneladas; Jalisco, 733,175 toneladas; San Luis Potosí, 643,605 toneladas, y Chiapas, 338,480 toneladas (MAM, 2022).

El sector azucarero consumió 38 PJ de energía en 2019 y 36.3 PJ de energía en 2020. El 87% del total de energía consumida 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 ido desplazando 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, reduciéndose su consumo casi 10 veces en los últimos 10 años (CONADESUCA, 2021; SENER, 2022a).

Figura 155. Combustibles usados en el subsector azucarero.



Fuente: elaboración propia a partir de SENER (2022g).

Con respecto a las emisiones, en 2016 se reportó una generación de 0.3 $MtCO_2e$ y 0.02 Mt de carbono negro (CN), el cual representa el 26% del CN nacional (INECC-SEMARNAT, 2018). 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 m^3 de combustóleo en sus operaciones (SEMARNAT-INECC, 2018).

12.2Metodología y supuestos

El análisis del sector representa todo un reto en su modelación debido a que es uno de los más heterogéneos en cuanto a la diversidad de productos y métodos de producción, pues involucra diversos subsectores como el hierro y el acero, cemento, vidrio, celulosa y papel, azúcar y química, entre otros.

Debido a esta heterogeneidad y la relativamente escasa información disponible, se evaluarán las medidas más relevantes para la mitigación de emisiones de GEI con un enfoque detallado, mientras que otras medidas o subsectores, se analizarán con un enfoque agregado a partir de indicadores, tales como emisiones por unidad de producto, ahorro total de energía, etc.

Es por ello por lo que el método de este análisis es una combinación entre enfoques *top-down* y *bottom-up* que permiten representar la dinámica del sector industrial y sus subsectores utilizando la información limitada. Por una parte, el enfoque de arriba hacia abajo proporciona proyecciones de emisiones basadas en la dinámica general de la economía, modelando la actividad de cada sector mediante variables macro (por ejemplo, población, PIB) y determinados indicadores (por ejemplo, intensidad energética, intensidad de carbono). El objetivo de este enfoque es correlacionar los factores de crecimiento macroeconómico más importantes con el crecimiento del sector manufacturero y obtener las elasticidades correspondientes, así como la intensidad de emisiones por unidad de producto. Por otro lado, el enfoque de abajo hacia arriba permite la modelación a través de soluciones tecnológicas por medida o sector.

12.3Línea base

La línea base agregada del sector industrial se construyó a partir de la información del INEGyCEI 2019 (SEMARNAT-INECC, 2022) del cual se tomaron las categorías:

- [1A2] Industrias manufactura y de la construcción (Uso de combustibles) y
- [2] Procesos industriales y uso de productos

A partir de las emisiones reportadas en la última década (2010-2019) se construyeron las proyecciones a 2030. 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

de cada subsector. Es decir, se asume que la intensidad energética de estos sectores se mantiene constante (energía/$)

- La participación de los otros sectores con respecto a las emisiones totales, distintos al punto anterior, se mantiene constante con respecto al promedio 2010-2020.

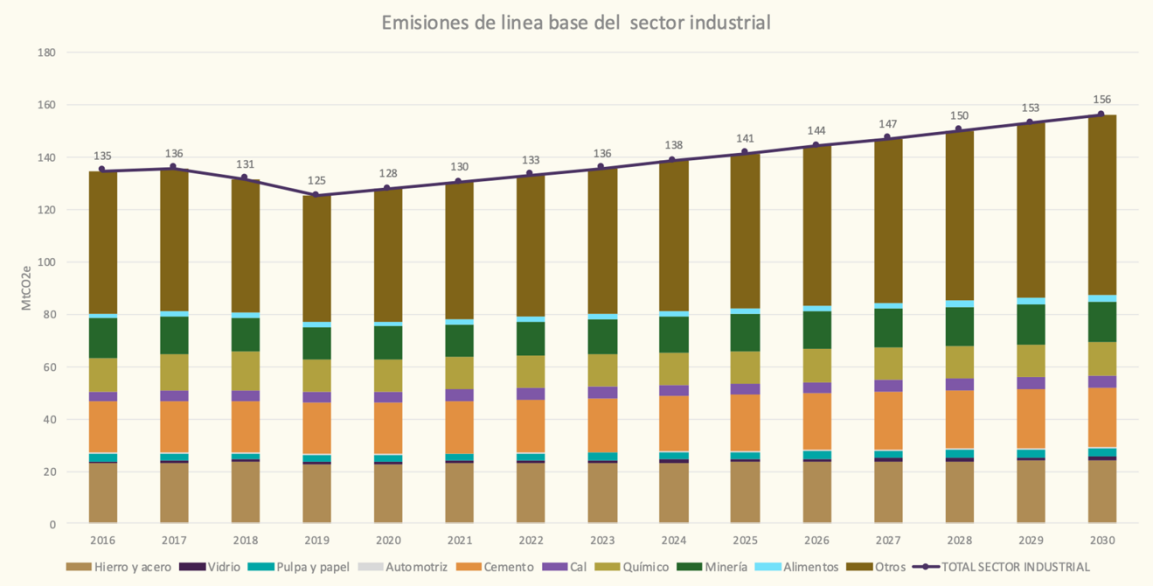
Tabla 73. Crecimiento del PIB del sector industrial y subsectores

	Proyecciones del crecimiento del pib anual	
	2022-2030	**2031-2050**
PIB sectorial	2.02%	1.33%
Industria básica del hierro y el acero	1.89%	1.54%
Fabricación de cemento y productos a base de cemento en plantas integradas	1.50%	1.27%
Elaboración de azúcares	1.41%	1.24%
Industria Química	0.11%	0.11%

Fuente: elaboración propia.

La siguiente figura muestra las proyecciones de crecimiento de emisiones con base en los supuestos descritos.

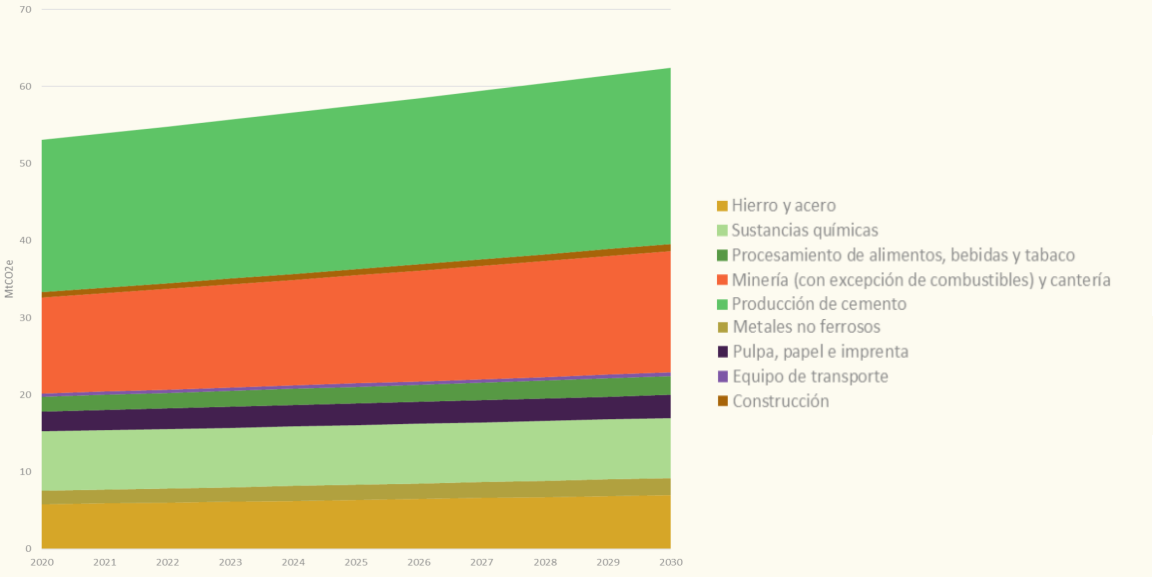
Figura 156 Proyección de emisiones del sector industria en el escenario base.



Fuente: elaboración propia.

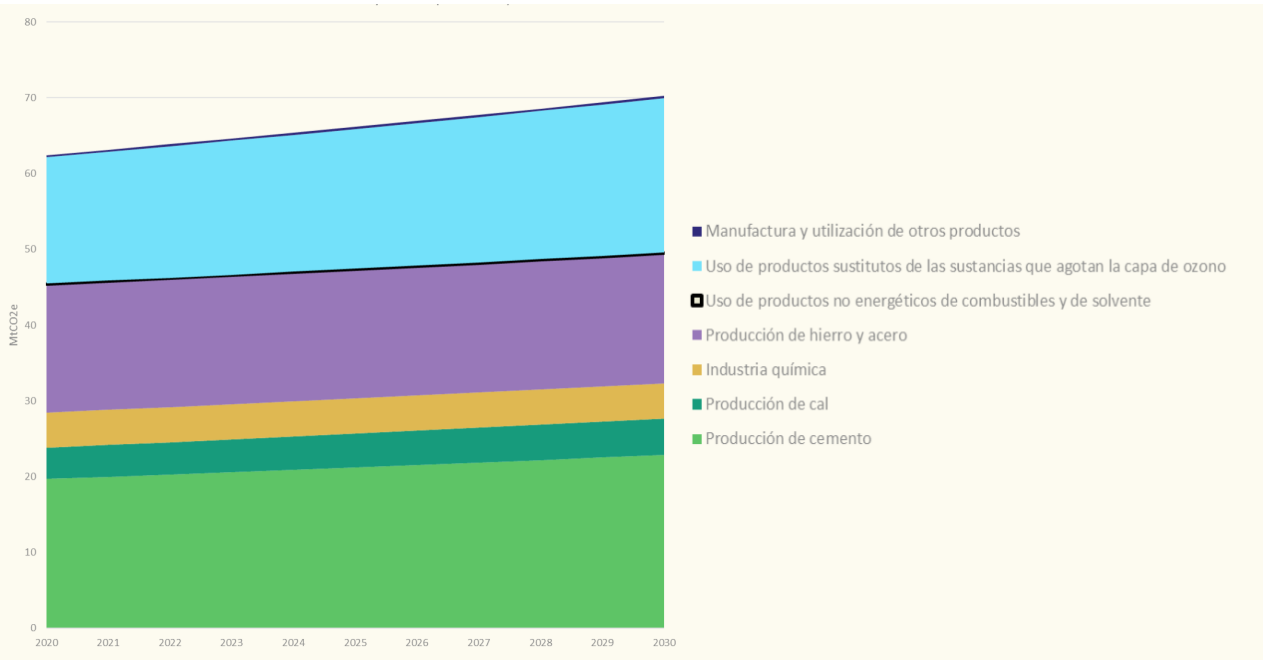
Las siguientes dos gráficas muestran la proyección de emisiones por uso de combustibles y por procesos industriales y uso de productos.

Figura 157. Emisiones del sector industria en el escenario base por uso de combustibles.



Fuente: elaboración propia.

Figura 158. Emisiones del sector industria en el escenario base (procesos industriales y uso de productos).



Fuente: elaboración propia.

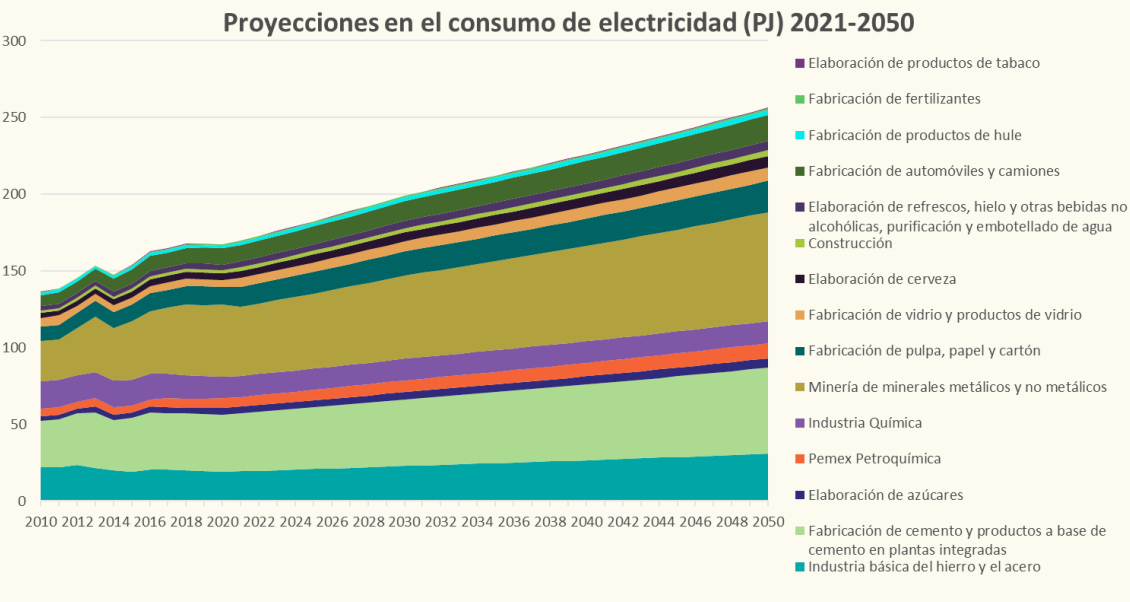
12.3.1 Consumo de electricidad

Las proyecciones de línea base en el consumo de electricidad toman como base la información de consumo eléctrico en el sector industrial reportado en el Sistema de Información Energética de la Secretaría de Energía (SENER, 2022b). A partir del consumo eléctrico en el periodo 2010 a 2020 se realizan proyecciones bajo los siguientes supuestos:

- El consumo eléctrico del sector crece a la misma tasa que el PIB del sector industria (ver Tabla 72).
- En cuanto a los sectores de Industria básica del hierro y el acero; fabricación de cemento y productos a base de cemento en plantas integradas; elaboración de azúcares; e industria química:
- su crecimiento es igual a las proyecciones del crecimiento del PIB de cada subsector (ver Tabla 72). Es decir, se asume que la intensidad energética de estos sectores se mantiene constante (energía/$)

- La participación de los otros sectores con respecto a las emisiones totales, distintos al punto anterior, se mantiene constante con respecto al promedio 2010-2020.

Figura 159. Proyección del consumo de electricidad en el sector industrial.



Fuente: elaboración propia.

12.4 Medidas de mitigación identificadas

La Ley General de Cambio Climático (LGCC), en su artículo segundo transitorio, establece una meta de reducción de 5% de emisiones de GEI en 2030 para el sector de industria (Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, 2012). A fin de guiar el cumplimiento de las metas nacionales, el INECC desarrolló tres rutas de mitigación sectoriales que sirvieron como insumo a la Sexta Comunicación Nacional (SEMARNAT-INECC, 2018). Estas se dividen en los siguientes subsectores:

- Industria química, petroquímica, alimentos y bebidas, metalurgia no ferrosa, vidrio, papelera y automotriz (INECC, 2018b);
- Industria de combustión y procesos de las industrias mineras y de gases-F (INECC, 2018d);
- Industria del cemento, acero, cal y azucarero (INECC, 2018c).

Las principales acciones de mitigación del sector industria que ha reconocido el INECC se recopilaron en la siguiente tabla:

Tabla 74. Acciones de mitigación del sector industria que forman parte de las rutas de mitigación.

Categoría	Sector aplicable	Emisiones en 2030 ($MtCO_2e$)	Potencial de mitigación acumulado (tCO_2e)
Eficiencia Energética: Optimización y ajustes de los parámetros operacionales en calderas e implementar buenas prácticas operativas en usuarios de vapor para el sector papel	Papel	0.0002	0.325
Eficiencia Energética: Implementar quemador de alta eficiencia en hornos, para el Sector MNF	Minerales no ferrosos	0.0429	0.229
Eficiencia Energética: Optimizar la eficiencia de los hornos, eliminando las pérdidas de energía e implementando sistemas de recuperación de calor y equipos de control.	Alimentos y bebidas	0.1243	0.104
Eficiencia Energética: Optimizar la eficiencia de los hornos, eliminando las pérdidas de energía e implementando sistemas de recuperación de calor y equipos de control.	Automotriz	0.1243	0.434
Eficiencia Energética: Optimizar la eficiencia de los hornos, eliminando las pérdidas de energía e implementando sistemas de recuperación de calor y equipos de control.	Minerales no ferrosos	0.1243	0.041
Eficiencia Energética: Optimizar la eficiencia de los hornos, eliminando las pérdidas de energía e implementando sistemas de recuperación de calor y equipos de control.	Vidrio	0.1243	0.043
Cambio Tecnológico: Sustitución de combustibles por otros de menor factor de emisión o neutros en el sector vidrio	Vidrio	0.1950	0.403
Aprovechamiento de gas metano de minas subterráneas para generación de electricidad	Minería	0.800	5.100
Sustitución de HFC-134a por HFO-1234yf en sistemas de aire acondicionado móvil	Gases F	6.4600	0.170

Sustitución de HFC-134a por R-600a en refrigeradores comerciales auto contenidos nuevos	Gases F	5.4800	0.250
Sustitución de HFC-134a por R-600a en refrigeradores domésticos nuevos	Gases F	0.9800	0.160
Incrementar la participación de combustibles alternativos en el consumo térmico del sector	Cemento	23.4400	2.25
Sustitución de clínker por otros materiales cementantes	Cemento	1.4800	7.81
Incremento de la producción con horno de arco eléctrico (DRI y Chatarra)	Acero	ND	9.5900
Captura y aprovechamiento de CO2 como insumo para otros sectores	Acero	ND	3.1400
Nuevas mejoras en eficiencia energética	Acero	ND	1.6600
Captura y Secuestro de Carbono en el sector Acero	Acero	ND	0.0000
Cogeneración eficiente	Cal	ND	0.0400
Uso de biomasa como combustible alterno	Cal	ND	1.1300
Uso de gas natural para sustituir el uso de carbón y coque	Cal	ND	1.5900
Sustitución de hornos rotatorios	Cal	ND	0.3900
Nuevas mejoras en eficiencia energética	Cal	ND	0.0600
Captura y Secuestro de Carbono en el sector Cal	Cal	ND	0.0000
Cogeneración eficiente y venta de excedentes	Ingenios azucareros	ND	7.13
Instalación de sistemas de control de partículas para mitigar emisiones de CN	Ingenios azucareros	ND	0.3514 CN
Eliminación del uso de combustóleo	Ingenios azucareros	ND	0.4300
Implementar medidas de eficiencia energética en ingenios	Ingenios azucareros	ND	0.2100
Total		**73.8553**	

Fuente: INECC (2018b; 2018c; 2018d).

Partiendo de las medidas identificadas en las rutas de mitigación del INECC, se llevó a cabo un ejercicio de priorización a fin de identificar aquellas acciones

factibles para su análisis en el presente estudio. Para determinar su factibilidad de análisis, se dio prioridad a las medidas sobre las cuales se contara con la siguiente información:

a) Metas de mitigación de emisiones a 2030.
b) Acciones específicas para alcanzar la meta.
c) Información sobre los paquetes tecnológicos que implica la ejecución de estas acciones.
d) Información técnica de las tecnologías que permitiera estimar el consumo de combustibles, eficiencias, tiempo de vida útil, etc.
e) Información económica acerca de inversiones (Capex) y costos operativos y de mantenimiento (Opex), tanto de la tecnología estándar (o convencional) como de las tecnologías eficientes, a fin de analizar los costos adicionales.

Lo anterior permitió identificar algunas medidas con información suficiente para llevar a cabo un análisis detallado con paquetes tecnológicos, costos de operación, economías de escala, etc., mientras que con otras medidas sólo fue posible encontrar información promedio con base en producción o consumo, tanto de costos como de mitigación.

Cada sección de los subsectores se dividió en las diferentes medidas de mitigación. A continuación, se detallan aquellas en las que se identificó información técnica y económica suficiente para su análisis. Para cada una de ellas se describe el potencial de mitigación, los supuestos empleados y los resultados tanto para el escenario no condicionado como para el condicionado.

12.5 Escenario no condicionado

12.5.1 Incrementar la participación de combustibles alternativos en el consumo térmico del sector cemento

Los combustibles alternos reducen la intensidad de CO_2 del proceso de producción de clínker al reducir la cantidad de combustibles fósiles utilizados. Los combustibles alternos pueden ser introducidos en distintas secciones de los hornos de clínker cuya temperatura permite realizar una combustión completa de

los materiales introducidos, así como la incorporación de componentes en el producto final, es decir, el cemento.

Los principales combustibles alternativos son las llantas, la biomasa, los residuos sólidos y otro tipo de residuos manejo especial o peligrosos que generan las industrias (combustibles formulados). La reducción neta de emisiones está en función del poder calorífico y el factor de emisión de GyCEI del combustible alterno y del combustible fósil utilizado en la línea base. En este caso, se ha considerado al coque de petróleo como el principal combustible empleado en el escenario de línea base del sector.

La medida involucra el incremento de la participación de combustibles alternativos con potencial de reducir las emisiones de GyCEI provenientes del uso de combustibles fósiles en los hornos de cemento. El principal combustible alternativo son los residuos sólidos urbanos, constituido principalmente por papel y cartón, plásticos, textiles y madera.

La línea base asume que la industria cementera mantiene constante la proporción de la energía térmica proveniente de combustibles alternativos en 10%, mientras que en el escenario no condicionado se plantea lo siguiente:

Tabla 75 Características de la medida incrementar la participación de combustibles alternativos en el consumo térmico del sector cemento en el escenario no condicionado.

Escenario no condicionado
• Incremento paulatino en el uso de combustibles alternativos: 20% en 2025 y 25% en 2030 (INECC, 2018c). Se asume que la energía desplazada provendrá del coque de petróleo y, en su lugar, se incrementa el uso de residuos sólidos urbanos, que pasa de una participación del 8% en 2017, al 23% en 2030. La participación relativa de los demás combustibles permanece constante. • La mitigación en 2030 es de 3.314 $MtCO_2e$

Fuente: elaboración propia.

Los costos de esta medida incluirán al consumo de combustibles alternativos, es decir, gas natural, neumáticos y RSU y los ahorros son inducidos por el costo de combustibles fósiles, diferentes del gas natural.

12.5.1.1 Supuestos particulares

A continuación, se detalla el enfoque para el análisis técnico-económico las estimaciones, fuentes y supuestos particulares utilizados para la estimación de costos y beneficios asociados a esta medida:

CONSUMO DE ENERGÍA EN EL SECTOR CEMENTERO EN LÍNEA BASE

El consumo energético y sus proyecciones a 2030 se basan en el consumo energético y su proyección de crecimiento a una tasa de 1.5% (ver Tabla 72). Su construcción se basa en un balance de materia y energía por tipo de combustible, de acuerdo con la información histórica identificada. Se asume, en la línea base, que la proporción de consumo energética de los combustibles diferentes a los combustibles alternos se mantiene constante. Las fuentes de información consultadas se detallan a continuación:

Tabla 76. Supuestos del consumo de energía en el sector cementero.

Combustible	Unidades	Valor	Fuente de información
Carbón	Energía (PJ)	Serie de tiempo	SIE, Recuperado de sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cvecua=E301
Coque de petróleo	Volumen másico (Miles de toneladas por año)	Serie de tiempo	Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2018-2032, Recuperado de sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cvecua=DIPS_PP_C37_E
Combustóleo	Valor energético para hornos de cemento (Kcal)	1,593,000	Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2013-2027, Sección Factores de Conversión, pág. 212 Recuperado de base.energia.gob.mx/Prospectivas18-32/PPP_2018_2032_F.pdf
Gas seco	Volumen de gas utilizado (Millones de metros cúbicos por día)	Serie de tiempo	Prospectiva de Gas Natural y L.P. 2014-2028, Recuperado de https://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cvecua=DIPS_LP_C04_ESP
Neumáticos	Valor energético (GJ por tonelada)	36.37	Factores de emisión para los diferentes tipos de combustibles fósiles y alternativos que se consumen en México, tabla 10, pág. 19. Recuperado de www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/110131/CGCCDBC_2014_FE_tipos_combustibles_fosiles.pdf

RSU	Valor energético (GJ por tonelada)	20.16	Calculado a partir de información en (Bhander et al., 2010)

Fuente: elaboración propia.

PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

Tabla 77. Precios de combustibles considerados para el sector cementero.

Combustible	Unidad	Precio de combustible	Fuente de información
Carbón	USD/MMBTU	Serie de tiempo	PRODESEN 2022-2037 cuadro 7.1, pág. 133 www.cenace.gob.mx/Docs/16_MARCOREGULATORIO/Prodecen//15%202022-2036%20Cap%C3%ADtulos%207%20al%209%20y%20Anexos.pdf
Coque de petróleo	USD/MMBTU	Serie de tiempo	PRODESEN 2022-2037 cuadro 7.1, pág. 133 www.cenace.gob.mx/Docs/16_MARCOREGULATORIO/Prodecen//15%202022-2036%20Cap%C3%ADtulos%207%20al%209%20y%20Anexos.pdf
Combustóleo	USD/MMBTU	Serie de tiempo	PRODESEN 2022-2037 cuadro 7.1, pág. 133 www.cenace.gob.mx/Docs/16_MARCOREGULATORIO/Prodecen//15%202022-2036%20Cap%C3%ADtulos%207%20al%209%20y%20Anexos.pdf
Gas seco	MXN2013/MMBTU	Serie de tiempo	Prospectiva de Gas Natural y L.P. 2013-2027, figura 4.7, pág. 151 www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/62950/Prospectiva_de_Gas_natural_y_Gas_L.P._2013-2027.pdf
Neumáticos	USD2013/t	57.3	El horizonte temporal de las inversiones es de 20 años, tabla 7. Pág. 16 Recuperado de https://cdm.unfccc.int/Projects/DB/RINA1350995998.55/view
RSU	USD2018/t	20	Potencial para la valorización energética de residuos urbanos en México, a través del co-procesamiento en hornos cementeros, tabla 5, pág. 31, Recuperado de: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/197603/Potencial_para_la_valorizacion_energetica.pdf

Fuente: elaboración propia.

12.5.2Cogeneración eficiente en el sector de cal

La medida descrita en la ruta de mitigación (INECC, 2018c) tiene como objetivo la implementación de una planta de recuperación de calor para la generación de electricidad. Se definen dos escalas de generación, una que genera 3,500 MWh/año, denominado Escenario B y otra de 7,700 MWh/año, denominado Escenario A. La primera opera a una temperatura y flujo de 375 ˚C y 10 kg/s, respectivamente. La segunda opera a una temperatura y flujo de 280 ˚C y 22 kg/s. El potencial de mitigación para el Escenario A y B es de 0.0459 y 0.0208 $MtCO_2e$ a 2030, de acuerdo con la ruta de mitigación. No existe tasa de penetración específica, el análisis se centra en la capacidad de generación descrita por la ruta de mitigación (INECC, 2018e).

Es importante aclarar que, si bien la medida habla de cogeneración, esta clasificación se debe a la legislación mexicana. En estricto sentido, se trata de generación a través de recuperación de calor con Ciclo Orgánico de Rankine.

12.5.2.1 Supuestos particulares

A continuación, se detalla el enfoque para los cálculos, fuentes y supuestos particulares utilizados para la estimación de costos y beneficios asociados a esta medida:

El año base es 2022, año en el que inician las acciones. Se considera una vida útil de 25 años, por lo que el análisis se extiende a 2054, asumiendo a 2030 como el último año de implementación. Se propone lo siguiente para el escenario no condicionado:

Tabla 78. Características de la medida Cogeneración eficiente en el sector de cal en los escenarios de mitigación en el escenario no condicionado.

Escenario No Condicionado
• Construcción y operación de sistemas de cogeneración con una capacidad total de 5.5 MW en 2022, 2.5 MW en 2023, 7.5 MW en 2024, 4.0 MW en 2025 y 2.0 MW en 2026.
• La mitigación en 2030 es de 0.0615 MtCO2e

Fuente: elaboración propia.

De acuerdo con la ruta de mitigación, se plantea que las plantas operen 7,000 horas al año (INECC, 2018). A partir de estos supuestos se estima la potencia necesaria de las plantas.

Para el costo de inversión, se tomarán los datos contenidos en (Lemmens, 2016), en donde se realiza un análisis técnico y económico de las diferentes aplicaciones de los procesos del Ciclo Orgánico de Rankine para el caso específico de recuperación de vapor. Se toma el costo de inversión de $2,136 euros/kW (Lemmens, 2016). Para la estimación de los costos de operación, se toma el valor de 40 USD/kW reportado por (ETSAP, 2010).

En el caso de la tarifa de electricidad, se tomó el costo de generación de la tarifa industrial del Suministro Básico de CFE, que reporta la Comisión Reguladora de Energía (ver sección de supuestos generales).

El factor de emisiones empleado fue el que se calculó para el sector eléctrico en el escenario no condicionado a fin de asegurar consistencia entre las medidas.

12.5.3 Cogeneración eficiente y venta de excedentes en ingenios azucareros

La medida consiste incrementar el número de ingenios azucareros con sistemas de cogeneración eficiente e incrementar la venta de excedentes de energía eléctrica. Se tomo como escenario de referencia la medida descrita en la ruta de mitigación del sector (INECC, 2018c), en la cual se describen cinco distintos escenarios:

A. 895 GWh/año, adicionales con un potencial de mitigación de 2.21 $MtCO_2e$ en 2030;
B. 1,146 GWh/año, adicionales con un potencial de mitigación de 2.83 $MtCO_2e$ en 2030;
C. 2,293 GWh/año, adicionales con un potencial de mitigación de 5.65 $MtCO_2e$ en 2030;
D. 2,628 GWh/año, adicionales con un potencial de mitigación de 6.48 $MtCO_2e$ en 2030; y
E. 2,893 GWh/año, adicionales con un potencial de mitigación de 7.13 $MtCO_2e$ en 2030.

Se detectó que, de acuerdo con la producción de caña molida observada, el potencial de generación por tonelada de caña molida no es suficiente para generar los excedentes reportados en la ruta. Por tanto, se dimensionó la capacidad de generación y autoconsumo de acuerdo con dicha producción observada, considerando la información de (Boeck, 2011). Así, se calculó el escenario de mitigación, en donde se utilizaron el potencial de generación y el factor de emisiones del sector eléctrico.

Tabla 79. Características de la medida Cogeneración eficiente y venta de excedentes en ingenios azucareros en el escenario no condicionado.

Escenario No Condicionado
• Se plantea el año de implementación de acuerdo con el tamaño de los ingenios, en donde los grandes (>9,000 toneladas de caña molida/d) entran en operación en 2022 (1 ingenio); los medianos (entre 5,000 y 9,000 toneladas de caña molida) en 2025 (19); y los pequeños (<5,000 toneladas de caña molida) 2028 (16). • La mitigación en 2030 es de 1 MtCO2e.

Fuente: elaboración propia.

La medida consiste en incrementar el número de ingenios azucareros con cogeneración eficiente e incrementar la venta de excedentes de energía eléctrica. Se toma como escenario de referencia el caso C, ya que está reportado como el escenario más costo efectivo (INECC-ADE, 2021). Por otra parte, debido a que los cinco escenarios antes mencionados son similares, y su potencial de mitigación únicamente cambia por un incremento de la capacidad de generación de excedentes, se describen los supuestos comunes a todos los escenarios.

12.5.3.1 Supuestos particulares

A continuación, se detallan las fuentes y los supuestos particulares necesarios para el análisis tecno-económico de esta medida:

PRODUCCIÓN HISTÓRICA DE CAÑA MOLIDA POR INGENIOS AZUCAREROS.

La base de datos de los ingenios y producción de caña molida se tomó del Sistema de Información del Sector Cañero (SINFOCAÑA, 2022). Para ello, se tomó la producción histórica desde 201[47] hasta 2021 y se seleccionaron los ingenios que

[47] Año en el que se encuentra disponible la información.

contaban con producción de caña molida. Así, se descartaron los ingenios que no mostraban actividad en al menos 3 años anteriores a 2021. El monto total de ingenios con producción de caña molida es de 44.

La información que se muestra en SINFOCAÑA tiene una temporalidad semanal. Por tal motivo, la suma de la producción anual corresponde a la sumatoria de la producción semanal durante la época de zafra. Como dicha información es semanal, y la producción de los ingenios no es homogénea o similar en la época del año, se calculó un promedio diario de producción. Este indicador es importante porque con él se clasificaron los ingenios dentro de los criterios que la ruta de mitigación (INECC, 2018d) determina:

- Chicos: más de 5,000 toneladas de caña molida/día.
- Medianos: entre 5,000 y 9,000 toneladas de caña molida/día.
- Grandes: más de 9,000 toneladas de caña molida/día.

Asimismo, con la información del PRODESEN, se identificaron 8 ingenios que actualmente cuentan con un sistema de cogeneración para producir electricidad, por lo que el número final de ingenios sin cogeneración es de 36 (SENER, Varios años). Además, se tomó una tasa de crecimiento estimada de 1.41% para la producción nacional de caña molida (ver Tabla 72).

12.5.3.2 Estimaciones

Como se explicó en el apartado anterior, los 36 ingenios se clasificaron de acuerdo con su producción diaria de caña molida. Para tener un mejor estimado sobre la producción de caña molida por ingenio, se tomó el promedio de los últimos 10 años; mientras que, la producción anual nacional, se refiere al producto de dicho promedio por el número de ingenios, descrito en el apartado anterior.

Se establecieron cinco escenarios de generación de excedentes de acuerdo con lo descrito en la ruta de mitigación del INECC (2018c):

A. 895 GWh/año, adicionales con un potencial de mitigación de 2.21 $MtCO_2e$ en 2030;
B. 1,146 GWh/año, adicionales con un potencial de mitigación de 2.83 $MtCO_2e$ en 2030;

C. 2,293 GWh/año, adicionales con un potencial de mitigación de 5.65 $MtCO_2e$ en 2030;
D. 2,628 GWh/año, adicionales con un potencial de mitigación de 6.48 $MtCO_2e$ en 2030;
E. 2,893 GWh/año, adicionales con un potencial de mitigación de 7.13 $MtCO_2e$ en 2030.

Asimismo, la ruta de mitigación plantea, de acuerdo con Boeck (2011), un potencial de generación por tonelada de caña molida:

- 39.0 kWh/t;
- 63.2 kWh/t;
- 94.7 kWh/t;
- 103.9 kWh/t;
- 111.2 kWh/t;

Además, se estableció un porcentaje de producción de excedentes asociado al mismo potencial de generación. Este es un cambio sensible debido a que el potencial de generación de excedente es diferente a la ruta de mitigación.

a) Caso A
   i) Potencial de energía total por tamaño.
   Se considera el potencial total descrito en el apartado anterior. Con este insumo, se pondera la producción de generación eléctrica nacional, de acuerdo con la producción de cada tipo de ingenio. Una vez estimada la producción total por tipo de ingenio, se estima el porcentaje de producción de excedente de cada tipo de ingenio.

   ii) Entrada de ingenios en operación.
   La ruta de mitigación plantea que la fecha de inicio de operación de los ingenios se determina de acuerdo con el tamaño o producción diaria de caña molida, por lo que establece que:
      - Los ingenios chicos entren en operación en 2025;
      - Los ingenios medianos entren en operación en 2027; y
      - Los ingenios grandes entren en operación en 2030.

Si bien el criterio de la ruta de mitigación considera la factibilidad económica, empezando primero por los ingenios más chicos y después por los más grandes, este criterio no considera los rendimientos de escala que cada estructura o tamaño de ingenio puede conceder. Por ello se propone que los ingenios que entren en operación primero sean los grandes y por último los chicos.

iii) Generación por tamaño de ingenios en operación.
Con la información descrita en los apartados i) y ii) de esta lista, se determina una gradualidad en la capacidad de generación de excedentes por tamaño de ingenio, es decir, primero entran en operación los ingenios grandes en 2025, después los medianos en 2027 y por último los chicos en 2030.

$$Potencial\ de\ generación = \left(\frac{Generación}{ton\ caña}\right)(Producción\ de\ caña)$$

$$Generación = (Número\ de\ ingenios)\left(\frac{Potencial\ de\ generación}{Ingenio}\right)$$

iv) Generación de excedente de energía eléctrica por tamaño de ingenios en operación
Con la información descrita en los apartados i), ii) y iii), se determina el potencial de generación de excedentes.

$$Excedentes = (Generación\ total)(\%\ de\ excedente)$$

b) Promedio PML
Se obtiene del reporte semanal del Mercado Eléctrico Mayorista publicado por el Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE), y refiere al promedio nacional anual de los precios marginales locales (CENACE, 2022).

c) Costo de inversión y operación

La información se encuentra reportada en el Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE), contenido en el PRODESEN. De ahí se estima un promedio por kW instalado referente a las centrales de cogeneración en ingenios azucareros programadas a instalarse en 2025. Por su parte, el costo de operación corresponde al promedio de los costos variables de los ingenios azucareros actualmente en operación.

d) Capacidad necesaria
Para satisfacer la generación de excedentes se estimó la capacidad necesaria por tipo de ingenio y escenario. Se estimó el promedio de horas de operación de los ingenios que actualmente cuentan con sistemas de cogeneración, dando como resultado un promedio de 2,620 horas al año (CRE, varios años). Con dicho valor se puede calcular la potencial al dividir la generación y las horas de operación anual por tamaño de ingenio.

$$Capacidad\ total = \frac{Generación\ total}{Horas\ de\ operación}$$

12.5.4 Implementación de sistemas de cogeneración en la industria química

Esta medida consiste en la implementación de sistemas de cogeneración en la industria química, que involucra el aprovechamiento de la energía eléctrica y térmica del sistema de cogeneración. El potencial de cogeneración reportado por (CONUEE, 2018c) es de 10.5 PJ en 2030. El potencial de mitigación se estimó a partir de una implementación gradual de sistemas de cogeneración entre 2022 y 2026 a una tasa de 20% adicional anual hasta alcanzar el máximo potencial. Bajo estos supuestos, las emisiones reducidas son 0.530 $MtCO_2e$ para el año 2030. Además, se asume que el sector crecerá a una tasa de 0.11% anual entre 2022 y 2030.

Es importante mencionar que no existe información sobre la tasa de penetración específica de sistemas de cogeneración ya que se desconoce el número actual de sistemas de cogeneración que están en operación o cuantas centrales podrían

entrar en operación, por lo que la estimación se realizó en términos de capacidad bruta instalada. Es importante mencionar que la tasa de crecimiento económico del sector ha mostrado una reducción durante los últimos años, lo cual tienen un impacto en la tasa de crecimiento anual estimada correspondiente a 0.11% (ver Tabla 72).

Tabla 80. Características de la medida Implementación de sistemas de cogeneración en la industria química en el escenario no condicionado.

Escenario No Condicionado
• Se toma como base el potencial de cogeneración no explotado de 10.5 PJ en 2030 (CONUEE, 2018c) como escenario de referencia. Se asume que la instalación de sistemas de cogeneración será paulatina de 2022 a 2026, alcanzando en este último año el 100% del potencial de cogeneración; es decir, una adición de 20% anual del potencial de generación. • La mitigación en 2030 estimada es de 0.530 MtCO2e. • El potencial de generación eléctrica asociado a esta medida es de 2,768 GWh en 2030

Fuente: elaboración propia.

12.5.4.1 Supuestos particulares

A continuación, se detalla el enfoque, fuentes y supuestos particulares utilizados para la estimación de los potenciales de mitigación asociados a esta medida.

Se tomó como base el potencial de cogeneración de 10.5 PJ en 2018 reportado en la Hoja de ruta de la CONUEE (2018c) en el escenario no condicionado. Para determinar la evolución de dicho potencial a través el tiempo se utilizó la tasa de 0.11% de crecimiento estimada del PIB para el periodo 2020-2030 del sector (ver Tabla 72). Dicho supuesto se tomó debido a que la tasa de crecimiento de la industria ha mostrado crecimientos negativos durante los últimos años. Los ahorros en gastos de operación provienen del costo evitado para pagar el consumo de energía eléctrica a la tarifa de suministro básico.

Se utilizaron los factores de emisión para los diferentes tipos de combustibles fósiles y alternativos que se consumen en México. Sus unidades son tCO_2/TJ. Dicha información se obtiene de la información publicada por el INECC (SEMARNAT-INECC, 2014). En el caso del factor de emisión eléctrico, se partió de las proyecciones incluidas en este reporte.

De acuerdo con la información anterior, se estimó la mitigación anual a partir consumo neto del gas natural (GN) evitado entre el escenario de línea base (LB) y mitigación (EM) en los sistemas de cogeneración y afectado por los factores de emisión antes descritos:

$$Mitigación = (factor\ de\ emisión)(Consumo\ GN_{EM} - Consumo\ GN_{LB})$$

La generación eléctrica se estimó a partir de las eficiencias eléctricas de tecnologías de turbina de gas y motogenerador (36% y 46% respectivamente), así como una eficiencia de 85% de una caldera convencional (DEA, 2020). Esto corresponde a un potencial de generación eléctrica de224 GWh por cada GJ de ahorro de energía asociado a la cogeneración.

A partir del potencial eléctrico identificado en la sección anterior, se estimó la capacidad total de los sistemas de cogeneración que debe construirse a fin de alcanzar este potencial asumiendo 8 mil horas de operación promedio anuales. Posteriormente, a partir de la capacidad, se estimó la generación eléctrica y de calor para el periodo 2022-2059 mediante indicadores técnicos de horas de operación, eficiencia eléctrica y térmica.

$$Incremento\ de\ Capacidad\ anual = \frac{Potencial\ de\ generación\ eléctrica\ anual}{Horas\ de\ operación}$$

El costo por la generación eléctrica a través de esta tecnología se obtuvo de (EPA, 2017).

En cuanto a los beneficios asociados a la implementación de la medida, se consideraron los ahorros provenientes del ahorro neto en el consumo de gas natural para vapor y el ahorro por el consumo evitado de electricidad:

$$Generación\ eléctrica_t = (Capacidad\ _t) * (Horas\ de\ operación)$$

En el caso del consumo de combustibles, el ahorro de calor por la operación de la caldera y a la operación de sistemas de cogeneración determina el consumo. 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 de electricidad, con base en las eficiencias de las tecnologías descritas por CONUEE (2018c).

Adicionalmente, se plantearon dos escenarios de precios para el gas natural; por una parte, se consideran los que publica la Administración de Información Energética (EIA por sus siglas en inglés) y el otro escenario se determina por los precios del Índice de Precios de Gas Natural publicado por la Comisión Reguladora de Energía.

12.5.5Medidas de eficiencia energética

A continuación, se describen las medidas adicionales sugeridas para ampliar el conjunto de acciones de reducción de medidas relacionadas con el sector industria. La información desagregada para el cálculo del potencial de reducción de emisiones no es muy abundante, por lo que se utilizará un enfoque más general, sin gran desagregación de sus componentes técnicos y económicos. La principal barrera es la disponibilidad de información acerca de la tecnología utilizada, número de equipos existentes, rendimientos de las tecnologías convencionales, etc., lo cual dificulta la caracterización del estatus tecnológico en línea base. Si bien existe información sobre tecnologías genéricas a nivel mundial, es difícil hacer calcular la ganancia adicional de eficiencia al no contar con información de línea base tecnológica. La creación de un escenario de eficiencia energética mediante la utilización de diversas fuentes puede hacer que las distintas estimaciones de ganancia energética sean no consistentes y hacer difícil su comparación entre ellas.

Por esta razón se priorizaron documentos nacionales sobre fuentes internacionales tales como el Observatorio de costos de capital de la IEA (2022e), el Catálogo de tecnologías energéticas de la Agencia Danesa de Energía (DEA, 2022), la base de datos de tecnologías del Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL, 2022), etc. En particular, se utilizaron como base la hoja de ruta de eficiencia energética (CONUEE, 2018c) y las rutas de mitigación sectoriales de industria (INECC, 2018 varios años) a fin de contar con información con mayor consistencia del análisis técnico en el contexto nacional. Además, estos documentos tienen la ventaja de que parte de su información proviene de la consulta directa con actores del sector industrial.

Como punto de partida se tomó la meta de reducción de emisiones en 2030 para, posteriormente, proponer una senda de mitigación consistente con la modelación

de los sectores a lo largo de este reporte; es decir, se tomó 2022 como año de inicio de la implementación de acciones de reducción de emisiones. Las sendas varían de acuerdo con la acción de mitigación, considerando tasas de penetración modestas en los primeros años y una aceleración hacia finales de la década. En varios casos se optó por una senda de mitigación progresiva a fin de mantener una penetración de tecnologías eficientes constante a lo largo del periodo de 2022 a 2030.

La siguiente tabla muestra el resumen de los supuestos técnicos y económicos que se usaron para las medidas de eficiencia energética.

Tabla 81. Supuestos de ahorro de energía e indicadores económicos de las medidas de eficiencia energética.

Subsector	Medida	Emisiones directas		Costo - beneficio	
		% AHORRO vs BAU [PJ]	POTENCIAL DE AHORRO AL 2030 (%, GJ/t)	COSTO DE INVERSIÓN ESTIMADO	COSTO INCREMENTAL DE O&M (EXCLUYE ENERGÍA)
Hierro y acero	Moldeado y conformación directa de acero	16.1	13%	246 USD/t acero	-5.6 USD/t
	Medidas de eficiencia energética y mejora de procesos (horno de arco eléctrico)	1.9	1%	7.83 USD/t acero	-6.04 USD/t
	Subtotal Hierro y Acero	**18.0**			
Cemento	Incrementar la participación de combustibles alternativos en el consumo térmico	-		5 USD/t cemento	5 USD/t
Vidrio	Hornos recuperativos (precalentamiento de aire)	8.4	15%	84 USD/t	N/A

	Precalentamiento de la carga (batch) y del vidrio reciclado	5.4	8%	27 USD/t	N/A
	Subtotal Vidrio	**13.8**			
Papel y Pulpa	Extensión de prensado para secado (Shoe press)	7.8	7%	38 USD/t	2.2 USD/t
	Secado Condebelt	7.8	7%	28.2 USD/t	N/A
	Cogeneración	-7.3	60%	1,400 USD/kW	N/A
	Subtotal Papel y Pulpa	**8.3**			
Química	Vapor – Aislamiento Térmico	2.0	2 - 5%	0.42 USD/GJ	0.24 USD/GJ
	Vapor – Manejo de Condensado	4.6	1 - 15%	0.63 USD/GJ	0.09 USD/GJ
	Vapor – Ajuste Combustión	1.0	1 - 2%	N/A	0.71 USD/GJ
	Vapor - Recup. de Calor Gases de Comb. - Economizador	1.4	2 - 3%	0.99 USD/GJ	0.49 USD/GJ
	Vapor – Recuperación de Calor de Purga	0.9	0.5 - 2.5%	0.17 USD/GJ	0.24 USD/GJ
	Vapor – Quemadores de Alta Eficiencia	5.7	5 - 15%	0.23 USD/GJ	N/A

	Eficiencia en bombeo, Compresores y ventilación	2.6	15 - 25%	0.0048 USD/kWh	N/A
	Implementación de sistemas de cogeneración	-10.6	70%	1,200 USD/kW	N/A
	Subtotal Química	**7.6**			
Azucarero	Cogeneración eficiente y venta de excedentes	9.3	Excedente de 3,00 GWh/año	1,400 USD/kW	N/A
TOTAL		**48.7**			

Fuente: elaboración propia.

Es importante resaltar que la información recopilada se refiere a los potenciales de mitigación en 2030 en el escenario no condicionado; sin embargo, no se identificaron metas concretas en un escenario condicionado. Por esta razón se asumió que la proporción equivalente a la meta no condicionada (22%) es igual al incremento en la ambición para alcanzar la meta condicionada (36%) de manera proporcional. A continuación, se presenta un cuadro resumen con los potenciales de mitigación identificados en INECC (2018d) y CONUEE (2018c) correspondientes al escenario no condicionado, así como la respectiva medida (solución tecnológica asociada a su implementación). Después, se describe brevemente en qué consiste cada paquete tecnológico y de eficiencia energética.

Tabla 82. Potenciales de mitigación por medida para cada subsector el escenario no condicionado.

Subsector	Medidas (solución tecnológica)	Mitigación en 2030 ($MtCO_2e$)
Hierro y acero	Moldeado y conformación directa de acero	0.899
Hierro y acero	Incrementar el uso de chatarra para la producción de acero.	0.809

Hierro y acero	Medidas de eficiencia energética y mejora de procesos (horno de arco eléctrico)	1.168
Vidrio	Hornos recuperativos (precalentamiento de aire)	0.452
Vidrio	Precalentamiento de la carga (batch) y del vidrio reciclado	0.241
Pulpa y papel	Extensión de prensado para secado (Shoe press)	0.455
Pulpa y papel	Secado Condebelt	0.455
Pulpa y papel	Cogeneración	-
Pulpa y papel	Incremento en la recuperación de fibra secundaria	0.100
PyMEs	Solar	1.649
PyMEs	Cogeneración	0.142
Automotriz	Eficiencia Energética: Optimizar la eficiencia de los hornos, eliminando las pérdidas de energía e implementando sistemas de recuperación de calor y equipos de control.	0.032
Cemento	Sustitución de clínker por otros materiales cementantes	1.480
Químico	Vapor (manejo condensado y quemadores de alta eficiencia), motores eléctricos eficientes, sistemas de bombeo eficiente, variadores de frecuencia, compresores eficientes, iluminación eficiente, quemadores eficientes, mejora en los sistemas de vapor, integración térmica, y monitoreo y control automático.	1.191
Minería	Aprovechamiento de gas metano de minas subterráneas para generación de electricidad	0.464
Minería	Sistemas fotovoltaicos para la generación eléctrica en Minas	0.498
Total		**10.420**

Fuente: elaboración propia.

Debido a la información disponible, en las siguientes medidas se utilizó predominantemente un enfoque *top-down* para su análisis; es decir, a partir de información de potenciales de mitigación o de reducción en el consumo energético, se estimaron las reducciones en el consumo de combustibles como el gas natural, coque de petróleo, electricidad entre otros. En este sentido, a

continuación, se presenta un breve resumen de la estimación de medidas a partir de los supuestos descritos en la Tabla 81.

HIERRO Y ACERO: MOLDEADO Y CONFORMACIÓN DIRECTA DE ACERO.

Esta medida consiste en realizar el colado y conformado en una sola etapa, eliminando el recalentamiento del conformado del producto final, lo cual se traduce en un ahorro de energía y hace posible que se generen placas de acero finas de 1 a 10 milímetros de espesor. Esta medida se puede emplear en plantas de producción de "lámina caliente fina", sin embargo, ya que no todas las plantas procesan el producto final en las mismas instalaciones, no en todas las plantas de lámina fina en caliente se podrá integrar esta medida (CONUEE, 2018c).

Para el escenario no condicionado se tomó como punto de partida un potencial de mitigación de 0.899 $MtCO_2e$ en 2030 reportado en CONUEE (2018c).

El análisis técnico del potencial de reducción de emisiones anual se basa en una trayectoria progresiva de implementación de 2022 a 2030 para alcanzar este potencial. La mitigación de emisiones en esta medida proviene de la reducción en el consumo de combustibles fósiles. Con base en la información del Sistema de Información Energética (SIE) la matriz de consumo de combustible fósiles está compuesta por de 77% de gas natural y 23% de coque de petróleo. Esta información se utiliza para el cálculo de los flujos anuales de combustibles fósiles evitados a fin de asegurar la consistencia entre la trayectoria de reducción emisiones y la reducción en el consumo de combustibles, lo cual se describe mediante la siguiente ecuación:

$$Emisiones\ reducidas_t = \sum_{i=1}^{n} Factor\ de\ emisión^i \cdot Consumo\ de\ combustible\ evitado_t^i$$

Donde

t: año
i: Combustible i
n: número de combustibles
Emisiones: en $MtCO_2e$ (CONUEE, 2018c)
Consumo de combustible: GJ
Factor de emisión: $MtCO_2e/GJ$ (Semarnat, 2015)

Una vez estimado el consumo evitado de combustibles fósiles, se utiliza la intensidad energética del sector, comúnmente reportada en unidades de energía por tonelada de producto. Debido a que la información identificada sobre los costos de capital (Capex) y de operación y mantenimiento (Opex) se encuentran expresadas por unidad de producto, la estimación se basó en el siguiente cálculo tanto de Capex como Opex:

$$Costos_t = \sum_{i=1}^{n} \frac{Consumo\ de\ combustible_t^i}{Intensidad\ enegética^i} \cdot Intensidad\ de\ capital$$

Donde

Consumo de combustible: GJ
Intensidad energética: GJ/ton producto (CONUEE, 2018c)
Intensidad de capital: $/ton producto (CONUEE, 2018c)
Costos: $

En cuanto a los beneficios, los ahorros provienen principalmente del consumo evitado de combustibles fósiles, el cual se estima mediante:

$$Beneficios_t = \sum_{i=1}^{n} Consumo\ de\ combustible\ evitado_t^i \cdot Precio\ del\ combustible_t^i$$

Donde

Beneficios= $
Consumo de combustible: GJ
Precio de combustible i: $/GJ

Con base en los costos y beneficios se estima el costo medio de abatimiento bajo el marco de análisis económico descrito en secciones anteriores, el cual resulta en 35.6 USD2021/tCO_2e para ambos escenarios. Es decir, se trata de una medida cuyos costos totales son mayores a los beneficios totales resultantes de la implementación de esta acción. La razón se encuentra principalmente en el alto Capex asociado a su implementación el cual es de cerca de 282.1 USD2021/ton producto, aun cuando su Opex es de -46.8 USD2021/ton producto.

HIERRO Y ACERO: MEDIDAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Y MEJORA DE PROCESOS (HORNO DE ARCO ELÉCTRICO).

El horno de arco eléctrico genera calor a partir de la transmisión de corriente eléctrica. Actualmente este método es más utilizado para procesos de fabricación de aceros con necesidades especiales, ya que el calor dentro del horno se puede regular más fácilmente, pudiendo generar diferentes aleaciones, por ejemplo, acero inoxidable (Baylón, 2021).

Para el escenario no condicionado se tomó como punto de partida un potencial de mitigación de 0.809 $MtCO_2e$ en 2030 reportado en CONUEE (2018c). Se asume una trayectoria lineal de implementación de 2022 a 2030 para alcanzar este potencial. El ahorro de energía por la implementación de la medida se traduce en ahorro de energía eléctrica, equivalente a la trayectoria de reducción emisiones y la reducción en el consumo de energía eléctrica.

La senda de reducción de emisiones anual sigue una trayectoria progresiva de implementación de 2022 a 2030 para alcanzar este potencial en 2030. La mitigación de emisiones en esta medida proviene de la reducción en el consumo de combustibles fósiles compuesta primordialmente por de 77% de gas natural y 23% de coque de petróleo (SIE, 2022). A partir de esta información, se estiman los flujos anuales de combustibles fósiles evitados a fin de asegurar la consistencia entre la trayectoria de reducción emisiones y la reducción en el consumo de combustibles, lo cual se describe mediante la siguiente ecuación:

$$Emisiones\ reducidas_t = \sum_{i=1}^{n} Factor\ de\ emisión^i \cdot Consumo\ de\ combustible\ evitado_t^i$$

Donde

t: año
i: Combustible i
n: número de combustibles
Emisiones: en $MtCO_2e$ (CONUEE, 2018c)
Consumo de combustible: GJ
Factor de emisión: $MtCO_2e/GJ$ (Semarnat, 2015)

Una vez estimado el consumo evitado de combustibles fósiles, se utiliza la intensidad energética del sector por tipo de combustible, comúnmente reportada en unidades de energía por tonelada de producto, los cuales son 9 y 5 GJ/ton producida para gas natural y coque de petróleo respectivamente. Debido a que la información identificada sobre los costos de capital (Capex) y de operación y mantenimiento (Opex) se encuentran expresadas por unidad de producto, la estimación se basó en el siguiente cálculo tanto de Capex como Opex:

$$Costos_t = \sum_{i=1}^{n} \frac{Consumo\ de\ combustible_t^i}{Intensidad\ enegética^i} \cdot Intensidad\ de\ capital$$

Donde

Consumo de combustible: GJ
Intensidad energética: GJ/ton producto (CONUEE, 2018c)
Intensidad de capital: 8.64 USD2021/ton producto (Capex) y -6.67 USD2021/ton (Opex) (CONUEE, 2018c)
Costos: $

En cuanto a los beneficios, los ahorros provienen principalmente del consumo evitado de combustibles fósiles, el cual se estima mediante:

$$Beneficios_t = \sum_{i=1}^{n} Consumo\ de\ combustible\ evitado_t^i \cdot Precio\ del\ combustible_t^i$$

Donde

Beneficios= $
Consumo de combustible: GJ
Precio de combustible i: $/GJ

VIDRIO: HORNOS RECUPERATIVOS (PRECALENTAMIENTO DE AIRE).

En la producción de vidrio, normalmente el aire entra a temperatura ambiente al horno mientras la temperatura de operación sobrepasa los 1000°C. La medida consiste en reutilizar el calor de los gases de combustión para precalentar el aire de entrada. Este tipo de hornos tiene dos cámaras con material refractario de las cuales se calienta y enfría alternadamente mientras recibe o expulsa los gases de combustión al interior del horno (CONUEE, 2018c).

Para el escenario no condicionado, se toma como punto de partida un potencial de mitigación de 0.452 $MtCO_2e$ en 2030 reportado en CONUEE (2018). Se asume una trayectoria lineal de implementación de 2022 a 2030 para alcanzar este potencial. El ahorro de energía por la implementación de la medida se traduce en ahorro en el consumo de combustibles fósiles. Con base en información del SIE, el consumo de gas natural representa el 98.69% del consumo térmico, por lo que se asume que los ahorros provienen de la reducción en el consumo de gas natural. Esta información se utiliza para el cálculo de los flujos anuales de gas natural a fin de asegurar la consistencia entre la trayectoria de reducción emisiones y la reducción en el consumo de gas.

La mitigación anual de emisiones sigue una trayectoria progresiva de implementación de 2022 a 2030 para alcanzar este potencial en 2030. La reducción de emisiones en esta medida proviene de la reducción en el consumo de combustibles fósiles compuesta principalmente de gas natural de acuerdo con el SIE (2022). Con base en este supuesto, se estiman los flujos anuales de combustibles fósiles evitados a fin de asegurar la consistencia entre la trayectoria de reducción emisiones y la reducción en el consumo de combustibles, lo cual se describe mediante la siguiente ecuación:

$$Emisiones\ reducidas_t = \sum_{i=1}^{n} Factor\ de\ emisión^i \cdot Consumo\ de\ combustible\ evitado_t^i$$

Donde

t: año
i: Combustible i
n: número de combustibles
Emisiones: en $MtCO_2e$ (CONUEE, 2018c)
Consumo de combustible: GJ
Factor de emisión: 0.0693 $MtCO_2e/GJ$ (Semarnat, 2015)

Una vez estimado el consumo evitado de combustibles fósiles, se utiliza la intensidad energética del sector por tipo de combustible, comúnmente reportada en unidades de energía por tonelada de producto, el cual es de 13 GJ/ton producida para gas natural. Debido a que la información identificada sobre los costos de capital (Capex) y de operación y mantenimiento (Opex) se encuentran

expresadas por unidad de producto, la estimación se basó en el siguiente cálculo tanto de Capex como Opex:

$$Costos_t = \sum_{i=1}^{n} \frac{Consumo\ de\ combustible_t^i}{Intensidad\ enegética^i} \cdot Intensidad\ de\ capital$$

Donde

Consumo de combustible: GJ
Intensidad energética: GJ/ton producto (CONUEE, 2018c)
Intensidad de capital: 92.7 USD2021/ton producto (Capex) (CONUEE, 2018c)
Costos: $

En cuanto a los beneficios, los ahorros provienen principalmente del consumo evitado de combustibles fósiles, el cual se estima mediante:

$$Beneficios_t = \sum_{i=1}^{n} Consumo\ de\ combustible\ evitado_t^i \cdot Precio\ del\ combustible_t^i$$

Donde

Beneficios= $
Consumo de combustible: GJ
Precio de combustible i: $/GJ

VIDRIO: PRECALENTAMIENTO DE LA CARGA (BATCH) Y DEL VIDRIO RECICLADO.

Esta medida consiste en la mejora de uno de los procesos de la fabricación de vidrio. Normalmente, el lote de producción y el reciclaje de vidrio se meten al horno a temperatura ambiente, por lo que se requiere más tiempo para que el material llega a la temperatura deseada. Si se reutiliza el calor residual para precalentar el material entrante, se puede disminuir el tiempo de estancia de estos, e incrementar la capacidad del horno hasta 15%. Esta medida es solo posible aplicarla en hornos que funcionan a base de combustibles fósiles (CONUEE, 2018).

Para el escenario no condicionado, se toma como punto de partida un potencial de mitigación de 0.241 $MtCO_2e$ en 2030 reportado en CONUEE (2018). Se asume una trayectoria lineal de implementación de 2022 a 2030 para alcanzar este potencial. El ahorro de energía por la implementación de la medida se traduce en

ahorro en el consumo de combustibles fósiles. Al igual que la medida anterior, se asume que los ahorros provienen de la reducción en el consumo de gas natural. Esta información se utiliza para el cálculo de los flujos anuales de gas natural a fin de asegurar la consistencia entre la trayectoria de reducción emisiones y la reducción en el consumo de gas.

La mitigación anual de emisiones sigue una trayectoria progresiva de implementación de 2022 a 2030 para alcanzar el potencial de 0.395 $MtCO_2$ en 2030 en el escenario no condicionado. La reducción de emisiones en esta medida proviene de la reducción en el consumo de combustibles fósiles compuesta principalmente de gas natural de acuerdo con el SIE (2022). Con base en este supuesto, se estiman los flujos anuales de combustibles fósiles evitados a fin de asegurar la consistencia entre la trayectoria de reducción emisiones y la reducción en el consumo de combustibles, lo cual se describe mediante la siguiente ecuación:

$$Emisiones\ reducidas_t = \sum_{i=1}^{n} Factor\ de\ emisión^i \cdot Consumo\ de\ combustible\ evitado_t^i$$

Donde

t: año
i: Combustible i
n: número de combustibles
Emisiones: en $MtCO_2e$ (CONUEE, 2018c)
Consumo de combustible: GJ
Factor de emisión: 0.0693 $MtCO_2e/GJ$ (Semarnat, 2015)

A partir de la estimación del consumo evitado de combustibles fósiles, se utiliza la intensidad energética del sector por tipo de combustible, comúnmente reportada en unidades de energía por tonelada de producto, el cual es de 13 GJ/ton producida para gas natural. Debido a que la información identificada sobre los costos de capital (Capex) y de operación y mantenimiento (Opex) se encuentran expresadas por unidad de producto, la estimación se basó en el siguiente cálculo tanto de Capex como Opex:

$$Costos_t = \sum_{i=1}^{n} \frac{Consumo\ de\ combustible_t^i}{Intensidad\ enegética^i} \cdot Intensidad\ de\ capital$$

Donde

Consumo de combustible: GJ
Intensidad energética: GJ/ton producto (CONUEE, 2018c)
Intensidad de capital: 29.8 USD2021/ton producto (Capex) (CONUEE, 2018c)
Costos: $

En cuanto a los beneficios, los ahorros provienen principalmente del consumo evitado de combustibles fósiles, el cual se estima mediante:

$$Beneficios_t = \sum_{i=1}^{n} Consumo\ de\ combustible\ evitado_t^i \cdot Precio\ del\ combustible_t^i$$

Donde

Beneficios= $
Consumo de combustible: GJ
Precio de combustible i: $/GJ

*PULPA Y PAPEL: EXTENSIÓN DE PRENSADO PARA SECADO (*SHOE PRESS*).*

Extensión de prensado Shoe press (Voith Group, 2019), 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 que la otra gira presionando el papel contra el primer cilindro. Ya que el cilindro giratorio está lleno de agua caliente, la superficie se mantiene flexible y curveado, generando un contacto uniformemente distribuido contra el rodillo estático, que a su vez cuenta con una almohadilla plana que se puede ajustar a diferentes alturas e inclinaciones para generar varias opciones de presión, lo que permite la posibilidad de tener múltiples opciones de prensado para diferentes productos de papel, característica que difiere de la prensa convencional.

Para el escenario no condicionado, se toma como base el potencial de mitigación de 0.455 $MtCO_2e$ en 2030 reportado en CONUEE (2018c). Se asume una trayectoria lineal de implementación de 2022 a 2030 para alcanzar este potencial. El ahorro

de energía por la implementación de la medida se traduce en ahorro en el consumo de combustibles fósiles. Con base en información del SIE, el consumo de gas natural representa el 83.93% del consumo térmico, por lo que se asume que los ahorros provienen principalmente de la reducción en el consumo de gas natural. Esta información se utiliza para el cálculo de los flujos anuales de gas natural a fin de asegurar la consistencia entre la trayectoria de reducción emisiones y la reducción en el consumo de gas.

La mitigación anual de emisiones sigue una trayectoria progresiva de implementación de 2022 a 2030 para alcanzar el potencial de 0.455 $MtCO_2e$ en 2030 en el escenario no condicionado y 0.745 $MtCO_2e$ en el condicionado. La reducción de emisiones en esta medida proviene de la reducción en el consumo de combustibles fósiles compuesta principalmente de gas natural de acuerdo con el SIE (2022). Con base en este supuesto, se estiman los flujos anuales de combustibles fósiles evitados a fin de asegurar la consistencia entre la trayectoria de reducción emisiones y la reducción en el consumo de combustibles, lo cual se describe mediante la siguiente ecuación:

$$Emisiones\ reducidas_t = \sum_{i=1}^{n} Factor\ de\ emisión^i \cdot Consumo\ de\ combustible\ evitado_t^i$$

Donde

t: año
i: Combustible i
n: número de combustibles
Emisiones: en $MtCO_2e$ (CONUEE, 2018c)
Consumo de combustible: GJ
Factor de emisión: 0.0693 $MtCO_2e/GJ$ (Semarnat, 2015)

A partir de la estimación del consumo evitado de combustibles fósiles, se utiliza la intensidad energética del sector por tipo de combustible, comúnmente reportada en unidades de energía por tonelada de producto, el cual es de 5.6 GJ/ton producida para gas natural. Debido a que la información identificada sobre los costos de capital (Capex) y de operación y mantenimiento (Opex) se encuentran expresadas por unidad de producto, la estimación se basó en el siguiente cálculo tanto de Capex como Opex:

$$Costos_t = \sum_{i=1}^{n} \frac{Consumo\ de\ combustible_t^i}{Intensidad\ enegética^i} \cdot Intensidad\ de\ capital$$

Donde

Consumo de combustible: GJ
Intensidad energética: GJ/ton producto (CONUEE, 2018c)
Intensidad de capital: 41.95 USD2021/ton producto (Capex) y 2.43 USD2021/t (Opex) (CONUEE, 2018c)
Costos: $

En cuanto a los beneficios, los ahorros provienen principalmente del consumo evitado de combustibles fósiles, el cual se estima mediante:

$$Beneficios_t = \sum_{i=1}^{n} Consumo\ de\ combustible\ evitado_t^i \cdot Precio\ del\ combustible_t^i$$

Donde

Beneficios= $
Consumo de combustible: GJ
Precio de combustible i: $/GJ

PULPA Y PAPEL: SECADO CONDEBELT.

Otro método de secado de papel que produce porcentajes de drenado mayores que los cilindros de secado convencional. Estas placas de secado calentadas por vapor o gas, ofrece mayor superficie de contacto a mayores temperaturas, a tal grado que el agua que es removida del papel se evapora inmediatamente. Aunque esta tecnología tiene algunos años de que fue patentada (1975), a inicios de los 2000s, el proceso seguía en la fase de desarrollo (CTCN, s.f.b).

La senda de mitigación sigue una trayectoria progresiva de implementación de 2022 a 2030 para alcanzar el potencial de 0.455 $MtCO_2e$ en 2030 en el escenario no condicionado y 0.745 $MtCO_2e$ en el condicionado, de acuerdo con CONUEE (2018c). Los supuestos para esta medida son idénticos a la acción de mitigación anterior. La reducción de emisiones en esta medida proviene de la reducción en el consumo de combustibles fósiles compuesta principalmente de gas natural de acuerdo con el SIE (2022). Con base en este supuesto, se estiman los flujos anuales

de combustibles fósiles evitados a fin de asegurar la consistencia entre la trayectoria de reducción emisiones y la reducción en el consumo de combustibles, lo cual se describe mediante la siguiente ecuación:

$$Emisiones\ reducidas_t = \sum_{i=1}^{n} Factor\ de\ emisión^i \cdot Consumo\ de\ combustible\ evitado_t^i$$

Donde

t: año
i: Combustible i
n: número de combustibles
Emisiones: en $MtCO_2e$ (CONUEE, 2018c)
Consumo de combustible: GJ
Factor de emisión: 0.0693 $MtCO_2e/GJ$ (Semarnat, 2015)

A partir de la estimación del consumo evitado de combustibles fósiles, se utiliza la intensidad energética del sector por tipo de combustible, comúnmente reportada en unidades de energía por tonelada de producto, el cual es de 5.6 GJ/ton producida para gas natural. Debido a que la información identificada sobre los costos de capital (Capex) y de operación y mantenimiento (Opex) se encuentran expresadas por unidad de producto, la estimación se basó en el siguiente cálculo tanto de Capex como Opex:

$$Costos_t = \sum_{i=1}^{n} \frac{Consumo\ de\ combustible_t^i}{Intensidad\ enegética^i} \cdot Intensidad\ de\ capital$$

Donde

Consumo de combustible: GJ
Intensidad energética: GJ/ton producto (CONUEE, 2018c)
Intensidad de capital: 31.1 USD2021/ton producto (Capex) (CONUEE, 2018c)
Costos: $

En cuanto a los beneficios, los ahorros provienen principalmente del consumo evitado de combustibles fósiles, el cual se estima mediante:

$$Beneficios_t = \sum_{i=1}^{n} Consumo\ de\ combustible\ evitado_t^i \cdot Precio\ del\ combustible_t^i$$

Donde

Beneficios= $

Consumo de combustible: GJ

Precio de combustible i: $/GJ

PULPA Y PAPEL: INSTALACIÓN DE SISTEMAS DE COGENERACIÓN.

En la producción de papel, la temperatura de los gases de combustión generalmente alcanza los 600°C, por lo que se pueden utilizar para generación de vapor. Se puede realizar la recuperación de calor antes del filtrado de los gases o después de este. Ya que la temperatura de los gases es variable, el calor recuperable es variable, aunque para aplicación de vapor, se limita a 200°C para evitar condensación en la caldera. Este vapor generado puede ser transformado a electricidad con una turbina de vapor (CONUEE, 2018c).

Esta medida consiste en la implementación de sistemas de cogeneración para el aprovechamiento de la energía eléctrica y térmica del sistema de cogeneración. El potencial de cogeneración reportado por (CONUEE, 2018c) es de 7.3 PJ en 2030 para el escenario no condicionado. El potencial de mitigación se estimó a partir de una implementación gradual de sistemas de cogeneración entre 2022 y 2030 a una tasa de 11.1% adicional anual hasta alcanzar el máximo potencial. Bajo estos supuestos, las emisiones reducidas son 0.387 MtCO2e para el año 2030 en el escenario no condicionado.

Para calcular el potencial de mitigación, se estimó en primer lugar la energía eléctrica por generación y la capacidad total requerida para alcanzar esta meta mediante el siguiente procedimiento:

La generación eléctrica se estimó a partir de las eficiencias eléctricas de tecnologías de turbina de gas y motogenerador, 36% y 46% respectivamente; así como una eficiencia de 85% de una caldera convencional (DEA, 2020). Esto corresponde a un potencial de generación eléctrica de224 GWh por cada GJ de ahorro de energía asociado a la cogeneración. A partir del potencial eléctrico identificado, se calculó la capacidad total de los sistemas de cogeneración que

debe construirse a fin de alcanzar este potencial asumiendo 8 mil horas de operación promedio anuales.

A partir de la capacidad se estimó la generación eléctrica y de calor para el periodo 2022-2059, mediante indicadores técnicos de horas de operación, eficiencia eléctrica y térmica, siguiendo las siguientes expresiones:

$$Incremento\ de\ Capacidad\ anual = \frac{Potencial\ de\ generacón\ eléctrica\ anual}{Horas\ de\ operación}$$

$$Generación\ de\ calor = Generación\ eléctrica * Eficiencia\ eléctrica * Eficiencia\ térmica$$

El costo unitario de cogeneración por la generación eléctrica a través de estas tecnologías se tomó de EPA (2017).

En cuanto a los beneficios asociados a la implementación de la medida, se consideraron los ahorros provenientes del ahorro neto en el consumo de gas natural para vapor y el ahorro por el consumo evitado de electricidad:

$$Generación\ eléctrica_t = (Capacidad\ _t) * (Horas\ de\ operación)$$

El consumo de combustible está asociado a 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 de electricidad con base en las eficiencias de las tecnologías descritas previamente.

Al igual que en otras medidas de cogeneración, no se cuenta con información sobre la tasa de penetración específica de sistemas de cogeneración ya que se desconoce el número actual de sistemas de cogeneración que están en operación, por lo que la estimación se realizó en términos del potencial de ahorro de energía agregado.

PULPA Y PAPEL, INCREMENTO EN LA RECUPERACIÓN DE FIBRA SECUNDARIA

La utilización de papel de desecho como insumo en la fabricación de papel nuevo no solo disminuye la cantidad de fibra virgen que se necesita, sino que necesita menos energía y agua para ser procesada en comparación a la fibra primaria. Es importante mencionar que la fibra secundaria (papel reciclado) tiene un porcentaje de rendimiento de alrededor de 85% debido a que pierde calidad de manera paulatina cuando se somete al proceso de reciclado y es inservible para cualquier tipo de producto de papel.

Los insumos de la línea base fueron la producción anual de productos de papel del 2020 (22 Mt) y el índice de reciclado actual 88% (contenido de fibra secundaria en papel). Para las proyecciones anuales hasta 2030 se asumió que la producción sería directamente proporcional a la tasa de crecimiento de consumo aparente de papel en México de acuerdo con los datos históricos de SEMARNAT (2018). Para hacer las proyecciones anuales hasta 2030, se asumió que la producción seria proporcional a la tasa de crecimiento de consumo aparente de papel en México (estimada con base en datos históricos de SEMARNAT).

$$Produción\ anual\ de\ papel = (Producción\ 2018) * (1 + tasa\ de\ consumo\ aparente\ de\ papel)$$

Asimismo, se asumió que el 100% de fibra primaria (virgen) se convierte en papel, mientras que para fibra secundaria se consideró la cifra de rendimiento de la fibra reciclada reportada por la Cámara de papel (2012) (15% de pérdida).

$$Fibra\ secundaria\ usada = (Producción\ anual\ de\ papel) * (índice\ de\ reciclado\ actual) * (\%\ rendimiento)$$

$$Fibra\ primaria\ usada = Producción\ anual\ de\ papel - Fibra\ secundaria\ usada$$

Donde

Producción anual de papel: Mt de papel producido

Producción 2018: producción real en Mt asumida para 2022

Tasa de consumo aparente de papel: porcentaje de crecimiento, calculada de las toneladas reales consumidas de papel en el país

Fibra secundaria usada: Mt de fibra en papel equivalente, esto es, la cantidad de fibra que se convierte en papel nuevo

Índice de reciclado anual: porcentaje de fibra secundaria presente en la producción de papel en México

% rendimiento: porcentaje de rendimiento de la fibra secundaria en la producción de papel nuevo

Fibra primaria usada: Mt de fibra primaria que participa en la producción anual de papel

Se asumió que el uso de fibra secundaria pasaría linealmente de 88% en 2022 a 95% en 2030, lo que resultó en un 23% de ahorro en el consumo de fibra primaria respecto a la línea base en 2030. Esto se traduce en una reducción de la mitigación de 1.2 $MtCO_2e$ en el mismo año, con acumulado entre 2022 y 2030, de 4.8 $MtCO_2e$. Para el cálculo de emisiones se utilizaron factores de emisión globales de la base de datos de EcoInvent 3.8 para producción de papel prensa con fibra virgen y reciclada.

PYMES: INSTALACIÓN DE SISTEMAS DE PANELES FOTOVOLTAICOS.

Esta medida consiste en el uso de pequeños sistemas de paneles fotovoltaicos para generación in situ de energía eléctrica. Este sector es muy diverso, por lo que pueden existir barreras físicas para que se implemente, además de que es difícil saber el potencial de implementación ya que no existe información desagregada para caracterizar este subsector y poder estimar la capacidad de los sistemas fotovoltaico a mayor detalle.

Para el escenario no condicionado, se tomó como punto de partida el potencial de mitigación de 1.649 MtCO2e en 2030 reportado en CONUEE (2018c). Se asumió una trayectoria de crecimiento gradual en la implementación de 2022 a 2030 para alcanzar este potencial. El ahorro de energía proviene de la implementación de cerca 3.9 GW acumulados a 2030. Esta información se calculó con base en la capacidad necesaria para la generación eléctrica y sus emisiones asociadas de acuerdo con el factor de emisión eléctrico anual. A continuación, se describe el detalle de la estimación:

$$Capacidad\ instalada_t = \frac{Mitigación_t \cdot Factor\ de\ emisión\ eléctrico}{Horas\ de\ operación \cdot Factor\ de\ utilización}.$$

Donde

Capacidad instalada: Capacidad anual en MW
Mitigación: Reducción de emisiones anual en $MtCO_2e$
Factor de emisión eléctrico: Emisiones por cada MWh generado
Horas de operación: Número de horas anuales (8,600 hr)
Factor de utilización: factor de utilización promedio (19%)

PYMES: INSTALACIÓN DE SISTEMAS DE COGENERACIÓN.

De manera similar a la medida de instalación de sistemas de paneles fotovoltaicos, no es posible implementar cogeneración en todas las PyMEs. Sin embargo, esta medida está planteada para que las PyMEs con uso de calor en sus procesos implementen sistemas de cogeneración para reutilizar el calor excedente en generación eléctrica para autoconsumo.

La medida consiste en la implementación de sistemas de cogeneración para el aprovechamiento de la energía eléctrica y térmica. El potencial de cogeneración reportado por (CONUEE, 2018c) es de 2.6 PJ en 2030 para el escenario no condicionado. Al igual que en otras medidas de cogeneración, no se cuenta con información sobre la tasa de penetración específica de sistemas de cogeneración ya que se desconoce el número actual de sistemas de cogeneración que están en operación, por lo que la estimación se realizó en términos del potencial de ahorro de energía agregado.

El potencial de mitigación se estimó a partir de una implementación gradual de sistemas de cogeneración entre 2022 y 2026 a una tasa de 20% adicional anual hasta alcanzar el máximo potencial. Bajo estos supuestos, las emisiones reducidas son 0.140 MtCO2e para el año 2030.

En primer lugar, se estimó la generación de energía eléctrica asociada a la medida y la capacidad total requerida para alcanzar esta meta mediante el siguiente procedimiento:

La generación eléctrica se estimó a partir de las eficiencias eléctricas de tecnologías de turbina de gas y motogenerador, 36% y 46% respectivamente; así como una eficiencia de 85% de una caldera convencional (DEA, 2020). Esto corresponde a un potencial de generación eléctrica de 224 GWh por cada GJ de ahorro de energía asociado a la cogeneración.

A partir del potencial eléctrico identificado, se calculó la capacidad total de los sistemas de cogeneración que debe construirse a fin de alcanzar este potencial asumiendo 8 mil horas de operación promedio anuales.

A partir de la capacidad, se estimó la generación eléctrica y de calor para el periodo 2022-2059, mediante indicadores técnicos de horas de operación, eficiencia eléctrica y térmica.

$$Incremento\ de\ Capacidad\ anual = \frac{Potencial\ de\ generacón\ eléctrica\ anual}{Horas\ de\ operación}$$

$$Generación\ de\ calor = Generación\ eléctrica * Eficiencia\ eléctrica * Eficiencia\ térmica$$

El costo unitario de cogeneración por la generación eléctrica a través de estas tecnologías se tomó de EPA (2017).

En cuanto a los beneficios asociados a la implementación de la medida, se consideraron los ahorros provenientes del ahorro neto en el consumo de gas natural para vapor y el ahorro por el consumo evitado de electricidad:

$$Generación\ eléctrica_t = (Capacidad\ _t) * (Horas\ de\ operación)$$

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 de calor por cada MWh de electricidad con base en las eficiencias de las tecnologías descritas previamente.

Se plantearon dos escenarios de precios de gas natural, por una parte, se consideran los que publica la Administración de Información Energética (EIA por sus siglas en inglés) y el otro escenario se determina por los precios del Índice de Precios de Gas Natural publicado por la Comisión Reguladora de Energía.

AUTOMOTRIZ: EFICIENCIA ENERGÉTICA- OPTIMIZAR LA EFICIENCIA DE LOS HORNOS, ELIMINANDO LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA E IMPLEMENTANDO SISTEMAS DE RECUPERACIÓN DE CALOR Y EQUIPOS DE CONTROL.

Se partió del supuesto de que este sector llevará a cabo un aumento en la eficiencia de sus procesos. Puesto que no se cuenta con información precisa de cómo el subsector utiliza energía en cada una de sus actividades, se considera que la mejora de eficiencia energética se verá reflejada en el total de energía utilizada.

Para el escenario no condicionado se tomó como punto de partida un potencial de mitigación de 0.105 MtCO2e acumulado a 2030. Se asumió una trayectoria lineal de implementación de 2022 a 2030 para alcanzar este potencial. Los potenciales de mitigación se calcularon a partir de los ahorros en el consumo de gas natural asumiendo una participación de 95% de gas natural en la matriz de consumo del sector y un 51% de participación de combustibles en procesos térmicos. La línea base se construye con base en la información de consumo de gas natural en el sector. Esta información se utiliza para el cálculo de los flujos anuales de gas natural a fin de asegurar la consistencia entre la trayectoria de reducción emisiones y la reducción en el consumo de gas, de acuerdo con lo siguiente:

$$Ahorro\ de\ gas\ natural_t = (1 - eficiencia)(Consumo\ de\ gas\ natural_t)$$

Donde

Ahorro de GN: Consumo evitado de gas natural debido a incrementos en la eficiencia en los hornos

Eficiencia: Porcentaje de ahorro de combustible obtenido mediante el uso de aire de combustión precalentado, equivalente a 24% (Worrell et al., 2010)

Las emisiones asociadas a la implementación de la medida se refieren a:

$$Mitigación_t = Ahorro\ consumo\ de\ gas\ natural_t \cdot Factor\ de\ emisión\ de\ gas\ natural$$

CEMENTO: SUSTITUCIÓN DE CLÍNKER POR OTROS MATERIALES CEMENTANTES.

El clínker es un material que se forma como intermediario para la elaboración de cemento tipo Portland. Este material es el primer compuesto del cemento por lo que no puede faltar. Gracias a este compuesto el cemento adquiere sus

propiedades esenciales como dureza. Lamentablemente, su composición química hace que producir cemento a partir de clínker sea muy intensivo en carbono. Ya que este material es vital para la calidad del cemento, no se puede eliminar del todo, pero si se puede agregar otros materiales y aditivos químicos que produzcan un cemento de calidad (GCP, 2020).

En el escenario de línea base se asume que el porcentaje de clínker se mantiene en 85% entre 2022 y 2030, mientras que en el escenario no condicionadose asume una reducción paulatina de su uso hasta llegar a 70% en 2030. Se asume que el clínker es sustituido por cenizas de carboeléctricas. A partir de la reducción en el consumo de energía y el factor de emisión asociado en línea base, se obtiene un potencial de mitigación de 1.480 MtCO2e en 2030 en el escenario no condicionado y de 2.422 en el escenario condicionado.

$$Reducción\ en\ el\ consumo\ de\ clinker_t = Producción\ de\ cemento \cdot Participación\ de\ clinker_t$$

Donde

Reducción de clínker: Se refiere a la disminución en el consumo anual de clínker en toneladas

Producción de cemento: se refiere a la producción de cemento anual en el escenario de referencia

Participación de clínker: Se refiere al porcentaje de clínker anual, e cual pasa de 85% en 2022 a 70% en 2030 en el escenario no condicionado

La mitigación conseguida con esta medida proviene de la reducción en el consumo de la energía requerida para los procesos de producción:

$$\Delta Emisiones_t = \Delta Consumo\ de\ clinker\ (Factor\ emisión\ del\ clínker + Factor\ emisión\ combustión)$$

Los factores de emisión asociados a la producción correspondientes al clínker utilizado en la producción y al consumo de combustibles corresponden a 0.536 y 0.341 tCO_2e por tonelada de clínker con base en estimaciones propias con información de las cédulas de operación anual.

QUÍMICO: EFICIENCIA ENERGÉTICA (SIETE MEDIDAS).

En esta medida se plantea una mejora general de la eficiencia energética en el sector químico. La modelación parte un porcentaje de eficiencia en procesos que aumenta, lo cual se refleja en la disminución de la energía total usada. Se considera la utilización de tecnologías para elevar la eficiencia en los procesos que utilizan la producción de vapor a fin de reducir las pérdidas térmicas, así como el incremento en la eficiencia de equipos de bombeo, compresores y ventilación.

1) Vapor – Aislamiento Térmico
2) Vapor – Manejo de Condensado
3) Vapor – Ajuste Combustión
4) Vapor - Recup. de Calor Gases de Comb. - Economizador
5) Vapor – Recuperación de Calor de Purga
6) Vapor – Quemadores de Alta Eficiencia
7) Eficiencia en bombeo, compresores y ventilación

En la Tabla 81 se describen los supuestos técnicos y económicos de diversas tecnologías. A partir de estos supuestos, se estima el ahorro en el consumo de energía y, mediante los factores de emisión respectivos, se estima el potencial de mitigación del sector, el cual resulta en 1.191 $MtCO_2e$ en 2030 en el escenario no condicionado y de 1.949 $MtCO_2e$ en el escenario condicionado.

Para cada una de las tecnologías se asume un potencial de mitigación equivalente a 0.170 $MtCO_2e$. Las 7 medidas se analizan de manera independiente con el mismo marco analítico que las secciones anteriores. A continuación, se describe de manera general este procedimiento.

La senda de mitigación sigue una trayectoria progresiva de implementación de 2022 a 2030 para alcanzar el potencial en 2030 en el escenario no condicionado y en el condicionado. La reducción de emisiones en esta medida proviene de la reducción en el consumo de combustibles fósiles compuesta principalmente de gas natural de acuerdo con el SIE (2022). Con base en este supuesto, se estiman los flujos anuales de combustibles fósiles evitados a fin de asegurar la consistencia entre la trayectoria de reducción emisiones y la reducción en el consumo de combustibles, lo cual se describe mediante la siguiente ecuación:

$$Emisiones\ reducidas_t = \sum_{i=1}^{n} Factor\ de\ emisión^i \cdot Consumo\ de\ combustible\ evitado_t^i$$

Donde

t: año
i: Combustible i
n: número de combustibles
Emisiones: en $MtCO_2e$ (CONUEE, 2018c)
Consumo de combustible: GJ
Factor de emisión: 0.0693 $MtCO_2e/GJ$ (Semarnat, 2015)

A partir de la estimación del consumo evitado de combustibles fósiles, se utiliza la intensidad energética del sector por tipo de combustible, comúnmente reportada en unidades de energía por tonelada de producto, el cual es de 8.12 GJ/ton producida para gas natural. Debido a que la información identificada sobre los costos de capital (Capex) y de operación y mantenimiento (Opex) se encuentran expresadas por unidad de producto, la estimación se basó en el siguiente cálculo tanto de Capex como Opex:

$$Costos_t = \sum_{i=1}^{n} \frac{Consumo\ de\ combustible_t^i}{Intensidad\ enegética^i} \cdot Intensidad\ de\ capital$$

Donde

Consumo de combustible: GJ
Intensidad energética: GJ/ton producto (CONUEE, 2018c)
Intensidad de capital: USD2021/ton producto (Capex) (CONUEE, 2018c)
Costos: $

En cuanto a los beneficios, los ahorros provienen principalmente del consumo evitado de combustibles fósiles, el cual se estima mediante:

$$Beneficios_t = \sum_{i=1}^{n} Consumo\ de\ combustible\ evitado_t^i \cdot Precio\ del\ combustible_t^i$$

Donde

Beneficios= $
Consumo de combustible: GJ
Precio de combustible i: $/GJ

MINERÍA: APROVECHAMIENTO DE GAS METANO DE MINAS SUBTERRÁNEAS PARA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

En la extracción de carbón algunas veces suele encontrarse con reservorios de metano atrapados. Aunque no hay información suficiente para verificar la pertinencia de esta medida, se está suponiendo que hay un porcentaje considerable de metano que puede recuperase para producción de electricidad in situ.

La medida consiste en la implementación de sistemas de captura de biogás para la producción de energía eléctrica. La estimación de emisiones toma como base información técnica acerca de la recolección de metano, eficiencia de motor, entre otros, a fin de poder estimar endógenamente las emisiones evitadas y la producción de electricidad (IIE, 2007). En particular se estimaron la producción de electricidad (MWh) y las emisiones evitadas por la generación de electricidad ($MtCO_2e$/año). A partir de la información reportada por INECC (2018d), se identificó un potencial de mitigación de 0.464 $MtCO_2e$ en 2030 en el escenario condicionado, a partir del cual se estimó un potencial de 0.815 $MtCO_2e$ para el escenario condicionado. Con base en estas cifras, se estimó el potencial necesario de captura de biogás en el sector y las emisiones evitadas asociada para la producción de electricidad.

MINERÍA: USO DE HIDRÓGENO VERDE EN CAMIONES MINEROS.

La minería constituye una actividad primordial a nivel mundial, ya que es la base desde donde se parte para la obtención de una gran cantidad de materias primas, indispensables para toda industria. Se estima que las actividades mineras representan aproximadamente el 4% de los consumos de energía a nivel global, en donde los principales consumos corresponden a la electricidad y el diésel, con una participación aproximada de un tercio cada una (Holmberg, et al., 2017; IEA, 2021). La mayor parte del diésel consumido en el sector corresponde al combustible utilizado en los grandes camiones mineros de carga utilizados para el transporte de material desde los sitios de extracción hasta las instalaciones de beneficio (CAMIMEX, 2022).

Para 2021, se tienen contabilizados 1,209 proyectos mineros, la mayor parte de los cuales se encuentran en estados de la zona Norte (CAMIMEX, 2022). Debido a sus altos consumos de diésel, una de las formas para descarbonizar el sector minero es por medio del uso de hidrogeno verde (generado a partir de energías renovables) como combustible en los camiones de carga. Al sustituir los motores de combustión interna por sistemas de potencia eléctricos, en donde se hace uso de celdas de combustible para la generación de la electricidad necesaria para la locomoción, las emisiones en sitio por el uso de esta maquinaria se eliminan. Esta es una opción que ya se encuentra en fase piloto por compañías mineras de talla internacional en diversas minas alrededor del mundo en países como Sudáfrica y Chile (NPROXX, 2021; International Mining, 2020).

En la medida propuesta se plantea la instalación de plantas de generación de hidrógeno por medio de electrólisis y energía solar fotovoltaica para suministrar la demanda de camiones mineros que funcionan con celdas de combustible. Esta medida se considera para el escenario condicionado, a partir de 2030, cuando se asume que puede ser viable a través de la modificación de camiones existentes, con lo cual las emisiones reducidas corresponden al diésel que deja de quemarse en estos camiones. La estimación de los potenciales mitigación y beneficios de la medida se basan en los resultados de CMM (2022), en donde se analizaron opciones para el uso del hidrogeno verde en diversos sectores, entre ellos el minero, así como en estudios de escenarios de reacondicionamiento de camiones mineros para funcionar con celdas de combustible (Niño Vega, 2020; Wallace, 2021). Se considera dos minas a cielo abierto para su implementación a partir de 2030, las cuales son de las mayores del país por volumen de producción, flota de vehículos y consumo de combustible. Los costos de capital del sistema de producción de hidrogeno considerados son de 3,894.9 millones de dólares, en donde se incluyen costos del sistema fotovoltaico, almacenamiento en tanques y electrolizador (CMM, 2022).

Los costos diferenciales de reacondicionamiento de los camiones se asumieron de 3 millones de dólares, de acuerdo con un camión minero de 290 toneladas de capacidad (Niño Vega, 2020) Estos costos, así como aquellos relacionados al reemplazo de las baterías de litio y el electrolito de las celdas de combustible, se ajustaron a la capacidad de los camiones mineros reportados en CMM (2022). El tiempo de vida del proyecto se asume en 25 años, considerando costos de

operación y mantenimiento y el reemplazo de elementos de los camiones y el electrolizador. El potencial de abatimiento se estimó en 864.2 mil toneladas anuales de CO_2.

MINERÍA: SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN MINAS

En esta medida se plantea la implementación de sistemas fotovoltaicos para autogeneración eléctrica para sustituir un porcentaje de diésel que actualmente se usa para generación eléctrica en sitio. Para esto, se consideró un ahorro del 10% de combustible al 2030, que equivale a una disminución de 45 millones de litros de diésel (0.2 PJ). Este 10% de ahorro se traduce en la instalación de 232 MW de capacidad fotovoltaica al 2030, con un incremento del 25.7 MW anuales a partir del 2022, utilizando un factor de utilización de los paneles fotovoltaicos del 19% (SENER, 2022f).

Para el cálculo de proyecciones de consumo de diésel se tomaron los datos del sector minero del 2020 (CAMIMEX, 2021) de electricidad total consumida y gasto de diésel para generación de electricidad. Dichos números reflejaron que: 1) 25% del consumo total de diésel corresponde a autoabastecimiento eléctrico y 2) el sector tiene un factor de conversión de 8.6 kWh por cada litro de diésel. Además, se supuso que la tasa de crecimiento del sector industrial calculada base datos históricos (2.02%) (INEGI, 2022e), era directamente proporcional al consumo de combustibles. Es así como se estimó que para el 2030, la necesidad eléctrica autoabastecida (línea base) sería 3,854 GWh anuales que corresponden a 453 millones de litros de diésel (1.7 PJ).

El cálculo de emisiones por consumo de combustible diésel consideró el factor de emisión de diésel de fuentes fijas (0.07 kgCO2e/MJ) (SEMARNAT, 2015b), resultando en una mitigación anual del 0.01 $MtCO_2e$, llegando a 0.13 $MtCO_2e$ en 2030 y acumulando una reducción en el periodo 2022 a 2030 de 0.6 $MtCO_2e$.

A continuación, se describen las estimaciones utilizadas para el cálculo de los costos y ahorros asociados a la implementación de esta medida:

$$Consumo\ de\ diésel_t = Generación\ autoabastecida_t / Factor\ de\ generación\ diésel$$

Donde

Consumo de diésel: Litros de diésel anuales utilizados en equipos de generación eléctrica in situ

Generación autoabastecida: Generación eléctrica por equipos in situ que utilizan diésel como combustible

Factor de generación: Generación eléctrica producida por cada litro de diésel en sistemas in situ, el cual es de 0.0085 MWh/l en promedio.

En cuanto a la capacidad instalada de paneles fotovoltaicos para la sustitución de equipos de autoabastecimiento. A continuación, se describe el detalle de la estimación:

$$Capacidad\ instalada_t = \frac{Generación\ autoabastecida}{Horas\ de\ operación \cdot Factor\ de\ utilización}.$$

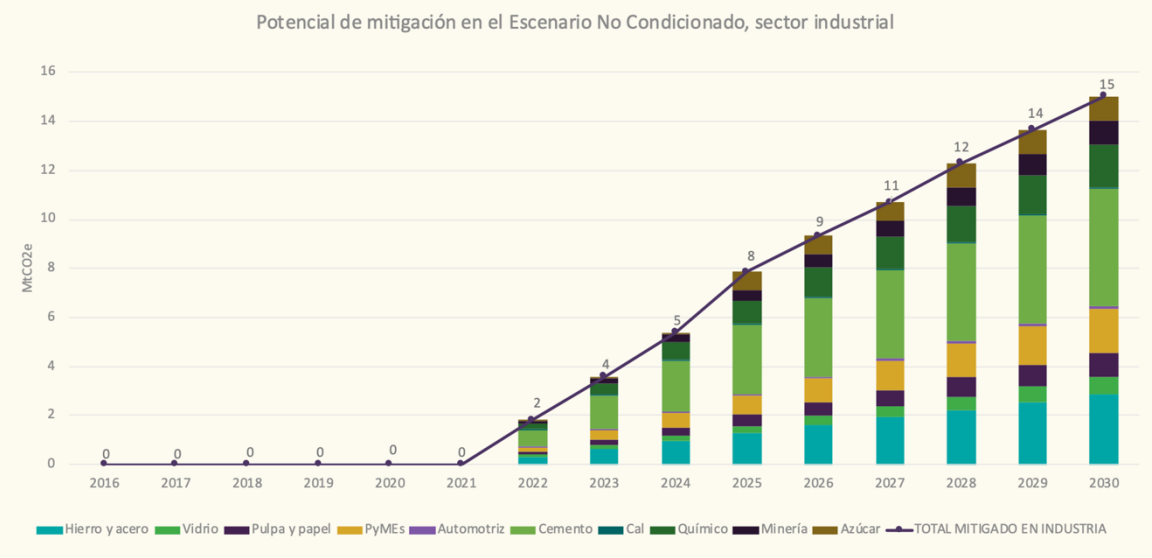
Donde

Capacidad instalada: Capacidad anual en MW
Generación autoabastecida: Estimada en MWh
Horas de operación: Número de horas anuales (8,600 hr)
Factor de utilización: factor de utilización promedio (19%)

12.5.6 Potencial de mitigación para el escenario no condicionado

A continuación, se muestra la gráfica con el potencial de mitigación asociado al escenario no condicionado para alcanzar la meta de 22% de reducción de emisiones con respecto a la línea base. Su desagregación se hace por sector los sectores de cemento y hierro y acero como los sectores con mayor potencial de reducción de emisiones, seguidos por el químico, papel y PyMEs. En total, el potencial identificado se encuentra alrededor de 15 $MtCO_2e$ en 2030.

Figura 160. Potencial de mitigación del escenario no condicionado del sector industrial.



Fuente: elaboración propia.

12.6 Escenario condicionado

12.6.1 Incrementar la participación de combustibles alternativos en el consumo térmico del sector cemento

Se construyó la medida del mismo modo que en el escenario no condicionado, pero con las siguientes características:

Tabla 83. Características de la medida incrementar la participación de combustibles alternativos en el consumo térmico del sector cemento en el escenario condicionado.

Escenario condicionado
• Se plantea un incremento paulatino en el uso de combustibles alternativos: 30% en 2025 y 50% en 2030. Se asume que la energía desplazada provendrá del coque de petróleo. En su lugar, se incrementa el uso de residuos sólidos urbanos, que pasa de una participación del 8% en 2017, al 48% en 2030. La participación relativa de los demás combustibles permanece constante. • La mitigación en 2030 es de 8.836 $MtCO_2e$

Fuente: elaboración propia.

12.6.2 Cogeneración eficiente en el sector de cal

Tabla 84. Características de la medida cogeneración eficiente en el sector de cal en el escenario condicionado.

Escenario Condicionado
• Se asume la construcción y operación de sistemas de cogeneración con una capacidad total de 5.5 MW en 2022, 2.5 MW en 2023, 7.5MW en 2024, 4.0 MW en 2025, 5.3MW en 2026, 1.5 MW en 2027, 4.5 MW en 2028, 2.4MW en 2029 y 1.2 MW en 2030. • La mitigación en 2030 es de 0.0984 $MtCO_2e$

Fuente: elaboración propia.

12.6.3 Cogeneración eficiente y venta de excedentes en ingenios azucareros

La medida se construyó de forma análoga a lo descrito en el escenario no condicionado.

Tabla 85. Características de la medida Cogeneración eficiente y venta de excedentes en ingenios azucareros en el escenario condicionado.

Escenario Condicionado
• Se plantea el año de implementación de acuerdo con el tamaño de los ingenios, en donde los grandes (>9,000 toneladas de caña molida) entran en operación en 2022 (1), 2025 (2) y 2030 (2), los medianos (entre 5,000 y 9,000 toneladas de caña molida) en 2023 (4), 2026 (10), y 2030 (10); y los pequeños (<5,000 toneladas de caña molida) 2 cada año de 2023 a 2026, 3 anuales en 2027 y 2028 y 4 anuales en 2029 y 2030. • La mitigación en 2030 es de 1.50 MtCO2e

Fuente: elaboración propia.

12.6.4 Implementación de sistemas de cogeneración en la industria química

La medida se construyó de forma análoga a lo descrito en el escenario no condicionado.

Tabla 86. Características de la medida Implementación de sistemas de cogeneración en la industria química en el escenario condicionado.

Escenario Condicionado
• Se asume un potencial de cogeneración no explotado de 14.0 PJ. Se asume que la instalación de sistemas de cogeneración será paulatina de 2022 a 2025, alcanzando en este año el 100% del potencial de cogeneración; es decir, una adición de 25% anual del potencial de generación. • La mitigación en 2030 es de 0.706 MtCO2e • El potencial de generación eléctrica es de 3,691 GWh en 2030

Fuente: elaboración propia.

12.6.5 Medidas de eficiencia energética

A continuación, se presenta un cuadro resumen con los potenciales de mitigación identificados en INECC (2018d) y CONUEE (2018c) correspondientes al escenario condicionado, así como la respectiva medida (solución tecnológica asociada a su implementación).

Tabla 87. Potenciales de mitigación por medida para cada subsector el escenario condicionado.

Subsector	Medidas (solución tecnológica)	Mitigación en 2030 (MtCO2e)
Hierro y acero	Moldeado y conformación directa de acero	1.471
Hierro y acero	Incrementar el uso de chatarra para la producción de acero.	1.324
Hierro y acero	Medidas de eficiencia energética y mejora de procesos (horno de arco eléctrico)	1.912
Vidrio	Hornos recuperativos (precalentamiento de aire)	0.740
Vidrio	Precalentamiento de la carga (batch) y del vidrio reciclado	0.395
Pulpa y papel	Extensión de prensado para secado (Shoe press)	0.745
Pulpa y papel	Secado Condebelt	0.745
Pulpa y papel	Cogeneración	-
Pulpa y papel	Incremento en la recuperación de fibra secundaria	0.164

PyMEs	Solar	2.698
PyMEs	Cogeneración	0.229
Automotriz	Eficiencia Energética: Optimizar la eficiencia de los hornos, eliminando las pérdidas de energía e implementando sistemas de recuperación de calor y equipos de control.	0.053
Cemento	Sustitución de clínker por otros materiales cementantes	2.422
Químico	Vapor (manejo condensado y quemadores de alta eficiencia), motores eléctricos eficientes, sistemas de bombeo eficiente, variadores de frecuencia, compresores eficientes, iluminación eficiente, quemadores eficientes, mejora en los sistemas de vapor, integración térmica, y monitoreo y control automático.	1.949
Minería	Aprovechamiento de gas metano de minas subterráneas para generación de electricidad	0.759
Minería	Sistemas fotovoltaicos para la generación eléctrica en Minas	0.815
Total		**17.052**

Nota: La estimación del potencial de mitigación del escenario condicionado se basa en el supuesto de que las emisiones en el escenario condicionado (36%) son proporcionales a la meta de reducción de emisiones no condicionado (22%).

Fuente: elaboración propia.

Las medidas adicionales en el escenario condicionado se estimaron del mismo modo que en el escenario no condicionado. A continuación, se describen brevemente las diferencias con respecto al escenario con condicionado.

HIERRO Y ACERO: MOLDEADO Y CONFORMACIÓN DIRECTA DE ACERO.

Para el escenario condicionado se tomó como punto de partida un potencial de mitigación de 1.471 $MtCO_2e$ en 2030 reportado en CONUEE (2018c).

HIERRO Y ACERO: MEDIDAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Y MEJORA DE PROCESOS (HORNO DE ARCO ELÉCTRICO).

Para el escenario condicionado se tomó como punto de partida un potencial de mitigación de 1.324 $MtCO_2e$ en 2030 reportado en CONUEE (2018c).

VIDRIO: HORNOS RECUPERATIVOS (PRECALENTAMIENTO DE AIRE).

Para el escenario condicionado se tomó como punto de partida un potencial de mitigación de 0.740 $MtCO_2e$ en 2030 reportado en CONUEE (2018c).

VIDRIO: PRECALENTAMIENTO DE LA CARGA (BATCH) Y DEL VIDRIO RECICLADO.

Para el escenario condicionado se tomó como punto de partida un potencial de mitigación de 0. 395 $MtCO_2e$ en 2030 reportado en CONUEE (2018c).

*PULPA Y PAPEL: EXTENSIÓN DE PRENSADO PARA SECADO (*SHOE PRESS*).*

Para el escenario condicionado se tomó como punto de partida un potencial de mitigación de 0. 745 $MtCO_2e$ en 2030 reportado en CONUEE (2018c).

PULPA Y PAPEL: SECADO CONDEBELT.

Para el escenario condicionado se tomó como punto de partida un potencial de mitigación de 0. 745 $MtCO_2e$ en 2030 reportado en CONUEE (2018c).

PULPA Y PAPEL: INSTALACIÓN DE SISTEMAS DE COGENERACIÓN.

Para el escenario condicionado se tomó como punto de partida un potencial de cogeneración de 10 PJ en 2030 según lo reportado en CONUEE (2018c). Las emisiones reducidas alcanzan los 0.533 MtCO2e para el año 2030.

PYMES: INSTALACIÓN DE SISTEMAS DE PANELES FOTOVOLTAICOS.

Para el escenario condicionado se tomó como punto de partida un potencial de mitigación de 2.698 $MtCO_2e$ en 2030 reportado en CONUEE (2018c). Se asumió que hay proporcionalidad entre ambos escenarios de mitigación.

PYMES: INSTALACIÓN DE SISTEMAS DE COGENERACIÓN.

El potencial de cogeneración reportado por (CONUEE, 2018c) es de 4.3 PJ en 2030 para el escenario condicionado. El potencial de mitigación se estimó a partir de una implementación gradual de sistemas de cogeneración entre 2022 y 2026 a una tasa de 11.1% adicional anual hasta alcanzar el máximo potencial. Bajo estos supuestos, las emisiones reducidas son 0.229 MtCO2e para el año 2030.

AUTOMOTRIZ: EFICIENCIA ENERGÉTICA- OPTIMIZAR LA EFICIENCIA DE LOS HORNOS, ELIMINANDO LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA E IMPLEMENTANDO SISTEMAS DE RECUPERACIÓN DE CALOR Y EQUIPOS DE CONTROL.

Para el escenario condicionado se tomó como punto de partida un potencial de mitigación de 0. 171 MtCO2e acumulado a 2030.

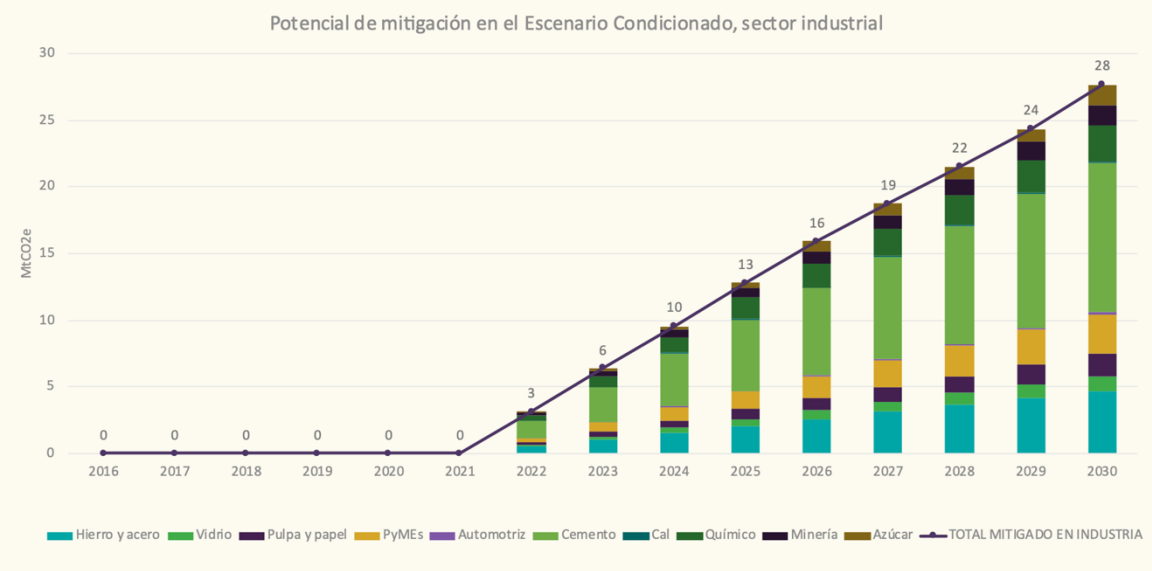
CEMENTO: SUSTITUCIÓN DE CLÍNKER POR OTROS MATERIALES CEMENTANTES.

A partir de la reducción en el consumo de energía y el factor de emisión asociado en línea base, se obtiene un potencial de mitigación de 2.422 MtCO2e en 2030 en el escenario condicionado.

12.6.6 Potencial de mitigación para el escenario no condicionado

Para el escenario condicionado, se estima el potencial de mitigación necesario para alcanzar una reducción de 36% de GEI con respecto a la línea base. Con base en este potencial, se estima el potencial sectorial que debería alcanzar la industria para alcanzar esta meta. La siguiente gráfica muestra que el potencial de mitigación en 2030 estaría en cerca de 28.6 $MtCO_2e$. La participación sectorial en el potencial de mitigación se mantiene relativamente semejante al escenario no condicionado.

Figura 161. Potencial de mitigación del escenario condicionado del sector industrial.



Fuente: elaboración propia.

12.7Análisis económico

En la siguiente tabla se resumen los resultados del análisis económico y posteriormente se describen de manera general algunos de los supuestos para el cálculo de los costos de las medidas.

Tabla 88. Análisis económico del sector industrial.

Subsector	Medida	Costo de abatimiento USD2021/tCO2e		Inversión a 2030 (Mill. USD2021)		Costos de operación y mantenimiento promedio anual (Mill. USD2021)		Ahorro de combustibles promedio anual (Mill. USD2021)	
		Escenario no condicionado	Escenario condicionado	Escenario no condicionado	Escenario condicionado	Escenario no condicionado	Escenario condicionado	Escenario no condicionado	Escenario condicionado
Vidrio	Hornos recuperativos (precalentamiento de aire)	-4.33	-4.33	232.6	380.7	0.0	0.0	19.9	32.5
Vidrio	Precalentamiento de la carga (batch) y del vidrio reciclado	-4.33	-4.33	124.1	203.0	0.0	0.0	10.6	17.3
Pulpa y papel	Extensión de prensado para secado (Shoe press)	-1.17	-1.17	245.9	402.4	1.9	3.1	20.0	32.7
Pulpa y papel	Secado Condebelt	-8.51	-8.51	182.5	298.6	0.0	0.0	20.0	32.7
Químico	Vapor – Aislamiento Térmico	-22.05	-22.05	0.6	1.0	0.05	0.09	7.5	12.2
Químico	Vapor - Manejo de condensado	-22.09	-22.09	0.9	1.5	0.02	0.03	7.5	12.2
Químico	Vapor - Ajuste de combustión	-21.88	-21.88	0.0	0.0	0.16	0.26	7.5	12.2
Químico	Vapor – Recup. de Calor Gases de Comb. - Economizador	-21.70	-21.70	1.5	2.4	0.11	0.18	7.5	12.2
Químico	Vapor – Recuperación de Calor de Purga	-22.13	-22.13	0.3	0.4	0.05	0.09	7.5	12.2

Químico	Vapor – Quemadores de Alta Eficiencia	-22.27	-22.27	0.3	0.6	0.00	0.00	7.5	12.2
Químico	Eficiencia en bombeo, Compresores y ventilación	-22.35	-22.35	0.0	0.0	0.00	0.00	7.5	12.2
Hierro y acero	Moldeado y conformación directa de acero	35.64	-44.87	2164.1	3541.2	-47.2	-77.2	42.0	68.7
Hierro y acero	Medidas de eficiencia energética y mejora de procesos (horno de arco eléctrico)	-26.18	-25.40	86.2	141.1	-8.0	-9.5	54.6	89.3
Automotriz	Eficiencia Energética: Optimizar la eficiencia de los hornos, eliminando las pérdidas de energía e implementando sistemas de recuperación de calor y equipos de control.	-26.17	-26.17	4.1	6.8	0.4	0.7	0.6	1.0
Azúcar	Cogeneración eficiente y venta de excedentes en ingenios azucareros	1.16	17.14	269.8	405.0	13.3	19.9	100.8	107.8
Cal	Implementación de sistemas de cogeneración en el sector cal	0.35	-0.04	58.6	82.7	1.9	2.9	8.2	12.8
Cemento	Sustitución de clínker por otros materiales cementantes	-82.61	-82.61	-	-	-3.6	-5.9	15.1	24.6
Cemento	Incrementar la participación de combustibles alternativos en el consumo térmico del sector	-7.24	-7.68	111.4	182.4	-	-	17.7	47.3
Hierro y acero	Incrementar el uso de chatarra para la producción de acero.	-0.29	-0.29	-	-	-	-	1.9	3.1

Minería	Sustitución de generación eléctrica mediante diésel por sistemas fotovoltaicos	4.25	5.95	234.5	375.2	2.3	3.6	10.2	16.3
Minería	Aprovechamiento de gas metano de minas subterráneas para generación de electricidad	-0.44	-0.57	38.6	54.1	3.8	6.2	13.3	21.8
Pulpa y papel	Implementación de sistemas de cogeneración en el sector de pulpa y papel	-46.21	-49.61	170.5	262.7	8.5	11.6	142.8	191.8
PyMEs	Implementación de sistemas fotovoltaicos en el sector PyMEs	12.25	12.25	2455.4	4017.9	47.2	77.2	196.4	321.3
PyMEs	Implementación de sistemas de cogeneración en el sector PyMEs	-50.84	-46.21	72.1	100.9	3.1	5.0	50.3	84.5
Químico	Implementación de sistemas de cogeneración en el sector químico	-53.74	-55.13	257.2	356.8	10.9	14.6	200.1	265.2

Fuente: elaboración propia.

12.7.1 Moldeado y conformación directa de acero

El costo de inversión asociado se refiere al costo incremental por implementar este proceso. El costo de inversión por los equipos más eficientes es de 282 USD2021 (CONUEE, 2018C) por tonelada de producto. La inversión adicional promedio anual por la implementación de esta medida es de 241 y 394 millones de USD2021 para el escenario no condicionado y condicionado respectivamente para el periodo de 2022 a 2030. En cuanto al Opex, este tiene un valor de -46.77 USD2021/ton (CONUEE, 2018C), lo que resultó en un costo de operación anual promedio durante la vida útil de los sistemas en -47.2 y -77.2 millones de USD2021 para los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente.

Los beneficios provienen del ahorro en el consumo de gas natural y coque durante el tiempo de vida útil de estos equipos, el cual se asumió que es de 15

años. El ahorro anual promedio en el consumo de gas y coque es 42.0 y 68.7 millones de USD2021.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a 462 y -792 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. En tanto que la mitigación acumulada durante toda la vida útil de estos sistemas en estos mismos escenarios es de 17.7 y 22.2 $MtCO_2e$ respectivamente. El costo medio de abatimiento resultante es de 35.64 y -44.87 USD/tCO_2e en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente.

12.7.2Medidas de eficiencia energética y mejora de procesos (horno de arco eléctrico) en el sector de hierro y acero

El costo de inversión asociado se refiere al costo incremental por implementar este proceso. El costo de inversión por los equipos más eficientes es de 8.64 USD2021 (CONUEE, 2018C) por tonelada de producto. La inversión adicional promedio anual por la implementación de esta medida es de 9.6 y 15.7 millones de USD2021 para el escenario no condicionado y condicionado respectivamente para el periodo de 2022 a 2030. En cuanto al Opex, este tiene un valor de -6.67 USD2021/ton (CONUEE, 2018C), lo que resultó en un costo de operación anual promedio durante la vida útil de los sistemas en -8.0 y -9.5 millones de USD2021 para los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente.

Los beneficios provienen del ahorro en el consumo de gas natural y coque durante el tiempo de vida útil de estos equipos, el cual se asumió que es de 15 años. El ahorro anual promedio en el consumo de gas y coque es 54.6 y 89.3 millones de USD2021.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a 462 y 734 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. En tanto que la mitigación acumulada durante toda la vida útil de estos sistemas en estos mismos escenarios es de 17.7 y 28.9 $MtCO_2e$ respectivamente. El costo medio de abatimiento resultante es de -26.18 y -25.4 USD/tCO_2e en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente.

12.7.3 Optimizar la eficiencia de los hornos, eliminando las pérdidas de energía e implementando sistemas de recuperación de calor y equipos de control en el sector automotriz.

El costo de inversión asociado se refiere al costo incremental por la optimización de la eficiencia de hornos. El costo de inversión por adquirir equipos más eficientes es de 790 mil USD2021/PJ. La inversión adicional promedio anual por la implementación de esta medida es de 0.46 y 0.75 millones de USD2021 para el escenario no condicionado y condicionado respectivamente para el periodo de 2022 a 2030.

Los beneficios provienen del ahorro en el consumo de gas natural durante el tiempo de vida útil de estos equipos, el cual se asumió que es de 30 años. El ahorro anual promedio en el consumo de gas es 0.6y 1.0 millones de USD2021.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a 31.9 y 52.2 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. En tanto que la mitigación acumulada durante toda la vida útil de estos sistemas en estos mismos escenarios es de 0.74 y 1.22 $MtCO_2e$ respectivamente. El costo medio de abatimiento de -26.17 USD/tCO_2e para ambos escenarios.

12.7.4 Cogeneración eficiente y venta de excedentes en ingenios azucareros

El costo de inversión asociado se refiere al costo incremental por implementar este proceso. La inversión adicional promedio anual por la implementación de esta medida es de 30 y 45 millones de USD2021 para el escenario no condicionado y condicionado respectivamente para el periodo de 2022 a 2030. En cuanto al Opex, el costo de operación anual promedio durante la vida útil de los sistemas en 13.3 y 19.9 millones de USD2021 para los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente.

Los beneficios provienen del ahorro en el consumo eléctrico y la venta de excedentes a la red eléctrica durante el tiempo de vida útil de estos equipos, el cual se asumió que es de 30 años. El ahorro anual promedio es de 100.8 y 107.8 millones de USD2021.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a 30.1 y 659 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. En tanto que la mitigación acumulada durante toda la vida útil de estos sistemas en estos mismos escenarios es de 27.6 y 40.3 $MtCO_2e$ respectivamente. El costo medio de abatimiento resultante es de 1.16 y 17.1 USD/tCO_2e para los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente.

12.7.5 Implementación de sistemas de cogeneración en el sector cal

El costo de inversión asociado se refiere al costo incremental por implementar sistemas de cogeneración. La inversión adicional promedio anual por la implementación de esta medida es de 6.5 y 9.2 millones de USD2021 para el escenario no condicionado y condicionado respectivamente para el periodo de 2022 a 2030. En cuanto al Opex, el costo de operación anual promedio durante la vida útil de los sistemas en 1.9 y 2.9 millones de USD2021 para los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente.

Los beneficios provienen del ahorro en el consumo eléctrico y la venta de excedentes a la red eléctrica durante el tiempo de vida útil de estos equipos, el cual se asumió que es de 30 años. El ahorro anual promedio es de 8.2 y 12.8 millones de USD2021.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a -0.5 y 0.1 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. En tanto que la mitigación acumulada durante toda la vida útil de estos sistemas en estos mismos escenarios es de 1.5 y 2.3 $MtCO_2e$ respectivamente. El costo medio de abatimiento resultante es de 0.35 y -0.04 USD/tCO_2e para los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente.

12.7.6 Sustitución de clínker por otros materiales cementantes

El costo de inversión asociado se refiere al costo incremental por la sustitución de clínker por cenizas. No se asocian costos de inversión significativos por la sustitución de estos insumos. En cuanto al Opex, el costo de operación anual promedio durante la vida útil de los sistemas en -3.6 y -5.9 millones de USD2021 para los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente.

Los beneficios provienen de la sustitución del clinker y el ahorro en el consumo de gas natural al requerir menos calor, durante el tiempo de vida útil de estos equipos, el cual se asumió que es de 30 años. El ahorro anual promedio es de 15.1y 24.6 millones de USD2021 por consumo de combustibles.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a 507 y 828 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. En tanto que la mitigación acumulada durante toda la vida útil de estos sistemas en estos mismos escenarios es de 6.1 y 10 $MtCO_2e$ respectivamente. El costo medio de abatimiento resultante es de -82.61 USD/tCO_2e para ambos escenarios.

12.7.7Incrementar la participación de combustibles alternativos en el consumo térmico del sector

El costo de inversión asociado se refiere al costo incremental por incrementar el consumo de combustibles alternativos. La inversión adicional promedio anual por la implementación de esta medida es de 12.4 y 20.3 millones de USD2021 para el escenario no condicionado y condicionado respectivamente para el periodo de 2022 a 2030. En cuanto al Opex, no se identificaron costos de operación adicionales significativos.

Los beneficios provienen del ahorro en el consumo de combustibles fósiles convencionales, sustituidos por RSU. El ahorro anual promedio es de 17.7 y 43.3 millones de USD2021.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a 482 y 1,363 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. En tanto que la mitigación acumulada durante toda la vida útil de estos sistemas en estos mismos escenarios es de 67 y 178 $MtCO_2e$ respectivamente. El costo medio de abatimiento resultante es de -7.24 y -7.68 USD/tCO_2e para los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente.

12.7.8 Incrementar el uso de chatarra para la producción de acero

Pare esta medida, no se identificaron costos de inversión y operación adicionales significativos, ya que la chatarra sustituye otros insumos. Sin embargo, se identificaron beneficios, los cuales provienen del ahorro en el consumo de gas natural y coque. El ahorro anual promedio es de 1.9 y 3.1 millones de USD2021.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a 1.0 y 1.6 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. En tanto que la mitigación acumulada durante toda la vida útil de estos sistemas en estos mismos escenarios es de 3.5 y 5.7 $MtCO_2e$ respectivamente. El costo medio de abatimiento resultante es de -0.29 USD/tCO_2e para ambos escenarios.

12.7.9 Sustitución de generación eléctrica mediante diésel por sistemas fotovoltaicos

El costo de inversión asociado se refiere al costo incremental por implementar sistemas fotovoltaicos en sustitución de generadores a base de diésel. La inversión adicional promedio anual por la implementación de esta medida es de 26 y 42 millones de USD2021 para el escenario no condicionado y condicionado respectivamente para el periodo de 2022 a 2030. En cuanto al Opex, el costo de operación anual promedio durante la vida útil de los sistemas en 2.3 y 3.6 millones de USD2021 para los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente.

Los beneficios provienen del ahorro en el consumo de diésel durante el tiempo de vida útil de estos equipos, el cual se asumió que es de 30 años. El ahorro anual promedio es de 10.2 y 16.3 millones de USD2021.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a -75.8 y -121.3 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. En tanto que la mitigación acumulada durante toda la vida útil de estos sistemas en estos mismos escenarios es de 17.8 y 20.4 $MtCO_2e$ respectivamente. El costo medio de abatimiento resultante es de 4.25 y 5.95 USD/tCO_2e para los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente.

12.7.10 Aprovechamiento de gas metano de minas subterráneas para generación de electricidad

El costo de inversión asociado se refiere al costo incremental por implementar sistemas de captura de biogás. La inversión adicional promedio anual por la implementación de esta medida es de 4.3 y 6.0 millones de USD2021 para el escenario no condicionado y condicionado respectivamente para el periodo de 2022 a 2030. En cuanto al Opex, el costo de operación anual promedio durante la vida útil de los sistemas en 3.8 y 6.2 millones de USD2021 para los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente.

Los beneficios provienen del ahorro en el consumo electricidad durante el tiempo de vida útil de estos equipos, el cual se asumió que es de 30 años. El ahorro anual promedio es de 13.3 y 21.8 millones de USD2021.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a -75.8 y -121.3 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. En tanto que la mitigación acumulada durante toda la vida útil de estos sistemas en estos mismos escenarios es de 19.0 y 40.7 $MtCO_2e$ respectivamente. El costo medio de abatimiento resultante es de -0.44 y -0.57 USD/tCO_2e para los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente.

12.7.11 Implementación de sistemas de cogeneración en el sector de pulpa y papel

El costo de inversión asociado se refiere al costo incremental por implementar sistemas de cogeneración. La inversión adicional promedio anual por la implementación de esta medida es de 18.9 y 29.2 millones de USD2021 para el escenario no condicionado y condicionado respectivamente para el periodo de 2022 a 2030. En cuanto al Opex, el costo de operación anual promedio durante la vida útil de los sistemas en 8.5 y 11.6 millones de USD2021 para los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente.

Los beneficios provienen del ahorro en el consumo eléctrico y la venta de excedentes a la red eléctrica durante el tiempo de vida útil de estos equipos, el cual se asumió que es de 30 años. El ahorro anual promedio es de 142.8 y 191.8 millones de USD2021.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a 432 y 653 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. En tanto que la mitigación acumulada durante toda la vida útil de estos sistemas en estos mismos escenarios es de 9.3 y 13.2 $MtCO_2e$ respectivamente. El costo medio de abatimiento resultante es de -46.21 y -49.61 USD/tCO_2e para los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente.

12.7.12 Implementación de sistemas fotovoltaicos en el sector PyMEs

El costo de inversión asociado se refiere al costo incremental por implementar sistemas fotovoltaicos. La inversión adicional promedio anual por la implementación de esta medida es de 273 y 446 millones de USD2021 para el escenario no condicionado y condicionado respectivamente para el periodo de 2022 a 2030. En cuanto al Opex, el costo de operación anual promedio durante la vida útil de los sistemas en 47.2 y 77.2 millones de USD2021 para los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente.

Los beneficios provienen del ahorro en el consumo eléctrico durante el tiempo de vida útil de estos equipos, el cual se asumió que es de 30 años. El ahorro anual promedio es de 196.4 y 321.3 millones de USD2021.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a 556 y 910 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. En tanto que la mitigación acumulada durante toda la vida útil de estos sistemas en estos mismos escenarios es de 45.4 y 74.2 $MtCO_2e$ respectivamente. El costo medio de abatimiento resultante es de 12.25 USD/tCO_2e para ambos escenarios.

12.7.13 Implementación de sistemas de cogeneración en el sector PyMEs

El costo de inversión asociado se refiere al costo incremental por implementar sistemas de cogeneración. La inversión adicional promedio anual por la implementación de esta medida es de 8.0 y 11.2 millones de USD2021 para el escenario no condicionado y condicionado respectivamente para el periodo de 2022 a 2030. En cuanto al Opex, el costo de operación anual promedio durante la vida útil de los sistemas en 3.1 y 5.0 millones de USD2021 para los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente.

Los beneficios provienen del ahorro en el consumo eléctrico y la venta de excedentes a la red eléctrica durante el tiempo de vida útil de estos equipos, el cual se asumió que es de 30 años. El ahorro anual promedio es de 50.3 y 84.5 millones de USD2021.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a 178 y 255 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. En tanto que la mitigación acumulada durante toda la vida útil de estos sistemas en estos mismos escenarios es de 3.5 y 5.5 $MtCO_2e$ respectivamente. El costo medio de abatimiento resultante es de -50.8 y -46.2 USD/tCO_2e para los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente.

12.7.14 Implementación de sistemas de cogeneración en el sector químico

El costo de inversión asociado se refiere al costo incremental por implementar sistemas de cogeneración. La inversión adicional promedio anual por la implementación de esta medida es de 28.6 y 39.6 millones de USD2021 para el escenario no condicionado y condicionado respectivamente para el periodo de 2022 a 2030. En cuanto al Opex, el costo de operación anual promedio durante la vida útil de los sistemas en 10.9 y 14.6 millones de USD2021 para los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente.

Los beneficios provienen del ahorro en el consumo eléctrico y la venta de excedentes a la red eléctrica durante el tiempo de vida útil de estos equipos, el cual se asumió que es de 30 años. El ahorro anual promedio es de 200 y 265 millones de USD2021.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a -556 y 910 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. En tanto que la mitigación acumulada durante toda la vida útil de estos sistemas en estos mismos escenarios es de 14.0 y 18.8 $MtCO_2e$ respectivamente. El costo medio de abatimiento resultante es de -53.7 y -55.1 USD/tCO_2e para los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente.

12.7.15 Hornos recuperativos (precalentamiento de aire) en el sector vidrio

El costo de inversión asociado se refiere al costo incremental por el precalentamiento de aire. El costo de inversión por los equipos más eficientes es de 92.7 USD2021 por tonelada de producto (CONUEE, 2018C). La inversión adicional promedio anual por la implementación de esta medida es de 25.9 y 42.3 millones de USD2021 para el escenario no condicionado y condicionado respectivamente para el periodo de 2022 a 2030.

Los beneficios provienen del ahorro en el consumo de gas natural durante el tiempo de vida útil de estos equipos, el cual se asumió que es de 20 años. El ahorro anual promedio en el consumo de gas es 19.9 y 32.5 millones de USD2021.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a 29.8 y 48.8 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. En tanto que la mitigación acumulada durante toda la vida útil de estos sistemas en estos mismos escenarios es de 6.9 y 11.3 $MtCO_2e$ respectivamente. El costo medio de abatimiento de -4.33 USD/tCO_2e para ambos escenarios.

12.7.16 Precalentamiento de la carga (batch) y del vidrio reciclado

El costo de inversión asociado se refiere al costo incremental por el precalentamiento de la carga batch. El costo de inversión por los equipos más eficientes es de 29.8 USD2021 (CONUEE, 2018C) por tonelada de producto. La inversión adicional promedio anual por la implementación de esta medida es de 13.8 y 22.6 millones de USD2021 para el escenario no condicionado y condicionado respectivamente para el periodo de 2022 a 2030.

Los beneficios provienen del ahorro en el consumo de gas natural durante el tiempo de vida útil de estos equipos, el cual se asumió que es de 20 años. El ahorro anual promedio en el consumo de gas es 10.6 y 17.3 millones de USD2021.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a 15.9 y 26.0 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. En tanto que la mitigación acumulada durante toda la vida útil de estos sistemas en estos mismos escenarios es de 3.7 y 6.0 $MtCO_2e$ respectivamente. El costo medio de abatimiento de -4.33 USD/tCO_2e para ambos escenarios.

12.7.17 Extensión de prensado para secado (Shoe press) en el sector de pulpa y papel

El costo de inversión asociado se refiere al costo incremental por implementar este proceso. El costo de inversión por los equipos más eficientes es de 41.95 USD2021 (CONUEE, 2018C) por tonelada de producto. La inversión adicional promedio anual por la implementación de esta medida es de 245.9 y 402.4

millones de USD2021 para el escenario no condicionado y condicionado respectivamente para el periodo de 2022 a 2030. En cuanto al Opex, este tiene un valor de 2.43 USD2021/ton (CONUEE, 2018C), lo que resultó en un costo de operación anual promedio durante la vida útil de los sistemas en 1.9 y 3.1 millones de USD2021 para los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente.

Los beneficios provienen del ahorro en el consumo de gas natural durante el tiempo de vida útil de estos equipos, el cual se asumió que es de 15 años. El ahorro anual promedio en el consumo de gas es 20.0y 32.7 millones de USD2021.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a 8.1 y 13.3 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. En tanto que la mitigación acumulada durante toda la vida útil de estos sistemas en estos mismos escenarios es de 6.9 y 11.3 $MtCO_2e$ respectivamente. El costo medio de abatimiento de -1.17 USD/tCO_2e para ambos escenarios.

12.7.18 Secado Condebelt en el sector de pulpa y papel

El costo de inversión asociado se refiere al costo incremental por implementar este proceso. El costo de inversión por los equipos más eficientes es de 31.13 USD2021 (CONUEE, 2018C) por tonelada de producto. La inversión adicional promedio anual por la implementación de esta medida es de 182.5 y 298.6 millones de USD2021 para el escenario no condicionado y condicionado respectivamente para el periodo de 2022 a 2030.

Los beneficios provienen del ahorro en el consumo de gas natural durante el tiempo de vida útil de estos equipos, el cual se asumió que es de 15 años. El ahorro anual promedio en el consumo de gas es 20.0 y 32.7 millones de USD2021.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a 57.6 y 94.2 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. En tanto que la mitigación acumulada durante toda la vida útil de estos sistemas en estos mismos escenarios es de 2.6 y 4.2 $MtCO_2e$

respectivamente. El costo medio de abatimiento de -22.27 USD/tCO_2e para ambos escenarios.

12.7.19 Vapor – Aislamiento Térmico

El costo de inversión asociado se refiere al costo incremental por implementar este proceso. El costo de inversión por los equipos más eficientes es de 0.46 USD2021 por tonelada de producto (CONUEE, 2018C). La inversión adicional promedio anual por la implementación de esta medida es de 0.6 y 1.0 millones de USD2021 para el escenario no condicionado y condicionado respectivamente para el periodo de 2022 a 2030. En cuanto al Opex, este tiene un valor de 0.26 USD2021/ton (CONUEE, 2018c), lo que resultó en un costo de operación anual promedio durante la vida útil de los sistemas en 0.05 y 0.09 millones de USD2021 para los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente.

Los beneficios provienen del ahorro en el consumo de gas natural durante el tiempo de vida útil de estos equipos, el cual se asumió que es de 15 años. El ahorro anual promedio en el consumo de gas es 7.5 y 12.2 millones de USD2021.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a 57.0 y 93.3 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. En tanto que la mitigación acumulada durante toda la vida útil de estos sistemas en estos mismos escenarios es de 2.6 y 4.2 $MtCO_2e$ respectivamente. El costo medio de abatimiento de -22.05 USD/tCO_2e para ambos escenarios.

12.7.20 Vapor - Manejo de condensado

El costo de inversión asociado se refiere al costo incremental por implementar este proceso. El costo de inversión por los equipos más eficientes es de 0.70 USD2021 por tonelada de producto (CONUEE, 2018c). La inversión adicional promedio anual por la implementación de esta medida es de 0.9 y 1.5 millones de USD2021 para el escenario no condicionado y condicionado respectivamente para el periodo de 2022 a 2030. En cuanto al Opex, este tiene un valor de 0.10 USD2021/ton (CONUEE, 2018C), lo que resultó en un costo de operación anual

promedio durante la vida útil de los sistemas en 0.02 y 0.03 millones de USD2021 para los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente.

Los beneficios provienen del ahorro en el consumo de gas natural durante el tiempo de vida útil de estos equipos, el cual se asumió que es de 15 años. El ahorro anual promedio en el consumo de gas es 7.5 y 12.2 millones de USD2021.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a 57.1 y 93.4 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. En tanto que la mitigación acumulada durante toda la vida útil de estos sistemas en estos mismos escenarios es de 2.6 y 4.2 $MtCO_2e$ respectivamente. El costo medio de abatimiento de -22.09 USD/tCO_2e para ambos escenarios.

12.7.21 Vapor - Ajuste de combustión en el sector químico

El costo asociado se refiere al costo incremental por implementar este proceso. El costo de operación y mantenimiento por la operación de equipos más eficientes es de 0.78 USD2021/ton (CONUEE, 2018C), lo que resultó en un costo de operación anual promedio durante la vida útil de los sistemas en 0.16 y 0.26 millones de USD2021 para los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente.

Los beneficios provienen del ahorro en el consumo de gas natural durante el tiempo de vida útil de estos equipos, el cual se asumió que es de 15 años. El ahorro anual promedio en el consumo de gas es 7.5 y 12.2 millones de USD2021.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a 56.6 y 92.6 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. En tanto que la mitigación acumulada durante toda la vida útil de estos sistemas en estos mismos escenarios es de 2.6 y 4.2 $MtCO_2e$ respectivamente. El costo medio de abatimiento de -21.88 USD/tCO_2e para ambos escenarios.

12.7.22 Vapor – Recuperación de Calor Gases de Combustión en el sector químico

El costo de inversión asociado se refiere al costo incremental por implementar este proceso. El costo de inversión por los equipos más eficientes es de 1.09 USD2021 por tonelada de producto (CONUEE, 2018C). La inversión adicional promedio anual por la implementación de esta medida es de 0.2 y 0.3 millones de USD2021 para el escenario no condicionado y condicionado respectivamente para el periodo de 2022 a 2030. En cuanto al Opex, este tiene un valor de 0.54 USD2021/ton (CONUEE, 2018C), lo que resultó en un costo de operación anual promedio durante la vida útil de los sistemas en 0.11 y 0.18 millones de USD2021 para los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente.

Los beneficios provienen del ahorro en el consumo de gas natural durante el tiempo de vida útil de estos equipos, el cual se asumió que es de 15 años. El ahorro anual promedio en el consumo de gas es 7.5 y 12.2 millones de USD2021.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a 56.1 y 91.8 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. En tanto que la mitigación acumulada durante toda la vida útil de estos sistemas en estos mismos escenarios es de 2.6 y 4.2 $MtCO_2e$ respectivamente. El costo medio de abatimiento de -21.70 USD/tCO_2e para ambos escenarios.

12.7.23 Vapor – Recuperación de Calor de Purga en el sector químico

El costo de inversión asociado se refiere al costo incremental por implementar este proceso. El costo de inversión por los equipos más eficientes es de 0.19 USD2021 por tonelada de producto (CONUEE, 2018C). La inversión adicional promedio anual por la implementación de esta medida es de 0.03 y 0.05 millones de USD2021 para el escenario no condicionado y condicionado respectivamente para el periodo de 2022 a 2030. En cuanto al Opex, este tiene un valor de 0.26 USD2021/ton (CONUEE, 2018C), lo que resultó en un costo de operación anual

promedio durante la vida útil de los sistemas en 0.05 y 0.09 millones de USD2021 para los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente.

Los beneficios provienen del ahorro en el consumo de gas natural durante el tiempo de vida útil de estos equipos, el cual se asumió que es de 15 años. El ahorro anual promedio en el consumo de gas es 7.5 y 12.2 millones de USD2021.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a 57.2 y 93.6 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. En tanto que la mitigación acumulada durante toda la vida útil de estos sistemas en estos mismos escenarios es de 2.6 y 4.2 $MtCO_2e$ respectivamente. El costo medio de abatimiento de -22.13 USD/tCO_2e para ambos escenarios.

12.7.24 Vapor – Quemadores de Alta Eficiencia en el sector químico

El costo de inversión asociado se refiere al costo incremental por implementar este proceso. El costo de inversión por los equipos más eficientes es de 0.25 USD2021 por tonelada de producto (CONUEE, 2018C). La inversión adicional promedio anual por la implementación de esta medida es de 0.04 y 0.06 millones de USD2021 para el escenario no condicionado y condicionado respectivamente para el periodo de 2022 a 2030.

Los beneficios provienen del ahorro en el consumo de gas natural durante el tiempo de vida útil de estos equipos, el cual se asumió que es de 15 años. El ahorro anual promedio en el consumo de gas es 7.5 y 12.2 millones de USD2021.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a 57.6 y 94.2 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. En tanto que la mitigación acumulada durante toda la vida útil de estos sistemas en estos mismos escenarios es de 2.6 y 4.2 $MtCO_2e$ respectivamente. El costo medio de abatimiento de -22.27 USD/tCO_2e para ambos escenarios.

12.7.25 Eficiencia en bombeo, Compresores y ventilación en el sector químico

El costo de inversión asociado se refiere al costo incremental por implementar este proceso. El costo de inversión por los equipos más eficientes es de 0.01 USD2021 por tonelada de producto (CONUEE, 2018C). La inversión adicional promedio anual por la implementación de esta medida es de 0.8 y 1.3 miles de USD2021 para el escenario no condicionado y condicionado respectivamente para el periodo de 2022 a 2030.

Los beneficios provienen del ahorro en el consumo de gas natural durante el tiempo de vida útil de estos equipos, el cual se asumió que es de 15 años. El ahorro anual promedio en el consumo de gas es 7.5 y 12.2 millones de USD2021.

El valor presente neto de los flujos monetarios descontados a una tasa de descuento de 10% por la implementación de esta medida corresponde a 57.8 y 94.2 millones de USD2021, en los escenarios no condicionado y condicionado respectivamente. En tanto que la mitigación acumulada durante toda la vida útil de estos sistemas en estos mismos escenarios es de 2.6 y 4.2 $MtCO_2e$ respectivamente. El costo medio de abatimiento de -22.35 USD/tCO_2e para ambos escenarios.

12.8 Conclusiones

La industria es un sector muy complejo debido a la gran diversidad de la actividad industrial que va desde los sectores de cemento, químico, hierro y acero, papel minero. Por un lado, existen soluciones tecnológicas transversales como la cogeneración que facilitan su análisis; sin embargo, algunas soluciones tecnológicas muy particulares a cada subsector hacen complejo el análisis del sector, tanto por sus características técnicas como por el gran número de soluciones tecnológicas; lo cual hace difícil abarcar todas las opciones disponibles.

Debido a que no se identificó información desagregada que permitiera conocer el estado actual de la tecnología base para establecer un nivel tecnológico de línea base, lo cual serviría para plantear soluciones más precisas de tecnologías con

base a la disponibilidad en el mercado. Para ello se optó por utilizar *benchmarks* que toman como base tecnologías convencionales para el establecimiento de línea base, a partir del cual proponer soluciones tecnológicas más eficientes para su instrumentación.

El enfoque de análisis, en su mayoría, se basó en un enfoque *top-down* a partir de información sobre potenciales de mitigación o de eficiencia energética con la cual se estimaron los ahorros de combustibles con base en eficiencias identificadas. Las medidas analizadas abarcan sólo una parte de todas las medidas posibles en el sector industrial, por lo que su potencial de mitigación podría ser superior.

13 Referencias

ABB Group (2022a) Building Energy Management. Zurich, Suiza

ABB Group (2022b) Qué es un variador de frecuencia: Definición, cómo funciona, características y ventajas. Zurich, Suiza

Abengoa (2022) Historia [En línea] Recuperado de: http://www.abengoa.com.mx/web/es/acerca-de-nosotros/historia-mexico/ [Consultado: 01 de septiembre de 2022].

AchEE (2017) Beneficios de los Sistemas de Gestión de Energía basados en ISO 50001 y casos de éxito. Agencia Chilena de Eficiencia Energética.

Acuerdo, Diario Oficial de la Federación, DOF (2015) Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. Acuerdo que establece los gases o compuestos de efecto invernadero que se agrupan para efectos de reporte de emisiones, así como sus potenciales de calentamiento. 14/08/2015. Diario Oficial de la Federación

AFAC (2022) Estadística de Flota Aérea Nacional. Segundo Trimestre 2022. Agencia Federal de Aviación Civil. Recuperado de: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/747128/flota-reg-2022-2-trim-260722.pdf.

Aguilar-Pérez, C., Solorio, F., Ku-Vera, J., Magaña, J., Santos, J. (2007) Producción de leche y carne en sistemas silvopastoriles. Bioagrociencias. 12(1): 1-8.

Aguirre-Calderón, Oscar Alberto (2015) Manejo Forestal en el Siglo XXI. Madera y bosques, 21(spe), 17-28. Recuperado en 26 de septiembre de 2022, de http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1405-04712015000400002&lng=es&tlng=es.

Alarcón-Zapata, M. A. (2017) Manual de prácticas de producción y manejo de forrajes. Universidad Veracruzana. Facultad de Ciencias Biológicas y Agropecuarias. Tuxpan, Ver. 64 pp. https://www.uv.mx/pozarica/cba/files/2017/09/26-Manual-de-practicas-de-produccion-y-manejo-de-forrajes.pdf

Alcaraz-Calderón, A. y otros (2014) Evaluación de arreglos para cogeneración, s.l.: Boletin IIE

Altenburg, T. A. (Ed.) (2017) Green Industrial Policy. Concept, Policies, Country Experiences. Obtenido de https://archive.un-page.org/files/public/green_industrial_policy_book_aw_web.pdf

American Council for an Energy-Efficient Economy, ACEEE (2005) On-Farm Energy Use Characterizations. Washington D.C., EUA

AMIA (2022a) Importación de vehículos usados. México: Asociación Mexicana de la Industria Automotriz. Recuperado de: https://amia.com.mx/importacion-de-vehiculos-usados1/.

AMIA (2022b) Ventas de vehículos híbridos y eléctricos. México: Asociación Mexicana de la Industria Automotriz. Recuperado de: https://amia.com.mx/ventas-de-vehiculos-hibridos-y-electricos1/.

Anguiano, J. M., Aguirre, J. y Palma, J. M. (2013)Secuestro de carbono en la biomasa aérea de un sistema agrosilvopastoril de Cocos nucifera, Leucaena leucocephala Var. Cunningham y Pennisetum purpureum Cuba CT-115. Avances en investigación agropecuaria. 17(1): 149-160 https://www.redalyc.org/pdf/837/83725698009.pdf

ANIQ (2022) Anuario Estadístico. Obtenido de Asociación Nacional de la Industria Química: https://aniq.org.mx/webpublico/notas/anuarioestadisticoiq.asp

Apan-Salcedo, G. W. (2019) Sistemas silvopastoriles: una mirada rápida a los arreglos, masificación y experiencia en Chiapas. https://www.researchgate.net/publication/35

4390260_Sistemas_Silvopastoriles_Una_mirada_rapida_a_los_arreglos_masificacion_y_experiencia_en_Chiapas/link/6136a7ba0360302a00842265/download

API (2009) Compendium of greenhouse gas emissions methodologies for the oil and natural gas industry, s.l.: American Petroleum Institute.

Arroyo, I.; Cervantes, V.;Tamaríz-Flores, V.; Castelán, R. (2022) Land Degradation Neutrality: State and Trend of Degradation at the Subnational Level in Mexico. Land, 11, 562. https://doi.org/10.3390/land11040562

Arroyo, R., & Jiménez, R. v. (2014) Tecnología Led para un Programa Mejorado de Luz Sustentable. Mundo Siglo XXI, Revista Del CIECAS-IPN, IX. Recuperado de https://www.mundosigloxxi.ipn.mx/pdf/v09/33/06.pdf

ARTF (2021) Anuario Estadístico Ferroviario 2020. México: Agencia Reguladora del Transporte Ferroviario, p. 240. Recuperado de: https://www.gob.mx/artf/documentos/anuario-estadistico-ferroviario-2020.

ASHRAE (2017) Handbook Fundamentals, Atlanta, EUA.

Ateeq, A., Taher, M. & AL Salam, F. (2017) Energy Saving in Atmospheric Distillation Unit by Retrofit Design of Heat Exchanger Networks of Al –Basra Refinery. International Journal of Engineering Research & Technology, pp. 425-430.

Ávila-Juárez, J.O. (2011) Acero. Nacionalismo y neoliberalismo en México. Historia de la Siderúrgica Lázaro Cárdenas-Las Truchas S.A. Editorial El Colegio de Michoacán.

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. https://doi.org/10.1016/j.ecolind.2018.01.025.

Banco Mundial (2022a) Abastecimiento de agua. Washington D. C., Estados Unidos.

Banco Mundial (2022b). Datos sobre las cuentas nacionales del Banco Mundial y archivos de datos sobre cuentas nacionales de la OCDE. [En línea] Recuperado de: https://datos.bancomundial.org/indicator/NV.IND.TOTL.ZS

Banco Mundial (2022c). Estimaciones de personal del Banco Mundial a partir de la base de datos Comtrade generada por la División de Estadísticas de las Naciones Unidas. [En línea] Recuperado de: https://datos.bancomundial.org/indicador/TX.VAL.MANF.ZS.UN?locations=MX

Barma, M. y otros (2017) A review on boilers energy use, energy savings, and emissions reductions. Renewable and Sustainable Energy Reviews, pp. 970-983.

Barnés de Castro, F. (2022) Aportaciones para un nuevo Plan Estratégico de Gas Natural – Parte segunda [En línea] Recuperado de: https://energiaadebate.com/aportaciones-para-un-nuevo-plan-estrategico-de-gas-natural-parte-segunda/ [Consultado: 22 de agosto de 2022].

Barragán-Hernández, J. (2011) Nuevo Pemex. La planta de cogeneración más grande y moderna de México. Caso Práctico. s.l.:Abengoa.

BAXI (s.f.) ¿Cuánto puedo ahorrar con un equipo de aerotermia?. Madrid, España

Baylón, M. (2021) Laminas y Aceros. Obtenido de El Horno de Arco eléctrico: https://blog.laminasyaceros.com/blog/el-horno-de-arco-el%C3%A9ctrico

Bayraktarov, E; Saunders, MI; Abdullah, S; Mills, M; Beher, J; Possingham, HP; Mumby, PJ; Lovelock, CE. (2016) The cost and feasibility of marine coastal restoration. Ecological applications 26(4):1055-1074.

Bázan, G. (2016) La 4ª Revolución industrial y la Industria Química en México. En La Química por mexicanos para México (Vol. 10, págs. 15-19). Sociedad Química de México. Obtenido de http://bsqm.org.mx/pdf-boletines/V10/V10N2/BSQM_2016_5.pdf

BBVA (2021) Cuánto dura la batería de una bicicleta eléctrica y cómo se puede alargar su vida útil [En línea] Recuperado de: https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/cuanto-dura-la-bateria-de-una-bicicleta-electrica-y-como-se-puede-alargar-su-vida-util/

BBVA (2022) Ventanas bien aisladas, ahorro energético seguro. Madrid, España.

BC Hydro (2021) How much does owning an electric vehicle cost [En línea] Recuperado de: https://electricvehicles.bchydro.com/learn/costs-of-electric-vehicles

Beloev, H. y otros (2021) Comparative technical and economic analysis of innovative methods for waste heat recovery de flue gases for boiler type BKZ 220-100. Sozopol, E3S Web of Conferences.

Bhander et al. (2010) Easewaste-life cycle modeling capabilities for waste management technologies. International Journal of Life Cycle Assessment, 15(4), 403-416.

Bhatia, A. (2012) Improving Energy Efficiency of Boiler Systems. PDHonline Course M166. Virginia: s.n. Briones, V. y otros, 1999. Oil & GAs Journal. [En línea] Recuperado de: http://www.ogj.com/articles/print/volume-97/issue-25/in-this-issue/refining/pinch-analysis-used-in-retrofit-design-of-distillation-units.html [Último acceso: 15 Agosto 2017].

BID (2013) Desarollo de una metodología para la construcción de curvas de abatimiento de emisiones de GEI incorporando la incertidumbre asociada a las principales variables de mitigación. [En línea] Recuperado de: https://publications.iadb.org/es/publicacion/15398/desarrollo-de-una-metodologia-para-la-construccion-de-curvas-de-abatimiento-de

BID (2019a) Buenas prácticas corporativas en materia de reducción de pérdidas y desperdicios de alimentos en América Latina y el Caribe, Oficina de Alianzas Estratégicas.

BID (2019b) Programa de Eficiencia Energética en Edificios de Oficinas en México. Banco Interamericano de Desarrollo. CDMX, México

Boeck, D. (2011) Simulación de sistemas de cogeneración en la industria azucarera de Tucumán. Revista industrial y agrícola de Tucumán.

Brancalion, P.H.S., Viani, R.A.G., Strassburg, B.B.N. y R.R. Rodrigues (2012) Cómo financiar la restauración de los bosques tropicales. Unasylva 239 (63).

Buesseler, K. O., Boyd, P. W., Black, E. E., & Siegel, D. A. (2020) Metrics that matter for assessing the ocean biological carbon pump. Proceedings of the National Academy of Sciences, 117(18), 9679-9687.

Bylin, C., Schaffer, Z., Goel, V., Robinson, D., do N-Campos, A., Borensztein, F. (2010) Designing the ideal offshore platform methane mitigation strategy. SPE International. SPE 126964.

Cain Industries (2022) Heat Recovery Systems. [En línea] Recuperado de: http://www.cainind.com/downloads/Cain-Boiler-Economizer.pdf#zoom=80 [Último acceso: 2022].

Calva-Soto, Karina, & Pavón, Numa P (2018) La restauración ecológica en México: una disciplina emergente en un país deteriorado. Madera y bosques, 24(1), e2411135. Epub 09 de marzo de 2018.https://doi.org/10.21829/myb.2018.2411135

Calvin, K., Patel, P., Clarke, L., et al (2019) GCAM v5.1: representing the linkages between energy, water, land, climate, and economic systems, Geosci. Model Dev., 12, 677–698, https://doi.org/10.5194/gmd-12-677-2019.

Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. LEY GENERAL DE CAMBIO CLIMÁTICO, Diario Oficial de la Federación § (2012). México. Recuperado de https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LGCC.pdf

Cámara de Diputados. Centro de Estudios para el Desarrollo Rural Sustentable y la Soberanía Alimentaria (CEDRSSA). Tratado entre México, Estados Unidos y Canadá, T-MEC, Capítulo 24 Medio Ambiente. [En línea] Recuperado de: http://www.cedrssa.gob.mx/post_tratado_entre_mn-xico__estados_unidos_y_canadno__-n-t-mec-n-_capn-tulo_24_-n-medio_ambiente-n.html

Cámara del Papel (2020) Huella de carbono de las industrias de la celulosa y del papel en México. [En línea] Recuperado de: https://www.camaradelpapel.com.mx/pdf/EHC-sumario5.pdf. [Último acceso: 03 octubre 2022].

CAMIMEX (2021) Informe de Sustentabilidad 2021., Ciudad de México: Cámara Minera de México.

CAMIMEX (2022) Informe Anual 2022, Ciudad de México: Cámara Minera de México.

CANACEM (2022) Cámara Nacional del Cemento. Obtenido de https://canacem.org.mx/reporte-de-fabricacion/

CANACERO (1996) México a través del acero. Cámara Nacional de la Industria del Acero (CANACERO).

CANACERO (2022) Estadísticas de Acero. Obtenido de Cámara Nacional de Industria del Hierro y del Acero: https://www.canacero.org.mx/aceroenmexico.php

CANACERO, 2022. Radiografía de la industria del acero en México. [En línea]. Recuperado de: https://www.canacero.org.mx/aceroenmexico/descargas/Radiografia_de_la_Industria_del_Acero_en_Mexico_2022.pdf. [Último acceso: octubre 03 2022].

Cantini, A. y otros, 2021. Technological Energy Efficiency Improvements in Cement Industries. Sustainability, 13(7), p. 3810.

Carbon capture and sequestration in power generation: review of impacts and opportunities for water sustainability.

Cardoso, P. & Peixoto, M (2016) Assessment of Pumps Performance In water Supply Systems.

Castellanos Rando, R (2015)

Castellanos-Gutiérrez, A., Rodríguez-Ramírez, S., Bromage, S., Fung, T. T., Li Y., Bhpathiraju, S. N., Deitchler, M., Willett, WL, 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 (supplement 2): 143-151. https://doi.org/10.1093/jn/nxab202

CCA (2014), El carbono azul en América del Norte, Comisión para la Cooperación Ambiental, Montreal, 4pp.

CCA (2017), Caracterización y gestión de la pérdida y el desperdicio de alimentos en América del Norte, informe sintético, Comisión para la Cooperación Ambiental, Montreal.

Ceccon, E., Barrera-Cataño, J., Aronson, J. Martínez-Garza, C. (2015) The socioecological complexity of ecological restoration in Mexico. Restoration Ecology 23 (4): 331-336. https://doi.org/10.1111/rec.12228

Ceccon, E., Méndez-Toribio, M. & Martínez-Garza, C (2020) Social Participation in Forest Restoration Projects: Insights de a National Assessment in Mexico. Hum Ecol 48, 609–617. https://doi-org.ezproxy.ecosur.mx/10.1007/s10745-020-00178-w

CEDRSSA (2019) Notas sobre fertilizantes. http://www.cedrssa.gob.mx/post_n-fertilizantes-n.html

Celorio-Cacep, J. C., Berúmen-Alatorre, A. C. y Ramírez-Vera, S (2021) Evaluación económica de una unidad bovina de doble propósito en el trópico húmedo. Revista Mexicana de Agronegocios. 49: 1-8. Sociedad Mexicana de Administración Agropecuaria A.C. https://www.redalyc.org/journal/141/1416972 3002/html/

CEMEX México (2012) CEMEX Mexico: Biomass project at. UNFCCC. Obtenido de https://cdm.unfccc.int/Projects/DB/RINA1350 995998.55/view

CENACE (2022) Reporte semanal del Mercado Eléctrico Mayorista. Recuperado Octubre 6, 2022, de https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/Reportes/PreEnerServConMTR.aspx

Centro de Estudios para la Sostenibilidad - Fundación Wajari (2010) Agroforestry system of cacao and gallery forest. Recuperado de: https://qcat.wocat.net/es/wocat/technologies/view/technologies_5763/

Centro de Investigaciones Económicas, Administrativas y Sociales del Instituto Politécnico Nacional, CIECAS (2014) Tecnología Led para un Programa Mejorado de Luz Sustentable. CDMX, México

Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, obtenido a través del Observatorio de Transición Energética de México, ObtrenMX desarrollado por Iniciativa Climática de México, ICM. (s.f.). Demanda en MTR por Gerencia de control (Área). Obtenido de https://obtrenmx.org/demanda_mtr_area el 07/06/2022

Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, obtenido a través del Observatorio de

Transición Energética de México, ObtrenMX desarrollado por Iniciativa Climática de México, ICM. (s.f.). Generación del SEN por tecnología. Obtenido de https://obtrenmx.org/generacion_sen el 07/06/2022

Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, obtenido a través del Observatorio de Transición Energética de México, ObtrenMX desarrollado por Iniciativa Climática de México, ICM. (s.f.). Pérdidas en la RNT, Pérdidas técnicas en las RGD, Pérdidas no técnicas en las RGD. Obtenido de https://obtrenmx.org/estimacion_perdidas el 07/06/2022

CEPAL (2018) Informe nacional de monitoreo de la eficiencia energética de México. Comisión Económica para América Latina y el Caribe. CDMX, México

CEPAL (2021) Taller técnico: Consulta sobre el estudio sobre Encuestas de Origen-Destino en América Latina [En línea] Recuperado de: https://www.cepal.org/sites/default/files/presentations/santiago-y-san-antonio-rodrigo-contreras.pdf

CEPEP (2018) Guía general para la presentación de evaluaciones costo y beneficio de programas y proyectos de inversión.

CER (2020) Lineamientos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable Participativos, Incluyentes y Transparentes. Ciudad de México: Proyecto Comunidades y Energía Renovable. Obtenido de https://proyectocer.org/assets/img/Lineamientos-Final-web.pdf

CFE (2015) Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico, s.l.: Comisión Federal de Electricidad.

CFE (2017) Usuarios y consumo de electricidad por municipio (2010-2017). Comisión Federal de Electricidad. CDMX, México

CFE (2020) Comisión Federal de Electricidad. Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución 2020 - 2034.

CFE (2022a) Plan de Negocios 2022-2026. México. Recuperado de https://www.cfe.mx/finanzas/Documents/Plan%20de%20Negocios%202022-2026%20V48%20PUBLICA.pdf

CFE (2022b) Usuarios y ventas de electricidad, obtenido a través de la Plataforma Nacional de Transparencia (PNT) mediante la solicitud número 3300. Comisión Federal de Electricidad.

Chase, R., C40 Cities Climate Leadership Group, ICLEI – Local Governments for Sustainability, Institute for Transportation and Development Policy, Natural Resources Defense Council, Partnership on Sustainable Low Carbon Transport (SLoCaT), Transportation for America (T4America), Rocky Mountain Institute, Shared-Use Mobility Center, & WRI Ross Center for Sustainable Cities (2017) Shared Mobility Principles for Livable Cities. [En línea] Recuperado de: https://www.sharedmobilityprinciples.org

Choate, W. (2003). Energy and Emission Reduction Opportunities for the Cement Industry. Energy Effic. Renew. Energy, pp. 1-41.

CIEP (2020) El papel de las coberturas petroleras en las finanzas públicas ante la caída de los precios del petróleo [En línea] Recuperado de: https://ciep.mx/el-papel-de-las-coberturas-petroleras-en-las-finanzas-publicas-ante-la-caida-de-los-precios-del-petroleo/ [Consultado: 22 de agosto de 2022].

CIMMYT (2018) MasAgro Guanajuato. Modelo de escalamiento y extensionismo agrícola. https://repository.cimmyt.org/bitstream/handle/10883/18146/56637_2018_IX%2842%29.pdf?sequence=154&isAllowed=y

CIMMYT (s.f.) https://masagro.mx/componentes/masagro-productor/

Ciocoletto, A., Casanovas, R., Fonseca, M., Ortiz Escalante, S., & Valdivia, B. (2019). Urbanismo feminista. Por una transformación radical de los espacios de vida. Barcelona: Virus Editorial i Distribuidora.

Climate Action Tracker (2022) CAT Climate Target Update Tracker Mexico. Recuperado de: https://climateactiontracker.org/climate-target-update-tracker/mexico/

Climate Watch (2022) Mexico Climate Change Data. Washington, D.C. Recuperado de

https://www.climatewatchdata.org/countries/MEX?end_year=2019&start_year=1990

CMM (2008) Analysis of potential greenhouse gas (GHG) mitigation measures and policies in Mexico (PEMEX Refinación). CCAP-CMM.

CMM (2009) Elementos para un plan de acción climática del sector petrolero. Centro Mario Molina para Estudios Estratégicos sobre Energía y Medio Ambiente A.C.

CMM (2017) Rutas de bajo carbono sectoriales: Rutas tecnológicas para el desarrollo de bajo carbono en la industria nacional. Parte 1. Centro Mario Molina para Estudios Estratégicos sobre Energía y Medio Ambiente (CMM).

CMM (2018) Rutas tecnológicas para el desarrollo de bajo carbono en la industria nacional. Parte 2. Centro Mario Molina para Estudios Estratégicos sobre Energía y Medio Ambiente (CMM).

CMM (2020) Oil and gas sector. En: Iniciativa Climática de México, World Resources Institute, Carbon Trust. Rutas sectoriales de descarbonización para México al 2030 y proyecciones a 2050. UK Pact. Centro Mario Molina para Estudios Estratégicos sobre Energía y Medio Ambiente A.C.

CMM (2022) Assessment of the greenhouse gas mitigation potential of green hydrogen. An implementation roadmap for Mexico, Ciudad de México: CMM-UK PACT.

CMM-McKinsey (2008) Project Catalyst, Low Carbon Growth: A Potential Pathway for México. UK.

CMNUCC (2019) El Acuerdo de París. Recuperado de: https://unfccc.int/es/acerca-de-las-ndc/el-acuerdo-de-paris

CNE & Vasquez, F. (s.f.) Adaptación de techos verdes, reduciendo la temperatura y las emisiones de CO2, República Dominicana

CNH (2013) Dictamen Técnico del Proyecto de Explotación Cantarell (Modificación Sustantiva). Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

CNH (2017) 7ª Sesión Extraordinaria del Órgano de Gobierno CNH 2017. Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

CNH (2020) 13ª Sesión Ordinaria del Órgano de Gobierno CNH 2020. Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

CNH (2022) Centro Nacional de Información de Hidrocarburos [En línea] Recuperado de: https://hidrocarburos.gob.mx/ [Consultado: 19 de agosto de 2022].

CNH (2022a) Prospectivas de producción de petróleo y gas. Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

COEES (2021) Eficiencia Energética ¿Qué es?. Comisión de Energía del Estado de Sonora. Sonora, México.

COGENERA (2020) Cogeneración. Cogenera México. CDMX, México

Colclough, G. (2021) Smart Lighting Cities. Facsheet.

Coletti, F. & Macchietto, S. (2011) Refinery Pre-Heat Train Network Simulation Undergoing Fouling: Assessment of Energy Efficiency and Carbon Emissions. Heat Transfer Engineering , 32(3-4), pp. 228-236.

Colket, M. et al. (2012) High Efficiency – Reduced Emissions Boiler Systems for Steam, Heat, and Processing, s.l.: U.S. Department of Defense. Environmental Security Technology Certification Program.

Comisión Nacional Forestal (2019) Sistemas Agroforestales maderables en México. Recuperado de: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/557057/Sistemas_Agroforestales_Maderables_en_Mexico___1_.pdf

Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía, CONUEE, Agencia Danesa de Energía, ADE (2017) Catálogo de tecnologías. Tecnologías energeticamente eficientes para la envolvente térmica de las edificaciones. CDMX

CONADESUCA (2021) Reporte de avance de producción de caña y azúcar. Semana 23 del ciclo azucarero 2020/21. Comprende el periodo del 1 al 6 de marzo de 2021. Comparativo de fechas de fin de zafra, 2do estimado. Recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/621294/Reporte_19_1.pdf

CONADESUCA (2022a) Avance de comercio exterior de azúcar 2021/2022. [En línea]. Recuperado de: https://www.gob.mx/conadesuca/articulos/avance-de-comercio-exterior-de-azucar-2021-2022. [Último acceso: 03 octubre 2022].

CONADESUCA (2022b) 9° Informe estadístico del sector agroindustrial de la caña de azúcar en México, zafras 2012-2013 / 2021-2022. [En línea]. Recuperado de: https://www.siiba.conadesuca.gob.mx/siiaca/docext/9no_informe_estadistico.pdf. [Último acceso: 03 octubre 2022].

CONAFOR (2020a) El Sector Forestal Mexicano en Cifras 2019. Bosques para el Bienestar Social y Climático. México. Recuperado de http://www.conafor.gob.mx:8080/documentos/docs/1/7749El%20Sector%20Forestal%20Mexicano%20en%20Cifras%202019.pdf

CONAFOR (2020b) Estimación de la tasa de deforestación en México para el periodo 2001-2018 mediante el método de muestreo. Documento Técnico. Zapopan, México. Recuperado de http://www.conafor.gob.mx:8080/documentos/docs/1/7768Documento%20tecnico%202020%20Deforestacion%20Bruta%20Final.pdf

CONAFOR (2021) Programa de manejo del fuego 2020-2024. Recuperado de: https://dgetaycm.sep.gob.mx/doc/pdf/PROGRAMA_Manejo%20del%20fuego%202020-2024.pdf

CONAGUA (2018) Estadísticas del Agua en México. Obtenido de https://sina.conagua.gob.mx/publicaciones/EAM_2018.pdf

CONAGUA (2019) Estadísticas del Agua en México. Comisión Nacional del Agua. Recuperado de: http://sina.conagua.gob.mx/sina/index.php?publicaciones=1

CONAGUA (2021) Situación del Subsector Agua Potable, Drenaje y Saneamiento. Comisión Nacional del Agua. CDMX, México

CONAGUA (2021a) Inventario de Plantas Municipales de Potabilización y de Tratamiento de Aguas Residuales en Operación. Recuperado Octubre 5, 2022, de https://www.gob.mx/conagua/documentos/inventario-de-plantas-municipales-de-potabilizacion-y-de-tratamiento-de-aguas-residuales-en-operacion

CONAGUA (2021b) Situación del Subsector Agua Potable, Drenaje y Saneamiento. Recuperado Octubre 5, 2022, de https://www.gob.mx/conagua/documentos/situacion-del-subsector-agua-potable-drenaje-y-saneamiento

CONAGUA (2022) Sistema Nacional de Información del Agua. Comisión Nacional del Agua. CDMX, México

CONANP (2020) Evaluación de la Efectividad del Manejo de las Áreas Naturales Protegidas de México: Primer Informe Nacional. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, SEMARNAT. México. 95 pp.

CONANP (2022) Áreas Naturales Protegidas decretadas. Recuperado de: http://sig.conanp.gob.mx/website/pagsig/datos_anp.htm

CONAPO (2020) Indicadores demográficos de la República Mexicana 1950 - 2050. Consejo Nacional de Población. Recuperado de: http://www.conapo.gob.mx/work/models/CONAPO/Mapa_Ind_Dem18/index_2.html

CONEVAL (2019) Principales retos en el ejercicio del derecho al medio ambiente sano. [En línea] https://www.coneval.org.mx/Evaluacion/IEPSM/Documents/Derechos_Sociales/Dosieres_Derechos_Sociales/Retos_Derecho_MAS.pdf

CONEVAL (2019) Principales retos en el ejercicio del derecho al medio ambiente sano. [En línea] https://www.coneval.org.mx/Evaluacion/IEPSM/Documents/Derechos_Sociales/Dosieres_Derechos_Sociales/Retos_Derecho_MAS.pdf

Congreso de la Unión (2021) Ley General de Vida Silvestre (última reforma 20/05/2021). DOF. Recuperado de https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/146_200521.pdf

Congreso de la Unión (2022) Ley General de Desarrollo Forestal Sustentable (última reforma 28/04/2022). DOF.

Congreso de la Unión (2022c) Ley General del Equilibro Ecológico y la Protección al Ambiente (última reforma 11/04/2022). México. Recuperado de:

https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LGEEPA.pdf

Congreso General de los Estados Unidos Mexicanos (2014) 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., Diario Oficial de la Federación México. Recuperado de https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355986&fecha=11/08/2014#gsc.tab=0

Congreso General de los Estados Unidos Mexicanos (2015) Ley de transición energética. Diario Oficial de la Federación. CDMX, México.

CONUEE (2009) Guía para ahorrar energía en sistemas de aire comprimido. Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. CDMX, México

CONUEE (2011) Estudio de sistemas de bombeo agropecuarios en México. Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. CDMX, México

CONUEE (2014) Calentamiento solar de agua - Funcionamiento. CDMX, México

CONUEE (2015) Estados y municipios Alumbrado público. Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. CDMX, México

CONUEE (2016) Ahorros de energía por tecnologías consideradas en la Hipoteca Verde de INFONAVIT. Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. CDMX, México

CONUEE (2018 a) Canal CONUEE: Sistemas de Gestión de la Energía. Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. CDMX, México

CONUEE (2018b) Informe Nacional de monitoreo de la eficiencia energética de México, 2018. Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. Colección Documentos de Proyectos. Publicación Naciones Unidas, CDMX, México

CONUEE (2018c) Propuesta de instrumentos para facilitar medidas de eficiencia energética en el sector industrial de México. Recuperado Octubre 6, 2022, de https://www.gob.mx/conuee/acciones-y-programas/propuesta-de-instrumentos-para-facilitar-medidas-de-eficiencia-energetica-en-el-sector-industrial-de-mexico

CONUEE (2019 a) Programa Nacional para Sistemas de Gestión de la Energía. Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. CDMX, México

CONUEE (2019) Alumbrado público, eficiencia energética y la ciudad inteligente: Hacia el proyecto Nacional 2.0. Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. CMDX, México

CONUEE (2020 a) Manual para el diseño y operación de programas de eficiencia energética en edificios públicos de gobiernos estatales. Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. CDMX, México

CONUEE (2020) Guía de implementación e interpretación de requisitos del estándar ISO 50001:2018. Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. CDMX, México

CONUEE (2021 a) Infografía Iluminación en el hogar. Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. CDMX, México

CONUEE (2021 b) Infografía Refrigeración. Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. CDMX, México

CONUEE (2021 c) Infografía Confort térmico. Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. CDMX, México

CONUEE (2021 d) Infografía Uso de lavadoras. Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. CDMX, México

CONUEE (2021 e). Servicios energéticos, refrigeración. Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. CDMX, México

CONUEE (2021) Normas Oficiales Mexicanas de Eficiencia Energética: Balance al 2021. Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. CDMX, México.

CONUEE (2022a) BIEE, Base de indicadores de eficiencia energética. Recuperado de: http://www.biee-conuee.enerdata.net/ (Consultado: 10 julio 2022).

CONUEE (2022b) Rendimiento de combustible en vehículos ligeros de venta en México 2022. Mexico City, México: Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energia. Recuperado de: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachme

nt/file/744868/Cat_logo_de_Rendimientos_2022_Ver22.06.pdf.

CONUEE (s.f.) Sistemas de aire acondicionado. Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. CDMX, México

CONUEE y GIZ (2013) Micro y Pequeña Cogeneración y Trigeneración en México. CDMX, México

CONUEE y GIZ (2016) Manual para la implementación de un sistema de gestión de la energía. CDMX, México

CONUEE, ANES & GIZ (2018) Energía solar térmica para procesos industriales en México. Estudio base de mercado. CDMX, México

CONUEE, GIZ & WATERGY México A.C (2016) Potencial de mejora de la eficiencia en sistemas.

CONUEE/ GIZ (2014) Manual para la Implementación de un Sistema de Gestión de la Energía. D.F., México. Recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/55467/ManualGestionEnergia_V2_1.pdf

Corrales, S. y Vásquez, B. (2017) Industria del cemento en México: Análisis de sus determinantes. (I. d. niversidad Nacional Autónoma de México, Ed.) Problemas del Desarrollo, 48(188). doi: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301703617300068

Cox, B., Innis, S., Kunz, N. & Steen, J. (2022) The mining industry as a net beneficiary of a global tax on carbon emissions. Commun Earth Environ, 3(17).

CPapel (2012) Plan de Manejo para los Residuos de Papel y Cartón en México. Cámara del Papel.

CPapel (2022) Historia del Papel. Obtenido de Cámara del Papel: https://camaradelpapel.com.mx/historia-del-papel.php

CRE (2015) Estudio sobre la calidad de gas natural, crudo y petrolíferos que se inyectan a ductos en el contexto de un mercado abierto. Comisión Reguladora de Energía (CRE).

CRE (2016) Fijación de precios y tarifas en electricidad. El papel de la Comisión Reguladora de Energía, México: Comisión Reguladora de Energía.

CRE (2017) 'Precios de gasolinas y diésel', gob.mx. Recuperado de: http://www.gob.mx/cre/articulos/precios-vigentes-de-gasolinas-y-diesel (Consultado: 22 May 2020).

CRE (2018) Factor de emisiones del Sistema Eléctrico Nacional 2017. Comisión Reguladora de Energía. CDMX, México.

CRE (2019) Aviso sobre el factor de emisión eléctrico para el reporte 2018.

CRE (2019) Factor de emisiones del Sistema Eléctrico Nacional 2018. Comisión Reguladora de Energía. CDMX, México.

CRE (2020) Factor de emisiones del Sistema Eléctrico Nacional 2019. Comisión Reguladora de Energía. CDMX, México.

CRE (2022) Instituto Federal de Acceso a la Información Pública, Solicitud de Transparencia 330010222000184, atendida en el oficio UE-240/17083/2022. Comisión Reguladora de Energía.

CRE (2022) Solicitudes de interconexión de centrales eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW. Contratos de interconexión de pequeña y mediana escala y generación distribuida. Estadísticas al segundo semestre de 2021. Comisión Reguladora de Energía.

CRE (s.f.) Inscripciones en el registro de Usuarios Calificados. Comisión Reguladora de Energía. Consultado el 02/08/2022

CRE (varios años) Permisos otorgados por la CRE, capacidad instalada y de generación de los permisos: Ingenio Lázaro Cárdenas, S. A. de C. V., Ingenio Tala, S. A. de C. V., Ingenio Tres Valles, S. A. de C. V., Ingenio Adolfo López Mateos, S. A. de C. V., Ingenio San Nicolá. Comisión Reguladora de Energía.

Cruz, A. (2022) 'Cuál es la SUV más barata de México y cuánto cuesta', El Universal, 8 June. Recuperado de: https://www.eluniversal.com.mx/autopistas/cual-es-la-suv-mas-barata-de-mexico-y-cuanto-cuesta (Consultado: 9 julio 2022).

CTCN (s.f.b) UN Climate Technology Centre & Network. Obtenido de Condebelt drying for pulp and paper industry: https://www.ctc-

n.org/technologies/condebelt-drying-pulp-and-paper-industry

Cuevas, Venancio, et. al. (2020) Evaluación financiera y económica de un sistema silvopastoril intensivo bajo riego. Revista mexicana de ciencias forestales: 11(62)

Dabla-Norris, E. & Kochar, K. (2019). Cerrar la brecha de género. Fondo Monetario Internacional. https://www.imf.org/external/pubs/ft/fandd/spa/2019/03/pdf/closing-the-gender-gap-dabla.pdf

DataMéxico (2022a) Fabricación de Productos de Cartón y Papel. Obtenido de https://datamexico.org/es/profile/industry/converted-paper-product-manufacturing#production-gdp

DataMéxico (2022b) Azúcar de Caña o Remolacha y Sacarosa Químicamente Pura, Sólidos (Exc. los con Adición de Aromatizante o Colorante, Así como el Azúcar en Bruto). Obtenido de Data México: https://datamexico.org/es/profile/product/sugar-cane-or-beet-and-chemically-pure-sucrose-solids-exc-the-added-flavoring-or-coloring-agent-and-the-raw-sugar

Dávila, J. (2019) De La Quema al Aprovechamiento de Biogás en Rellenos Sanitarios: Un Ingreso Adicional al Proyecto. Recuperado de: https://aidisnet.org/wp-content/uploads/2019/07/534-EStados-Unidos-oral.pdf

DEA (2020) Datos Tecnológicos para la generación de electricidad y calor (redes de calor).

DEA (2022) Technology Data. Obtenido de: https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data

De Borger, E., Tiano, J., Braeckman, U., Rijnsdorp, A. D., & Soetaert, K (2021) Impact of bottom trawling on sediment biogeochemistry: a modelling approach. Biogeosciences, 18(8), 2539-2557.

De Maria y Campos, M. (2017) Auge, caída y oportunidades de la industria química y petroquímica en México. El Financiero. Obtenido de https://www.elfinanciero.com.mx/opinion/mauricio-de-maria-y-campos/auge-caida-y-oportunidades-de-la-industria-quimica-y-petroquimica-en-mexico/

De Pee, A., Pinner, D., Roelofsen, O., Somers, K., Speelman, E., & Witteveen, M. (2018). *Decarbonization of industrial sectors: the next frontier.* McKinsey. Obtenido de https://www.mckinsey.com/~/media/mckinsey/business%20functions/sustainability/our%20insights/how%20industry%20can%20move%20toward%20a%20low%20carbon%20future/decarbonization-of-industrial-sectors-the-next-frontier.pdf

Delgado, O., Rodríguez, F. and Muncrief, R. (2017) 'Fuel efficiency technology in European heavy-duty vehicles: Baseline and potential for the 2020–2030 timeframe', p. 76.

Designing Buildings (2021) Building energy management systems BEMS.

DGDC UNAM (2018) Islas de calor, un fenómeno en las ciudades, Ciencia UNAM, CDMX, México

Diaz-Bejarano, E., Pelloja, G., Coletti, F. & Macchietto, S. (2015) Heat Exchanger Bypass Control to Mitigate the Cost of Fouling in Refinery Preheat Trains. Chemical Engineering Transactions, Issue 43, pp. 2119-2124.

DOF (2016) Disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos [En línea] Recuperado de: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5422286&fecha=07/01/2016#gsc.tab=0 [Consultado: 26 de agosto de 2022].

DOF (2019) REGLAS de Operación del Programa Apoyos para el Desarrollo Forestal Sustentable 2019. https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5551178&fecha=26/02/2019#gsc.tab=0

DOF (2021) Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos, Publicada el 8 de octubre de 2003 (Diario Oficial de la Federación (DOF) 18 de enero de 2021). Recuperado de: https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/263_180121.pdf

DOF (2021a) REGLAS de Operación del Programa Apoyos para el Desarrollo Forestal Sustentable 2022. México: Diario Oficial de la Federación (DOF), publicado el 28 de diciembre de 2021. Obtenido de

https://www.conafor.gob.mx/apoyos//docs/adjuntos/5e53ee80881ddea8af544ee25945b2f9.pdf

DOF (2021b) REGLAS de Operación del Programa de Fomento a la Agricultura, Ganadería, Pesca y Acuicultura para el ejercicio 2022. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/694171/SADER_311221_02.pdf

Doluweera, G. y otros (2011) Evaluating the role of cogeneration for carbon management in Alberta. Energy Policy, 39(12), pp. 7963-7974.

Donovan, Mary (2020) ¿Qué es la agricultura de conservación? 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.

ECAF (2017) Conservation Agriculture: Making Climate Change Mitigation and Adaptation Real in Europe. https://ecaf.org/wp-content/uploads/2021/02/Conservation_Agriculture_climate_change_report.pdf

ECOSTAR (2019) The Energy Saving Benefits Of Double Glazed Windows & Doors. Victoria, Australia.

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).

Einstein, D., Worrel, D. & Khrushch, M. (2001) Steam systems in industry: energy use and energy efficiency improvement potentials. s.l.:Lawrence Berkeley National Laboratory.

El Espectador (2022) Planta de termovalorización: apuesta del manejo de basuras en Bogotá, ¿qué es?. Recuperado de: https://www.elespectador.com/bogota/planta-de-termovalorizacion-apuesta-del-manejo-de-basuras-en-bogota-que-es/

Elder, M.m Phillips, C.A., Potter, S., Frumhoff, P.C. and Brendan M. Rogers (2022) The costs and benefits of fire management for carbon mitigation in Alaska through 2100. Environmental research. https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/ac8e85

Electric Vehicle database (2022) EV Database. Available at: https://ev-database.org/.

El Universal (2021) Cuánto cuesta tener un auto en México. Recuperado de: https://www.eluniversal.com.mx/autopistas/cuanto-cuesta-tener-un-auto-en-mexico

Emerson (2013) Impact of failed steam traps on process plants. [En línea] Disponible en: https://www.emerson.com/documents/automation/white-paper-impact-of-failed-steam-traps-on-process-plants-rosemount-en-77018.pdf [Último acceso: septiembre 2022].

ENDESA (2018) ¿Qué significan las etiquetas de los electrodomésticos? Madrid, España

ENDESA (2022) ¿Qué es la aerotermia? ¿Ahorra en el recibo de la luz?. Madrid, España

Energy Saving Trust, EST (2022) Windows and doors. Londres, Inglaterra

EPA (2003) Installing Vapor Recovery Units on Crude Oil Storage Tanks, USA: Natural Gas STAR.

EPA (2006). Convert Gas Pneumatic Controls To Instrument Air, Washington, D.C.: United States Environmental Protection Agency Air and Radiation.

EPA (2007) Leak Detection and Repair-A Best Practices Guide, Washington: Environmental Protection Agency (EPA).

EPA (2016) Greenhouse Gas Emissions and Fuel Efficiency Standards for Medium- and Heavy-Duty Engines and Vehicles— Phase 2. US Environmental Protection Agency.

EPA (2017) Catalog of CHP Technologies. Obtenido de www.epa.gov/sites/production/files/2015-07/documents/catalog_of_chp_technologies.pdf

Errico, M., Tola, G. & Mascia, M (2009) Energy saving in a crude distillation unit by a preflash implementation. Applied Thermal Engineering, pp. 1642-1647.

ESC (2005) Oxygen Control. [En línea] Recuperado de: http://cleanboiler.org/learn-about/boiler-efficiency-improvement/efficiency-index/oxygen-control/ [Último acceso: 2022].

Esperbent, C (2016) Robots: La próxima revolución del campo. Revista de Investigación Agropecuaria (RIA). Buenos Aires, Argentina

Estudio y diseño tuberías de aislamiento térmico en sistemas de climatización. Universidad Politécnica de Cataluña, Barcelona, España

European Comission, EC (2013) Proceedings of the 7th International Conference EEMODS'11 Energy Efficiency in Motor Driven Systems. Italia

European Integrated Pollution Prevention and Control Bureau (EIPPCB) (2015) Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas, Sevilla, España: EIPPCB.

European Union Food Policy Coalition (2021) Food Environments and EU Food Policy, Discovering the role of food environments for sustainable food systems, Recuperado de: https://foodpolicycoalition.eu/wp-content/uploads/2021/10/Food-Environments-for-SFS_EU-FPC.pdf

Facultad de Medicina Veterinaria y Zootecnia - UNAM - Rancho "El Clarín" (2013) 130 día del ganadero. Memorias.10. de julio de 2005. 62 pp. https://www.fmvz.unam.mx/fmvz/centros/ceiegt/archivos/13.pdf

FAO (2009) La larga sombra del ganado, problemas ambientales y opciones, Recuperado de: https://www.fao.org/3/a0701s/a0701s.pdf

FAO (2012) Pérdidas y desperdicio de alimentos en el mundo – Alcance, causas y prevención. Roma.

FAO (2013) Advancing Agroforestry on the Policy Agenda. A guide for decision-makers. Agroforestry Working Paper no. 1. Food and Agriculture Organization of the United Nations. Rome, 2013. 55 pp. https://www.fao.org/3/i3182e/i3182e.pdf

FAO (2018) Soluciones ganaderas para el cambio climático. https://www.fao.org/3/I8098ES/i8098es.pdf

FAO (2019) Disaster risk reduction at farm level: Multiple benefits, no regrets: Results de cost–benefit analyses conducted in a multi-country study, 2016–2018. Roma. 160 pp. Recuperado de: https://www.fao.org/publications/card/en/c/CA4429EN/.

FAO (2021a) El estado mundial de la agricultura y la alimentación 2021. Lograr que los sistemas agroalimentarios sean más resilientes a las perturbaciones y tensiones. Roma, FAO. Recuperado de: https://www.fao.org/3/cb4476es/cb4476es.pdf

FAO (2021b) World Food and Agriculture - Statistical Yearbook 2021, Roma: Food and Agriculture Organization of the United Nations.

FAO (2022) FAOSTAT. [En línea]. Recuperado de: https://www.fao.org/faostat/es/#definitions. [Último acceso: 03 octubre 2022].

FIDE (2020). Créditos del FIDE para la Sustitución de Refrigeradores Domésticos. Junio 2002, CDMX, México

FIRA (2010) Costos de producción de becerro. Boletín informativo. No. 8: 2010. 78 pp.

Flores Estrada, F. X (2014) Proyecto "Sistemas silvopastoriles intensivos, base de la productividad, creación de valor y sostenibilidad de la ganadería del trópico de México". Fundación Produce Michoacán. 2014.

Fransen, T., Welle, B., Gorguinpour, C., McCall, M., Song, R., & Tankou, A. (2019). Enhancing NDCs: Opportunities in Transport. Washington, DC: World Resources Institute. Disponible en https://files.wri.org/d8/s3fs-public/enhancing-ndcs-opportunities-transport.pdf

Fuguitt, Diana; Wilcox, Shanton J. (1999) Cost-benefit analysis for public sector decision makers. Quorum Books. United States.

Fundación Canal (2021). Eficiencia y sostenibilidad en el riego agrícola. Madrid, España

Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, FENERCOM (2017) Guía de ahorro y eficiencia energética en oficinas y despachos. Madrid, España

Fundación Ecología y Desarrollo, ECODES (2022) Cómo podemos ser eficientes al lavar la ropa. Zaragoza, España

Fundación Salvadoreña para el Desarrollo Económico y Social. FUSADES (2021). Conservación de alimentos por frío. La Libertad, El Salvador.

García Ochoa, R. (2014) Pobreza energética en América Latina. Santiago de Chile: Comisión Económica para América Latina y el Caribe. Obtenido de https://www.cepal.org/sites/default/files/publication/files/36661/S2014039_es.pdf

Garg, A. (1998) Revamp Fired Heaters to Increase Capacity. Hydrocarbon Processing, pp. 67-80.

Gaudiosso, R. & Banco Interamericano de Desarrollo, BID (2011) Estudio técnico: oportunidades para promover medidas de mejora en la eficiencia energética y uso de energías renovables en pequeños y medianos establecimientos lecheros en Uruguay. Uruguay

GCP (2020) Obtenido de Reducir el CO2 reemplazando el clínker: https://gcpat.mx/es-la/about/news/blog/reducing-co2-through-clinker-replacement

GEO (2022) GeoExchange Systems: Renewable and Ready. Geothermal Exchange Organization. Illinois, Estados Unidos

GhasemiKafrudi, E., Yousefi, S. & Goodarzvand-Chegini, F. (2017). Environmental study of waste energy recovery by using exergy and economic analysis in a fluid catalytic cracking unit. Advances in Environmental Technology, 3(4), pp. 229-242.

Gibbons, R. & Palmer, M. (2020) Smart lighting for smart cities. Amsterdam, Holanda

Gilfillan D; Marland G ; Boden T ; Andres R. (2020) Global, Regional, and National Fossil-Fuel CO2 Emissions: 1751-2017. CDIAC-FF, Research Institute for Environment, Energy, and Economics, Appalachian State University, ESS-DIVE repository. Dataset. doi:10.15485/1712447 Consultado via https://data.ess-dive.lbl.gov/datasets/doi:10.15485/1712447 on 2022-09-08

GIZ (2016) Potencial para la valorización energética de residuos urbanos en México, a través del coprocesamiento en hornos cementeros. SENER, SEMARNAT. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/197603/Potencial_para_la_valorizacion_energetica.pdf

GIZ & SD STRATEGIES (s.f.) Haciendo cuentas: cuantificando los co-beneficios de la acción climática para el desarrollo sostenible en México. [En línea] https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/513388/Cuantificaci_n_de_cobeneficios_vf_Es_reduc.pdf

GIZ & SD STRATEGIES (s.f.) Haciendo cuentas: cuantificando los co-beneficios de la acción climática para el desarrollo sostenible en México. [En línea] https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/513388/Cuantificaci_n_de_cobeneficios_vf_Es_reduc.pdf

GIZ México (2018) 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. Recuperado de https://www.giz.de/en/downloads/giz2019-ES-EnRes-Proyectos-de-Aprovechamiento.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. Recuperado de: https://www.giz.de/en/downloads/giz2019-ES-EnRes-Proyectos-de-Aprovechamiento.pdf

GIZ-ICM (2021a) 'Acciones clave para detonar la transición del transporte de carga en México'. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. Recuperado de: https://ciudadesytransporte.mx/wp-content/uploads/2022/06/acciones_clave_para_detonar_la_transicion_del_transporte_de_carga_en_mexico.pdf.

GIZ-ICM (2021b) 'Esquemas sustentables de última milla: Promoción de una agenda de innovación para atender la última milla en ciudades mexicanas'. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.

GIZ-ICM (2021c) Manual para el diseño de programas de renovacion de flotas. México: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. Recuperado de: https://ciudadesytransporte.mx/wp-content/uploads/2021/06/Manual-para-el-disen%CC%83o-de-programas-de-renovacio%CC%81n-de-flotas.pdf.

GlobalData (2021) Total GHG Emissions of Major Metals and Mining Companies Worldwide by

Revenue in 2021. [En línea]. Recuperado de: https://www.globaldata.com/data-insights/mining/total-ghg-emissions-of-major-metals-and-mining-companies-worldwide-by-revenue-2090961/. [Último acceso: 2022].

Global Sources (2022) Winnsen smart locker smart parcel locker Smart Parcel delivery Locker [En línea] Recuperado de: https://www.globalsources.com/Electronic-smart/parcel-delivery-locker-1193916912p.html

GMCA (2022) Principales presas de uso agrícola almacenan el 53.4% de su capacidad. CDMX, México

GOB MX (2020) Anuario Estadístico de la Minería Mexicana 2019. *Gobierno de México*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/683100/Anuario_2019_Edicion_2020.pdf

GOB MX (2021) Caña de azúcar un cultivo de importancia para México. Obtenido de Gobierno de México: https://www.gob.mx/agricultura/articulos/cana-de-azucar-un-cultivo-de-importancia-para-mexico?idiom=es

GOB MX (2021a) Anuario Estadístico de la Minería Mexicana 2020. Gobierno de México. Obtenido de https://www.sgm.gob.mx/productos/pdf/Anuario_2020_Edicion_2021.pdf

GOB MX (2022a) Sectores Productivos de México en el contexto mundial. Gobierno de México. Obtenido de https://www.gob.mx/se/articulos/sectores-productivos-de-mexico-en-el-contexto-mundial?idiom=es

GOB MX (2022b) *Minería de Minerales Metálicos y no Metálicos, Excepto Petróleo y Gas*. Obtenido de DataMexico: https://datamexico.org/es/profile/industry/mining-except-oil-and-gas#production

GOB MX (2022c) *Fabricación de Productos de Hierro y Acero*. Obtenido de DataMexico: https://datamexico.org/es/profile/industry/manufacture-of-iron-and-steep-products#production

GOB MX (2022d) *Industria Química*. Obtenido de DataMexico: https://datamexico.org/es/profile/industry/chemical-manufacturing

GOB MX (2022e) *Industria del Papel*. Obtenido de DataMexico: https://datamexico.org/es/profile/industry/paper-manufacturing

GOB MX (2022f) *Fabricación de Vidrio y Productos de Vidrio*. Obtenido de DataMexico: https://datamexico.org/es/profile/industry/glass-and-glass-product-manufacturing

GOB MX (2022g) *Azúcar de Caña o de Remolacha y Sacarosa Químicamente Pura, en estado Sólido*. Obtenido de DataMexico: https://datamexico.org/es/profile/product/sugar-cane-or-beet-sugar-and-chemically-pure-sucrose-in-solid-form

GOB MX (2022h) *Fabricación de Cemento y Productos de Concreto*. Obtenido de DataMexico: https://datamexico.org/es/profile/industry/cement-and-concrete-product-manufacturing

Gobierno de la Ciudad de México (2017) Proyecto de prestación de servicios a largo plazo para el diseño, construcción, puesta en marcha, operación y mantenimiento de una planta de termovalorización para producción de energía eléctrica para el metro. Recuperado de: https://metro.cdmx.gob.mx/storage/app/media/Informacion%20L12/Manifestaciones%20escritas%20de%20Asuntos%20Relevantes/PLANTA%20DE%20TERMOVALORIZACION.pdf

Gobierno de la República (2015) COMPROMISOS DE MITIGACIÓN Y ADAPTACIÓN ANTE EL CAMBIO CLIMÁTICO PARA EL PERIODO 2020-2030 MÉXICO. México. Recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/162974/2015_indc_esp.pdf

Gobierno de México (2022) Data México. Recuperado Octubre 3, 2022, de https://datamexico.org/

Gobierno Federal (2022) Diseño, construcción, operación y mantenimiento de una planta de cogeneración de vapor y electricidad en el Estado de Tabasco [En línea] Recuperado de: https://www.proyectosmexico.gob.mx/proyecto_inversion/0838-planta-de-cogeneracion-nuevo-pemex-act/#:~:text=El%20proyecto%20provee%20un%20nuevo,energ%C3%ADa%20y%20minimizar%20las%20p%C3%Agrdidas. [Consultado: 01 de septiembre de 2022].

Gobierno de Puebla (2015) Actualización del Análisis Costo Beneficio del Proyecto de Transporte Masivo de la Cuenca Norte Sur de la Zona Metropolitana de Puebla. Recuperado de: http://www.fonadin.gob.mx/wp-content/uploads/2016/08/ACB_Puebla2NorteSur.pdf

González-Chávez, G (2008) El estado y la globalización en la industria siderúrgica mexicana. Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).

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): 35-50. http://ww.ucol.mx/revaia/portal/pdf/2013/sept/3.pdf

Google NEST, NEST (2022) Saving energy starts with your thermostat. California, Estados Unidos

Government of Canada (2016) INCREASING THE ENERGY EFFICIENCY OF BOILER AND HEATER INSTALLATIONS. [En línea] Recuperado de: https://www.nrcan.gc.ca/energy/publications/efficiency/industrial/cipec/6699 [Último acceso: 2022].

Grageda-Cabrera, Oscar Arath, Díaz-Franco Arturo, Peña-Cabriales Juan José, y Vera-Nuñez José Antonio (2018) «Impacto De Los Biofertilizantes En La Agricultura». Revista Mexicana De Ciencias Agrícolas 3 (6). México, ME:1261-74. https://doi.org/10.29312/remexca.v3i6.1376.

Griscom BW, Adams J, Ellis PW, Houghton RA, Lomax G, Miteva DA, Schlesinger WH, Shoch D, Siikamäki JV, Smith P, Woodbury P, Zganjar C, Blackman A, Campari J, Conant RT, Delgado C, Elias P, Gopalakrishna T, Hamsik MR, Herrero M, Kiesecker J, Landis E, Laestadius L, Leavitt SM, Minnemeyer S, Polasky S, Potapov P, Putz FE, Sanderman J, Silvius M, Wollenberg E, Fargione J (2017) Natural climate solutions. Proc Natl Acad Sci U S A Oct 31;114(44):11645-11650. doi: 10.1073/pnas.1710465114.

Gruber et al (2019) The oceanic sink for anthropogenic CO2 de 1994 to 2007. Science 363, 1193–1199.

Gutiérrez Beltrán, N (2018) Relación Costo-efectividad de prácticas silvopastoriles, como insumo para la elaboración de la Acción de Mitigación Nacionalmente Apropiada – NAMA – de ganadería bovina en México. Tesis de maestría. Centro Agronómico Tropical de Investigación y Enseñanza (CATIE). Costa Rica. 81 pp. https://repositorio.catie.ac.cr/handle/11554

Hasanbeigi, A. (2021) Global Cement Industry's GHG Emissions. [En línea]. Recuperado de: https://www.globalefficiencyintel.com/new-blog/2021/global-cement-industry-ghg-emissions. [Último acceso: 01 octubre 2022].

Hasunuzzaman, M. y otros (2012) Energy savings in the combustion based process heating in industrial sector. Renewable and Sustainable Energy Reviews, pp. 4527-4536.

Henze, V. (2021) 'Battery Pack Prices Fall to an Average of $132/kWh, But Rising Commodity Prices Start to Bite', BloombergNEF, November. Recuperado de: https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-fall-to-an-average-of-132-kwh-but-rising-commodity-prices-start-to-bite/.

Hernández-Escudero, G. (2018) Manejo y optimización de gas hidrocarburo en instalaciones costa afuera. Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).

Hernández-León, R. (2008) Metropolitan migrants. The migration of urban Mexicans to the United States. University of California Press.

Herrera, A., Zamora, A. and Rivas, A. (2021) Informe anual 2020 del monitor del estado de la actividad aérea (MONITOREAA). Publicación técnica No. 651. Sanfandila, Querétaro: Instituto Mexicano del Transporte. Recuperado de: https://imt.mx/archivos/Publicaciones/PublicacionTecnica/pt651.pdf.

Herrera, J. (2022) Que el transporte no acabe con tu bolsillo. El Economista. https://www.eleconomista.com.mx/finanzaspersonales/Que-el-transporte-no-acabe-con-tu-bolsillo-20220511-0092.html

Holmberg, K. y otros (2017) Global energy consumption due to friction and wear in the mining industry. Tribology International, Volumen 115, pp. 116-139.

Houdashelt, Helme y Klein (2009) Setting Mitigation Goals for Sectoral Programs: A Preliminary Case Study of Mexico's Cement and Oil Refining Sectors. Center for Clean Air Policy. [En línea] Recuperado de: https://seors.unfccc.int/applications/seors/attachments/get_attachment?code=F0AC0B8UGSTLKFLX7TJX3O2EJAAPCF3N

Humphrey, J., Seibert, A. & Koort, R (1991) Separation Technologies Advances and Priorities, s.l.: U.S. Department of Energy.

IB Tech (2019) Biogas Tool. Danish Energy Agency.

ICM (2018) Control de las emisiones de metano en el sector petróleo y gas: indispensable para el cumplimiento de las metas del Acuerdo de París. [En línea] https://imco.org.mx/wp-content/uploads/2018/02/AFB-Emisiones-de-metano-en-el-sector-petr%C3%B3leo-y-gas.pdf

ICM (2018) Control de las emisiones de metano en el sector petróleo y gas: indispensable para el cumplimiento de las metas del Acuerdo de París. [En línea] https://imco.org.mx/wp-content/uploads/2018/02/AFB-Emisiones-de-metano-en-el-sector-petr%C3%B3leo-y-gas.pdf

ICM-Carbon Trust (2020) National Carbon Budget for Mexico and 2030 Decarbonisation Pathways. ICM-Carbon Trust.

ICM (n.d.). Observatorio de Transición Energética de México. Recuperado Septiembre 27, 2022, de https://obtrenmx.org/

IDAES (2005) Ahorro y Eficiencia Energética en Instalaciones Ganaderas. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Madrid, España.

IEA (2004) Improvement in power generation with post-combustion capture of CO2. International Energy Agency. Report PH4/33.

IEA (2006) Optimising Russian natural gas. Reform and climate policy. France: International Energy Agency (IEA).

IEA (2014) Capturing the Multiple Benefits of Energy Efficiency. Paris: International Energy Agency. Obtenido de https://iea.blob.core.windows.net/assets/28f84ed8-4101-4e95-ae51-9536b6436f14/Multiple_Benefits_of_Energy_Efficiency-148x199.pdf

IEA (2016) Small increase in energy investment could cut premature deaths de air pollution in half by 2040, says new IEA report. [En línea] https://www.iea.org/news/small-increase-in-energy-investment-could-cut-premature-deaths-de-air-pollution-in-half-by-2040-says-new-iea-report

IEA (2016). Small increase in energy investment could cut premature deaths de air pollution in half by 2040, says new IEA report. [En línea] https://www.iea.org/news/small-increase-in-energy-investment-could-cut-premature-deaths-de-air-pollution-in-half-by-2040-says-new-iea-report

IEA (2017) The Future of Trucks. Paris: International Energy Agency. Recuperado de: https://www.iea.org/reports/the-future-of-trucks.

IEA (2018) Technology Roadmap - Low-Carbon Transition in the Cement Industry, Paris: International Energy Agency.

IEA (2020a) Working de home can save energy and reduce emissions. But how much? Paris: International Energy Agency. Recuperado de: https://www.iea.org/commentaries/working-de-home-can-save-energy-and-reduce-emissions-but-how-much.

IEA (2020b) Iron and Steel Technology Roadmap. [En línea]. Recuperado de: https://www.iea.org/reports/iron-and-steel-technology-roadmap. [Último acceso: 03 octubre 2022].

IEA (2021a) Global EV Outlook 2021. Paris: International Energy Agency. Recuperado de: https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2021.

IEA (2021b) Net Zero by 2050. Paris: International Energy Agency. Recuperado de: https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050.

IEA (2021c) Recommendations of the Global Commission on People-Centred Clean Energy Transitions. International Energy Agency. Obtenido de https://iea.blob.core.windows.net/assets/07406f49-ebdb-4955-9823-

69c52cce04dc/Recommendationsoftheglobal commissiononpeople-centredcleanenergytransitions.pdf

IEA (2021d) Key World Energy Statistics 2021, Paris: International Energy Agency.

IEA (2021e). Energy efficiency 2021. International Enegy Agency. París, Francia.

IEA (2022a) Cement. [En línea]. Recuperado de: https://www.iea.org/reports/cement. [Último acceso: 01 octubre 2022].

IEA (2022b) Pulp and Paper. [En línea]. Recuperado de: https://www.iea.org/reports/pulp-and-paper. [Último acceso: 03 octubre 2022].

IEA (2022c) Electric Motor Systems. International Enegy Agency. Sønderborg, Dinamarca.

IEA (2022d) *Industry.* Paris. Obtenido de https://www.iea.org/reports/industry

IEA (2022e) Cost of capital observatory data explorer Obtenido de www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/cost-of-capital-observatory-data-explorer

IEA-ETSAP (2010) Industrial Combustion Boilers. Technology Brief I01, Paris: International Energy Agency – Energy Technology Systems Analysis Programme.

IFAD (2019) Climate change mitigation potential of agricultural practices supported by IFAD investments https://www.ifad.org/documents/38714170/41066943/35_research.pdf

IICA (2020) Hacia una Ganadería Sustentable y de Bajas Emisiones en México: una propuesta de implementación de una acción nacionalmente apropiada de mitigación para transitar hacia la ganadería bovina extensiva sustentable. IICA - México. 94 pp.

IIE (2007) Estimación de los factores de emisión. Informe final. México: Instituto de Investigaciones Eléctricas.

Ilárraz, I. (2006) Movilidad sostenible y equidad de género. Revista de servicios sociales núm. 40, pp. 61-66.

Imarc (2022) Top 10 Cement Manufacturing Companies in the World | IMARC Group. [En línea]. Recuperado de: https://www.imarcgroup.com/top-10-cement-companies-worldwide. [Último acceso: 01 octubre 2022].

IMCO (2011) Programa Especial de Cambio Climático para el periodo 2012-2020 con acciones adicionales y análisis de potencial (SSFA/2010/NFL-5070-2C66-1111-220100). Subsecretaría de Planeación y Política Ambiental, Dirección General de Políticas para el Cambio Climático. Instituto Mexicano para la Competitividad A.C., United Nations Environment Programme & Agence Francaise de Developpement [En línea] Recuperado de: https://imco.org.mx/wp-content/uploads/2012/6/pnuma_documento.pdf

IMCO (2022) Nota informativa: La economía en el segundo trimestre de 2022: el impulso externo al PIB. 30 de agosto de 2022 [En línea] Recuperado de: https://imco.org.mx/la-economia-en-el-segundo-trimestre-de-2022-el-impulso-externo-al-pib/

IMP (2019) Manifestación de Impacto Ambiental. Refinería de Dos Bocas. Instituto Mexicano del Petróleo (IMP).

IMP-INECC (2012) Determinación de factores de emisión para emisiones fugitivas de la industria petrolera en México. Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)-Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC).

IMTA (2019) El agua en la Constitución. Instituto Mexicano de Tecnología del Agua. CDMX, México

INAFED (2021) El servicio de alumbrado público en los municipios. Instituto Nacional para el Federalismo y el Desarrollo Municipal. CDMX, México

INECC (2007) Fuentes de contaminación en México. [En línea] http://www2.inecc.gob.mx/publicaciones2/libros/372/fuentes.html

INECC (2007) Fuentes de contaminación en México. [En línea] http://www2.inecc.gob.mx/publicaciones2/libros/372/fuentes.html

INECC (2018) 'Desarrollo de rutas de instrumentación de las contribuciones nacionalmente

determinadas en materia de reducción, mitigación de gases y compuestos de efecto invernadero (GYCEI), en el sector transporte en México, como insumo para la Sexta Comunicación Nacional de cambio climático'. Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático. Recuperado de: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/461756/Transporte.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. 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 de las industrias química, petroquímica, alimentos, metalúrgica no ferrosa, vidrio. Recuperado Octubre 6, 2022, de https://www.gob.mx/inecc/documentos/investigaciones-2018-2013-en-materia-de-mitigacion-del-cambio-climatico

INECC (2018c) 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. Recuperado Octubre 6, 2022, de https://www.gob.mx/inecc/documentos/investigaciones-2018-2013-en-materia-de-mitigacion-del-cambio-climatico

INECC (2018d) 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 (combustión y procesos de la indutria minera y de gases) en México. Recuperado Octubre 6, 2022, de https://www.gob.mx/inecc/documentos/investigaciones-2018-2013-en-materia-de-mitigacion-del-cambio-climatico

INECC (2018e) Desarrollo de rutas de instrumentación de las contribuciones nacionalmente determinadas en materia de reducción, mitigación de gases y compuestos de efecto invernadero (GYCEI) en el sector industrial. Recuperado Octubre 6, 2022, de https://www.gob.mx/inecc/documentos/investigaciones-2018-2013-en-materia-de-mitigacion-del-cambio-climatico

INECC (2018f) Desarrollo de rutas de instrumentación de las contribuciones nacionalmente determinadas en materia de reducción, mitigación de gases y compuestos de efecto invernadero (GYCEI) en el sector industrial. Mexico: Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático. Obtenido de https://www.gob.mx/inecc/documentos/investigaciones-2018-2013-en-materia-de-mitigacion-del-cambio-climatico

INECC (2018g) Desarrollo de rutas de instrumentación de las contribuciones nacionalmente determinadas en materia de mitigación de gases y compuestos de efecto invernadero:(Estudio plurianual 2017-2018). Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC).

INECC (2018h) Costos de las Contribuciones Nacionalmente Determinadas de México: medidas sectoriales no condicionadas. Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC).

INECC (2021) Solicitud de información 1612100002221. México: Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático. Recuperado de: https://buscador.plataformadetransparencia.org.mx/web/guest/buscadornacional?buscador=1612100002221&coleccion=5.

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. Recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/756201/157_2021_Costo_Beneficio_Mitigacion_Acuerdo_Paris.pdf

INECC-Mckinsey (2013) Updated analysis on Mexico's GHG baseline, marginal abatement cost-curve and project portfolio. Mexico Low Emissions Development Program (MLED). United States Agency for International Development (USAID).

INECC-PNUD (2018) Desarrollo de Rutas de Instrumentación de las Contribuciones Nacionalmente Determinadas en Materia de Mitigación de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero (GYCEI) del Sector RSU en México, como insumo para la Sexta Comunicación

Nacional. Ciudad de México. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/461757/Residuos_solidos_urbanos.pdf

INECC-PNUD (2018a) Desarrollo de Rutas de Instrumentación de las Contribuciones Nacionalmente Determinadas en Materia de Mitigación de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero (GYCEI) del Sector Aguas Residuales en México. Ciudad de México. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/461753/Aguas_residuales.pdf

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) en el sector Agropecuario en México. Proyecto 85488 "Sexta Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático", Juan José Rincón Cristóbal, pp. 159, México. Recuperado de: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/461758/USCUSS.pdf

INEGI (2017a) Censo Nacional de Gobiernos Municipales y Demarcaciones Territoriales de la Ciudad de México 2017. Tabulados básicos, Residuos Sólidos Urbanos. Recuperado de: https://www.inegi.org.mx/programas/cngmd/2017/#Tabulados

INEGI (2017b) Encuesta Origen Destino en Hogares de la Zona Metropolitana del Valle de México (EOD) 2017. Recuperado Octubre 6, 2022, de https://www.inegi.org.mx/programas/eod/2017/

INEGI (2018a) Encuesta Nacional de Consumo de Energéticos en Viviendas Particulares. Instituto Nacional de Estadística y Geografía. CDMX, México

INEGI (2019a) Censo Nacional de Gobiernos Municipales y Demarcaciones Territoriales de la Ciudad de México 2017. Tabulados básicos, Residuos Sólidos Urbanos. Recuperado de: https://www.inegi.org.mx/programas/cngmd/2019/#Tabulados

INEGI (2019b) Encuesta Nacional Agropecuaria. Instituto Nacional de Estadística y Geografía. CDMX, México

INEGI (2020) Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares (ENIGH) [En línea] Recuperado de: https://www.inegi.org.mx/programas/enigh/nc/2020/

INEGI (2021a) Censo de Población y Vivienda 2020 (Censo 2020). Recuperado Octubre 6, 2022, de https://inegi.org.mx/programas/ccpv/2020/#Resultados_generales

INEGI (2021b) Censo Nacional de Gobiernos Municipales y Demarcaciones Territoriales de la Ciudad de México 2021. Recuperado Octubre 4, 2022, de https://www.inegi.org.mx/programas/cngmd/2021/#Tabulados

INEGI (2021c) Encuesta Nacional sobre Disponibilidad y Uso de Tecnologías de la Información en los Hogares (ENDUTIH) 2020. Recuperado Octubre 6, 2022, de https://www.inegi.org.mx/programas/dutih/2020/#Microdatos

INEGI (2021d) Vehículos de motor registrados en circulación. Aguascalientes, Mexico: Instituto Nacional de Estadística y Geografía. Recuperado de: https://www.inegi.org.mx/programas/vehiculosmotor/default.html (Consultado: 27 diciembre 2021).

INEGI (2021e) *Exportaciones anuales por sector y subsector de actividad SCIAN, Serie Anual 2007 - 2021.* Obtenido de https://www.inegi.org.mx/temas/exportacionesef/#Tabulados

INEGI (2022a) Directorio Nacional de Unidades Económicas. DENUE. Recuperado Octubre 5, 2022, de https://www.inegi.org.mx/app/mapa/denue/default.aspx

INEGI (2022b) PIB por Entidad Federativa (PIBE). Base 2013. Aguascalientes, Mexico: Instituto Nacional de Estadística y Geografia. Recuperado de: https://www.inegi.org.mx/programas/pibent/2013/ (Consultado: 4 February 2021).

INEGI (2022c) Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares (ENIGH). 2020 Nueva serie. Recuperado Octubre 5, 2022, de https://www.inegi.org.mx/programas/enigh/nc/2020/

INEGI (2022d) Registro administrativo de la industria automotriz de vehículos ligeros. Aguascalientes, Mexico: Instituto Nacional de Estadística y Geografía. Recuperado de: https://www.inegi.org.mx/datosprimarios/iavl/ (Consultado: 17 February 2021).

INEGI (2022e) Producto Interno Bruto Trimestral. Recuperado Septiembre 25, 2022, de https://www.inegi.org.mx/app/tabulados

INEGI (2022f) Vehículos de motor registrados en circulación. Recuperado Octubre 6, 2022, de https://www.inegi.org.mx/programas/vehiculosmotor/

INEGI (2022g) Banco de Información Económica. Encuesta mensual de la industria manufacturera (EMIM). Base 2013. [En línea] Recuperado de: https://www.inegi.org.mx/app/indicadores/?tm=0#D655534#D646221#D655535#D646219#D646221#D646223. [Último acceso: 30 septiembre 2022].

INEGI (2022h) *Empresas manufactureras de exportación.* Obtenido de https://www.inegi.org.mx/temas/empresasman/#Informacion_general

INEGI (2022i) *Encuesta Nacional de Ocupación y Empleo (ENOE).* Obtenido de https://www.inegi.org.mx/programas/enoe/15ymas/

INEGI (2022j) *Balanza comercial de México.* Obtenido de https://www.inegi.org.mx/temas/balanza/default.html#Informacion_general

INEGI y CANACAR (2021) Conociendo la industria del Autotransporte de Carga. México: Instituto Nacional de Estadística y Geografía. Recuperado de: https://issuu.com/canacarmx/docs/transporte_de_carga_13_dic.

INEGI (2018b) Sistema de Clasificación Industrial (SCIAN) 2018. Instituto Nacional de Estadística y Geografía. México

INMUJERES (2020) Las mujeres y la violencia en el espacio público. CDMX, México

International Mining (2020) Anglo American's hydrogen mining truck back on track for H1 2021 first motion. [En línea] Recuperado de: https://im-mining.com/2020/09/17/anglo-americans-hydrogen-mining-truck-back-track-h1-2021-first-motion/ [Último acceso: mayo 2021].

Interreg SUDOE (s.f.) OptimaGrid. Guía de Buenas Prácticas para el Ahorro de Energía en la Empresa. Santander, España

IPCC (2006) Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero [En línea] Recuperado de: https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/index.html

IPCC (2019) 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories [En línea] Recuperado de: https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2019rf/index.html

IPCC (2021) Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Masson-Delmotte, V., P. Zhai, A. Pirani, S.L. Connors, C. Péan, S. Berger, N. Caud, Y. Chen, L. Goldfarb, M.I. Gomis, M. Huang, K. Leitzell, E. Lonnoy, J.B.R. Matthews, T.K. Maycock, T. Waterfield, O. Yelekçi, R. Yu, and B. Zhou (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, In press, doi:10.1017/9781009157896.

IRENA (2019) Plan de acción regional: acelerando el despliegue de energía renovable en América Latina. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos

IRRIMAN (2018) Implementation of Efficient Irrigation Management for a Sustainable Agriculture.

Ishiyama, E., Kumana, J., Polley, G. & Pugh, S. (2010) Improved energy efficiency in CDUs through fouling control. San Antonio, AIChE Annual Meeting, Conference Proceedings.

Ishiyama, E., Paterson, W. & Wilson, D. (2009) Platform for Techno-economic Analysis of Fouling Mitigation Options in Refinery Preheat Trains. Energy & Fuels, Issue 23, pp. 1323-1337.

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.

Recuperado de: https://doi.org/10.3390/en13010084.

ITDP (2017) The BRT Planning Guide. Recuperado de: https://www.itdp.org/2017/11/16/the-brt-planning-guide/

ITF (2018) Towards Road Freight Decarbonisation Trends Measures and Policies. Paris: ITF Policy papers.

Izumi, T., Matsubara, E., Dung, D.T., Ngan, N.V.C, Chiem, N.H., Higano, Y. (2016) Reduction of Greenhouse Gas Emissions in Vietnam through Introduction of a Proper Technical Support System for Domestic Biogas Digesters. Journal of Sustainable Development. Vol 9, No 3 (2016).

Jankowska, E., Pelc, R., Alvarez, J., Mehra, M., & Frischmann, C. J. (2022) Climate benefits de establishing marine protected areas targeted at blue carbon solutions. Proceedings of the National Academy of Sciences, 119(23), e2121705119.

Jarmul, Stephanie, et. al. (2020) Climate change mitigation through dietary change: a systematic review of empirical and modelling studies on the environmental footprints and health effects of 'sustainable diets', en Environmental Research Letters (IOP Publishing), Recuperado de: https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/abc2f7/pdf

Jin, D., Hoagland, P., & Buesseler, K. O. (2020) The value of scientific research on the ocean's biological carbon pump. Science of The Total Environment, 749, 141357.

Johnson et al. (2009) Low-Carbon Development for Mexico. World Bank Group eLibrary [En línea] Recupreado de: https://doi.org/10.1596/978-0-8213-8122-9

Jones, D. & Pujadó, P. (2006) Handbook of Petroleum Processing. Dordrecht, Paises Bajos: Springer.

Jouhara, H. y otros. (2018) Waste Heat Recovery Technologies and Applications. Thermal Science and Engineering Progress, Issue 6, pp. 268-289.

Kamel, A. & Noureldin, M. (2015) Heat exchanger network retrofit for energy savings. [En línea]Disponible en :https://www.digitalrefining.com/article/10017 55/heat-exchanger-network-retrofit-for-energy-savings#.Y0bfn3bMK3A [Último acceso: agosto 2022].

Kamel, D., Gadalla, M. & Ashour, F. (2013) New retrofit approach for optimisation and modification for a crude oil distillation system. Chemical Engineering Transactions, pp. 1363-1368.

Kaswamila, A. , (Ed.) (2016) Land Degradation and Desertification - a Global Crisis. IntechOpen. https://doi.org/10.5772/61629

Kunieda, M. & Gauthier, A. (2007) Género y Transporte Urbano: Inteligente y Asequible. Eschborn. Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ).

Lacy, R., Serralde, C., Climent, M. & Vaca, M. (2013) Initial assessment of the potential for future CCUS with EOR projects in Mexico using CO2 captured de fossil fuel industrial plants. International Journal of Greenhouse Gas Control, Volume 19, pp. 212-219.

Lajous, A. (2009) "El ocaso de Cantarell". [En línea] Disponible en: https://www.nexos.com.mx/?p=13321 [Último acceso: 11 de noviembre de 2019].

Lang, T. & osman, S. (2016) Eficiencia en calderas de México, Los Angeles: Climate Action Reserve.

LAZARD (2012) Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 6.0. New York City, New York, United States.

LAZARD (2013) Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 7.0. New York City, New York, United States.

LAZARD (2014) Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 8.0. New York City, New York, United States.

LAZARD (2015) Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 9.0. New York City, New York, United States.

LAZARD (2016) Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 10.0. New York City, New York, United States.

LAZARD (2017) Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 11.0. New York City, New York, United States.

LAZARD (2018) Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 12.0. New York City, New York, United States.

LAZARD (2019) Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 13.0. New York City, New York, United States.

LAZARD (2020) Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 14.0. New York City, New York, United States.

LAZARD (2021) Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 15.0. New York City, New York, United States.

Liang Chan, D., Yang, K., Lee, J. & Hong, G., (2010) The case study of furnace use and energy conservation in iron and steel industry. Energy, Issue 35, pp. 1665-1670.

Lindig-Cisneros, R. (2010) Ecological Restoration in Mexico: The Challenges of a Multicultural Megadiverse Country. Ecological Restoration 28 (3): 232-233.

Litman, T. (2006) Evaluating Transportation Equity: Guidance for Incorporating Distributional Impacts.

López-Baisson, C. (2017) Análisis de viabilidad económica de la aerotermia y del almacenamiento eléctrico para la climatización de la vivienda. Madrid, España

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.

Lorenzato, G. y otros (2022) Financing Solutions to Reduce Natural Gas Flaring and Methane Emissions, Washington, D.C.: International Development in Focus. World Bank.

M&A México. (2017) Reporte de la Industria del Papel. Seale & Associates. Obtenido de http://mnamexico.com/wp-content/uploads/2017/05/Industria-Papel-4.pdf

MAM (2022). Manual Azucarero Mexicano, Ciudad de México: Cía. Editora del Manual Azucarero, S.A. de C.V.

Manitoba Government. (s.f.). Why Geothermal?. Manitoba, Canada

Market Data México (2021) Papel y cartón: Cifras de los negocios en México. [En línea]. Recuperado de: https://www.marketdatamexico.com/es/article/com-ext-papelcarton-mxdic2020#:~:text=Durante%202020%20las%20exportaciones%20de,interanual%20fue%20de%20%2D1%25. [Último acceso: 03 octubre 2022].

Martínez-Garza, Cristina, Méndez-Toribio, Moisés, Ceccon, Eliane, & Guariguata, Manuel R. (2021) Ecosystem restoration in Mexico: insights on the project planning phase. Botanical Sciences, 99(2), 242-256. Epub 08 de abril de 2021.https://doi.org/10.17129/botsci.2695

Martínez-Hernández, F.A. y Herrera-Aguilar, S. (2021) Pemex, su reestructuración corporativa, financiera y productiva, y los efectos de ésta sobre la balanza comercial petrolera. El Trimestre Económico, vol. LXXXVIII (1), número 349, enero-marzo 2021, pp. 143 – 180.

Martínez-Torres, H. L. & Pérez-Salicrup, D. R. (2018) El papel del campesinado ante la regulación de los incendios forestales en México: Consecuencias inesperadas. Perspectivas rurales nueva época vol 16 (31), Enero-Junio 2018 ISSN: 1409-3251 EISSN: 2215-532 571 pp. 51-89. http://doi.org/10.15359/prne.16-31.5

Martínez, M (2022) Sader prevé aumento de 17% en producción de azúcar. El Economista. Obtenido de https://www.eleconomista.com.mx/empresas/Sader-proyecta-un-incremento-de-17-en-la-produccion-de-azucar-garantiza-abasto-nacional-20220522-0012.html

Master, B., Chunangad, K. & Pushpanathan, V., (2003) Fouling Mitigation Using Helixchanger Heat Exchangers. s.l., ECI Digital Archives, pp. 1-6.

mastrettabikes (2022) Bicicleta Eléctrica de Carga de Última Milla [En línea] Recuperado de: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/752966/Mastretta_bikes.pdf

Mccarthy, D. (2013) Costing conservation. Significance, 10(1), pp. 9–13.

McCollum, D. and Ogden, J. (2006) Techno-economic models for carbon dioxide compression, transport, and storage and correlations for estimating carbon dioxide density and viscosity. University of California Davis.

Medina, I., Fernández, S., & Vadillo, C. (2019). Externalidades negativas asociadas al transporte terrestre en México: estimaciones para México y 20 zonas metropolitanas. Ciudad de México: Instituto de Políticas para el Transporte y el Desarrollo. Disponible en: http://mexico.itdp.org/noticias/externalidades/

México Evalúa (2021) La responsabilidad corporativa de Pemex a prueba: El caso de los impactos sociales y ambientales de la refinería Miguel Hidalgo. [En línea] https://www.mexicoevalua.org/mexicoevalua/wp-content/uploads/2021/06/estudio-caso-pemex-tula-11-junio-final.pdf

México Evalúa (2021) La responsabilidad corporativa de Pemex a prueba: El caso de los impactos sociales y ambientales de la refinería Miguel Hidalgo. [En línea] https://www.mexicoevalua.org/mexicoevalua/wp-content/uploads/2021/06/estudio-caso-pemex-tula-11-junio-final.pdf

MGMInnova (2012) Consultoría para el estudio del impacto de medidas y políticas de eficiencia energética en los sectores de consumo, sobre el balance de energía y sobre los escenarios de emisiones de gases de efecto invernadero en el corto y mediano plazo. MGMInnova.

MGM International (2018 a) Guía para la Evaluación de Elegibilidad de Financiación de Proyectos de Eficiencia Energética. Tipo de Proyecto: Aire Comprimido. Lima: CAF

MGM International (2018 c) Guía para la Evaluación de Elegibilidad de Financiación de Proyectos de Eficiencia Energética. Tipo de Proyecto: Refrigeración. Lima: CAF.

MGM International (2018) Guía para la Evaluación de Elegibilidad de Financiación de Proyectos de Eficiencia Energética. Tipo de Proyecto: Aire Acondicionado. Lima: CAF.

MGM International (2018) Guía para la Evaluación de Elegibilidad de Financiación de Proyectos de Eficiencia Energética. Tipo de Proyecto: Motores de Alta Eficiencia. Lima, Perú

MHI (2016) Global warming mitigation technology promotion project feasibility study on CCS-EOR projects in Southern Mexico. Mitsubishi Heavy Industries.

Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana, MITMA (2022) Documento básico HE. Madrid, España

Minnesota Department of Commerce, Division of Energy Resources, MDoC (2015) Dairy Energy Efficiency. Minnesota, Estados Unidos

Miranda, E., (2019) Devenir histórico de la Minería Mexicana. [En línea]. Recuperado de: https://www.revistageomimet.mx/2020/10/devenir-historico-de-la-mineria-mexicana/#:~:text=Se%20tiene%20noticia%20que%20hace,es%20la%20historia%20de%20M%C3%A9xico. [Último acceso: 2022].

Mireles-Bravo, D. (2016) Análisis de una refinería para modificar su esquema de vapor y suministro de energía, por un sistema de cogeneración. Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México.

MIT (2020). Making smart thermostats more efficient. Massachussetts Institute of Technology. Massachussets, Estados Unidos

Mitsubishi Electric Corporation (2022) Aerotermia Ecodan. Madrid, España

Monárrez-González, José Carlos, Pérez-Verdín, Gustavo, López-González, Celia, Márquez-Linares, Marco Antonio, & González-Elizondo, María del Socorro (2018) Efecto del manejo forestal sobre algunos servicios ecosistémicos en los bosques templados de México. Madera y bosques, 24(2), e2421569. Epub 22 de agosto de 2018.https://doi.org/10.21829/myb.2018.2421569

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.; et al (2021) Disaggregating the Value of Conservation Agriculture to Inform Smallholder Transition to Sustainable Farming: A Mexican Case Study. Agronomy 2021, 11, 1214. https:// doi.org/10.3390/agronomy11061214

Monzón Alvarado, C. (2018) El manejo del fuego en Calakmul, Campeche: incendios forestales, gobernanza y variabilidad local de la precipitación. CIENCIA ergo-sum, Revista

Científica Multidisciplinaria de Prospectiva, vol. 25, núm. 3, 2018. https://doi.org/10.30878/ces.v25n3a1

Morales-Mora, M., et al. (2016) Life cycle assessment of carbon capture and utilization de ammonia process in Mexico. Journal of Environmental Management, Volume 183, pp. 998-1008.

Morales, R (2022) México pierde terreno en el mercado azucarero de Estados Unidos. El Economista. Obtenido de https://www.eleconomista.com.mx/empresas/Mexico-pierde-terreno-en-el-mercado-azucarero-de-EU-20220502-0011.html

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. y López Martínez, W (2020) Los sistemas agroforestales de México: avances, experiencias, acciones y temas emergentes. Red Temática de Sistemas Agroforestales de México. Recuperado de: https://ru.crim.unam.mx/handle/123456789/940

Morillón et. al (2016) Retos y oportunidades para la sustentabilidad energética en edificios de México: Consumo y uso final de energía en edificios residenciales, comerciales y de servicio. CDMX, México

Morillón, D. & Peñaloza, J (2018) Efecto del viento en el bioclima de las costas de México, Memorias de la XLII Semana Nacional de Energía Solar, Ed. Asociación Nacional de Energía Solar, ISSN: 2448-5543, 16 nov., México

Mukherjee, S., Asthana, A., Howarth, M. & Chowdhury, J. (2020) Techno-Economic Assessment of Waste Heat Recovery Technologies for the Food Processing Industry. Energies, 13(23), p. 6446.

Muñoz Flores Hipólito Jesús, José Trinidad Sáenz Reyes, Agustín Rueda Sánchez, Martín Gómez Cárdenas, David Castillo Quiroz, y Francisco Castillo Reyes (2018) «Áreas Potenciales Para Plantaciones Forestales Con Brosimum Alicastrum Sw., Con Fines De restauración». Revista Mexicana De Ciencias Forestales 9 (45). México, ME. https://doi.org/10.29298/rmcf.v9i45.133.

Murad, Musa & Razi, Kaukab & Jeong, Byoung Ryong & M, prakash & Muneer, Sowbiya (2021) Light Emitting Diodes (LEDs) as Agricultural Lighting: Impact and Its Potential on Improving Physiology, Flowering, and Secondary Metabolites of Crops. Basel, Suiza.

Naciones Unidas (2021) La COP26 se cierra con un acuerdo climático "de compromiso", pero insuficiente, dice António Guterres. Recuperado de: https://www.un.org/es/climatechange/cop26

Nair, P. K. R. 1993. An introduction to agroforestry. Kluwer-ICRAF, Dordrecht. pp. 21-158. Recuperado de: https://apps.worldagroforestry.org/Units/Library/Books/PDFs/32_An_introduction_to_agroforestry.pdf?n=161

Nair, P. K. R. 2007. Agroforestry for Sustainability of Lower-Input Land-Use Systems, Journal of Crop Improvement, 19:1-2, 25-47. Recuperado de: https://www.researchgate.net/publication/233121254_Agroforestry_for_Sustainability_of_Lower-Input_Land-Use_Systems

Nategh, M., Malayeri, M. & Mahdiyar, H., 2017. A Review on Crude Oil Fouling and Mitigation Methods in Pre-heat Trains of Iranian Oil Refineries. Journal of Oil, Gas and Petrochemical Technology, IV(1), pp. 1-17.

National Renewable Energy Laboratory, NREL. (s.f.) National Solar Radiation Database, NSRDB. Colorado, EEUU.

New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO), 2008. Japanese Technologies for Energy Savings/GHG Emissions Reduction (2008 revised edition), Kanagawa, Japan: s.n.

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. [En línea] Recuperado de: https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/178550 [Último acceso: 2022].

NOM-001-ENER-2014, NOM (2014). Eficiencia energética de bombas verticales tipo turbina con motor externo eléctrico vertical. Límites y método de prueba. CDMX, México.

NOM-001-SEDE-2012, NOM (2012 b). Instalaciones Eléctricas (utilización). CDMX, México

NOM-001-SEMARNAT-2021, NOM (2021). Límites permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en cuerpos receptores propiedad de la nación. CDMX, México

NOM-002-SEDE/ENER-2014, NOM (2014 a). Requisitos de seguridad y eficiencia energética para transformadores de distribución. . CDMX, México.

NOM-003-ENER-2011, NOM (2011). Eficiencia térmica de calentadores de agua para uso doméstico y comercial. Límites, métodos de prueba y etiquetado. . CDMX, México.

NOM-004-ENER-2014, (NOM, 2014 b). Eficiencia energética para el conjunto motor-bomba, para bombeo de agua limpia de uso doméstico, en potencias de 0,180 kW (¼ HP) hasta 0,750 kW (1 HP).- Límites, métodos de prueba y etiquetado. . CDMX, México.

NOM-005-ENER-2016, (NOM, 2016). Eficiencia energética de lavadoras de ropa electrodomésticas. Límites, método de prueba y etiquetado. CDMX, México.

NOM-006-ENER-2015, (NOM, 2015). Eficiencia energética electromecánica en sistemas de bombeo para pozo profundo en operación.- Límites y método de prueba. CDMX, México.

NOM-007-ENER-2014, (NOM, 2014 c). Eficiencia energética para sistemas de alumbrado en edificios no residenciales. CDMX, México.

NOM-008-ENER-2001, (NOM, 2001). Eficiencia energética en edificaciones, envolvente de edificios no residenciales. CDMX, México.

NOM-009-ENER-2014, (NOM, 2014 d). Eficiencia energética en sistemas de aislamientos térmicos industriales. CDMX, México.

NOM-010-ENER-2004, (NOM, 2004). Eficiencia energética del conjunto motor bomba sumergible tipo pozo profundo. Límites y método de prueba. CDMX, México.

NOM-011-ENER-2006, (NOM, 2006). Eficiencia energética en acondicionadores de aire tipo central, paquete o dividido. Límites, métodos de prueba y etiquetado. CDMX, México.

NOM-012-ENER-2019, (NOM, 2019). Eficiencia energética de unidades condensadoras y evaporadoras para refrigeración. Límites, métodos de prueba y etiquetado. CDMX, México.

NOM-013-ENER-2013, (NOM, 2013). Eficiencia energética para sistemas de alumbrado en vialidades. CDMX, México.

NOM-014-ENER-2004, (NOM, 2004 a). Eficiencia energética de motores de corriente alterna, monofásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, enfriados con aire, en potencia nominal de 0,180 a 1,500 kW. Límites, método de prueba y marcado. CDMX, México.

NOM-015-ENER-2018, (NOM, 2018). Eficiencia energética de refrigeradores y congeladores electrodomésticos. Límites, métodos de prueba y etiquetado. CDMX, México.

NOM-016-ENER-2016, (NOM, 2016 a). Eficiencia energética de motores de corriente alterna, trifásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, en potencia nominal de 0,746 kW a 373 kW. Límites, métodos de prueba y marcado. CDMX, México.

NOM-017-ENER/SCFI-2012, (NOM, 2012). Eficiencia energética y requisitos de seguridad de lámparas fluorescentes compactas autobalastradas. Límites y métodos de prueba. CDMX, México.

NOM-018-ENER-2011, (NOM, 2011 c). Aislantes térmicos para edificaciones. Características, límites y métodos de prueba. CDMX, México.

NOM-019-ENER-2009, (NOM, 2009) Eficiencia térmica y eléctrica de máquinas tortilladoras mecanizadas. Límites, método de prueba y marcado. CDMX, México.

NOM-020-ENER-2011, (NOM, 2011 a). Eficiencia energética en edificaciones, Envolvente de edificios para uso habitacional. CDMX, México.

NOM-020-STPS-2011, NOM (2011 b). Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas - Funcionamiento - Condiciones de Seguridad. CDMX, México.

NOM-021-ENER/SCFI-2017, (NOM, 2017). Eficiencia energética y requisitos de seguridad al usuario en acondicionadores de aire tipo cuarto. Límites,

métodos de prueba y etiquetado. CDMX, México.

NOM-022-ENER/SCFI-2014, (NOM, 2014 e). Eficiencia energética y requisitos de seguridad al usuario para aparatos de refrigeración comercial autocontenidos. Límites, métodos de prueba y etiquetado. CDMX, México.

NOM-023-ENER-2018, (NOM, 2018 a). Eficiencia energética en acondicionadores de aire tipo dividido, descarga libre y sin conductos de aire. Límites, métodos de prueba y etiquetado. CDMX, México.

NOM-024-ENER-2012, (NOM, 2012). Características térmicas y ópticas del vidrio y sistemas vidriados para edificaciones. Etiquetado y métodos de prueba. CDMX, México.

NOM-025-ENER-2013, (NOM, 2013 a). Eficiencia térmica de aparatos domésticos para cocción de alimentos que usan gas L.P. o gas natural. Límites, métodos de prueba y etiquetado. CDMX, México.

NOM-025-STPS-2008, NOM (2008). Condiciones de iluminación en los centros de trabajo. CDMX, México

NOM-026-ENER-2015, (NOM, 2015). Eficiencia energética en acondicionadores de aire tipo dividido (Inverter) con flujo de refrigerante variable, descarga libre y sin ductos de aire. Límites, métodos de prueba y etiquetado. CDMX, México.

NOM-027-ENER/SCFI-2018, (NOM, 2018 b) Rendimiento térmico, ahorro de gas y requisitos de seguridad de los calentadores de agua solares y de los calentadores de agua solares con respaldo de un calentador de agua que utiliza como combustible gas L.P. o gas natural. Especificaciones, métodos de prueba y etiquetado. CDMX, México.

NOM-028-ENER-2017, (NOM, 2017 a) Eficiencia energética de lámparas para uso general. Límites y métodos de prueba. CDMX, México.

NOM-029-ENER-2017, (NOM, 2017 b). Eficiencia energética de fuentes de alimentación externa. Límites, métodos de prueba, marcado y etiquetado. CDMX, México.

NOM-030-ENER-2016, (NOM, 2016 b). Eficacia luminosa de lámparas de diodos emisores de luz (led) integradas para iluminación general. Límites y métodos de prueba. CDMX, México.

NOM-031-ENER-2019. (NOM, 2019 a) Eficiencia energética para luminarios con led para iluminación de vialidades y áreas exteriores públicas. Especificaciones y métodos de prueba. CDMX, México.

NOM-032-ENER-2013, (NOM, 2013 b). Límites máximos de potencia eléctrica para equipos y aparatos que demandan energía en espera. Métodos de prueba y etiquetado. CDMX, México.

NOM-033-ENER-2019, (NOM, 2019 b). Eficiencia energética de motores de corriente alterna, enfriados con aire, en potencia nominal mayor o igual que 1 W y menor que 180 W. Límites, método de prueba y marcado. CDMX, México.

NOM-163-SEMARNAT-ENER-SCFI-2013, (NOM, 2013 b). Emisiones de bióxido de carbono (CO_2) provenientes del escape y su equivalencia en términos de rendimiento de combustible, aplicable a vehículos automotores nuevos de peso bruto vehicular de hasta 3 857 kilogramos. CDMX, México.

NOM-CCA-031-ECOL/1993, NOM(1993) . Límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales provenientes de la. industria, actividades agroindustriales, de servicios y el tratamiento de aguas residuales a los sistemas de drenaje y alcantarillado urbano o municipal. CDMX, México

NPROXX (2021) Case Study: Hydrogen powered mine truck for Anglo American mine. Recuperado de: https://www.nproxx.com/case-study-hydrogen-powered-mine-truck-for-anglo-american-mine/

NREL (2022) Data. Recuperado de: data.nrel.gov/

NYSERDA, 1985. A Guide to Heat Exchangers for Industrial Heat Recovery, NeW York: New York State Energy Research And Development Authority.

OCDE (2021) Industrial Policy for the Sustainable Development Goals: Increasing the Private Sector's COntribuition. Paris. doi:https://doi.org/10.1787/2cad899f-en

Octaviano, C. (2022) 'La electrificación del transporte en el mundo'. "Mejores Prácticas de Movilidad

Eléctrica: hacia proyectos de transporte sustentable en la Megalópolis, México, 11 August. Recuperado de: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/753136/presentacion_Claudia_Octaviano_INECC.pdf.

OECD (2022) Consumo de carne (indicador). DOI: 10.1787/fa290fd0-en, consultado el 23 de septiembre de 2022, Recuperado de: https://data.oecd.org/agroutput/meat-consumption.htm

OIT (2022) Organización Internacional del Trabajo, base de datos de los Indicadores Clave del Mercado de Trabajo. [En línea] Recuperado de: https://datos.bancomundial.org/indicator/SL.IND.EMPL.ZS?locations=MX

Oliveira, A.S., B.S. Soares-Filho, U. Oliveira, R. Van der Hoff, S.M. Carvalho-Ribeiro, A.R. Oliveira, L.C. Scheepers, B.A. Vargas, R.G. Rajão (2021) Costs and effectiveness of public and private fire management programs in the Brazilian Amazon and Cerrado. Forest Policy and Economics, 127, https://doi.org/10.1016/j.forpol.2021.102447.

OPS/OMS (2010). Manual de Capacitación a Familias "Practicando la higiene cuidamos nuestra salud".

Organización Internacional de Normalización, ISO. (2000) Data and time. Representations for information interchange. ISO - 8601

Pacheco, R (2014) El agua como servicio público. CDMX, México

Palacios, R., Valles, X., Solís, A., Becerril, A. S., Rodríguez, F., Martínez, H., Rodríguez, J. I., De La Pascua, L. E., Pleitez, R. O., Hernández, F., & Zamudio, J. P (2022) Estudio del balance nacional de energía 2020. Programa Nacional Estratégico sobre Energía y Cambio Climático; Plataforma Nacional Energía Ambiente y Sociedad (PLANEAS). Contribución no. 2. CDMX, México

Panchal, C. & Huangfu, E.-P., 2000. Effects of Mitigating Fouling on the Energy Efficiency of Crude-Oil Distillation. Heat Transfer Engineering, pp. 3-9.

PEMEX (2006) Informe de Desarrollo Sustentable 2006. México: Petróleos Mexicanos (PEMEX).

PEMEX (2008) Informe de Responsabilidad Social 2008. México: Petróleos Mexicanos (PEMEX).

PEMEX (2010) Informe de Responsabilidad Social 2010. México: Petróleos Mexicanos (PEMEX).

PEMEX (2011) Características de las calderas en centros procesadores de gas. Petróleos Mexicanos (PEMEX).

PEMEX (2015) Informe de Sustentabilidad 2015. Petróleos Mexicanos (PEMEX).

PEMEX (2017) Plan de Negocios 2017 – 2021. Petróleos Mexicanos (PEMEX).

PEMEX (2018a) Informe de Sustentabilidad 2018. Petróleos Mexicanos (PEMEX).

PEMEX (2018b) Contratos de hidrógeno para la Refinería Francisco I. Madero en Cd. Madero, Tamaulipas, Ciudad de México: Dirección General de Pemex Transformación Industrial. Subdirección de Producción de petrolíferos. Subdirección de proyectos Industriales.

PEMEX (2019) Sistema de Información de Seguridad Ambiental y Protección Ambiental (SISPA). Petróleos Mexicanos (PEMEX).

PEMEX (2020a) Informe de Sustentabilidad 2020. Petróleos Mexicanos (PEMEX).

PEMEX (2020b) Anuario Estadístico 2020. Petróleos Mexicanos (PEMEX).

PEMEX (2021a) Kit para inversionistas. Reporte anual 2021. Petróleos Mexicanos (PEMEX).

PEMEX (2021b) Plan de Negocios 2021 – 2025. Petróleos Mexicanos (PEMEX).

PEMEX (2022) PEMEX Logística [En línea]

PEMEX (2022a) Base de datos Institucional [En línea] Recuperado de: https://ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do?action=temas&deCuadros=true [Consultado: 22 de agosto de 2022].

Peralta, Tatiana et al. (2014) Gender, Travel and Job access: evidence de Buenos Aires. \Washington: BID, Informe de investigación.

Pérez-Salicrup, D. R., Garduño-Mendoza, E., Martínez-Torres, H. L. y Del Río Pesado, G (2020) Plan Integral del Manejo del Fuego en la Reserva de la Biósfera Mariposa Monarca: acción e investigación participativa y adaptable. fmcn, conanp, Alternare, A.C., iies –unam. 71 pp.

Pérez-Salicrup, Diego R., Ortíz Mendoza, Ruben, Garduño Mendoza, Erika, Martínez-Torres, Héctor Leonardo, Oceguera Salazar, Karla A., Quintero Gradilla, Shatya, Castillo Navarro, Faviola, Alvarado Celestino, Ernesto, & González Cabán, Armando (2018) Coordinación institucional para la realización de quemas prescritas y quemas controladas en México. Revista mexicana de ciencias forestales, 9(49), 252-270. https://doi.org/10.29298/rmcf.v9i49.169

Perrone, T (2022) Innovation for a Sustainable, Equitable Transportation System: A U.S. DOT Volpe Center Thought Leadership Series. Cambridge, MA: U.S. Department of Transportation. Disponible

Petrick, M. & Pellegrino, J. (1999) The potential for reducing energy utilization in the refining industry, Illinois: Argonne National Laboratory.

Phadtare, H., Patel, I. & Mahindrakar, V. (2016) Review of different waste heat recovery devices in the process industry. International Journal of Advance Research in Science and Engineering, V(12), pp. 101-110.

Philips Lighting, Philips (2022) Proyectos. Explorador de casos, Eindhoven, Holanda

Pineda-Vázquez, M., A. Ortega-Argueta, M. A. Mesa-Jurado, G. Escalona-Segura (2019) Evaluating the sustainability of conservation and development strategies: The case of management units for wildlife conservation in Tabasco, Mexico. Journal of Environmental Management 248 (2019) 109260. doi.org/10.1016/j.jenvman.2019.109260

Pitney Bowes (2022) Discover how a smart locker is the ideal contactless delivery solution [En línea] Recuperado de: https://www.pitneybowes.com/ca/en/blog/what-is-a-smart-locker.html

Pontifes, Paulina Alejandra, García-Meneses, Paola Massyel, Gómez-Aíza, Laura, Monterroso-Rivas, Alejandro Ismael, & Caso-Chávez, Margarita (2018) Land use/land cover change and extreme climatic events in the arid and semi-arid ecoregions of Mexico. Atmósfera, 31(4), 355-372. https://doi.org/10.20937/atm.2018.31.04.04

Pronatura Veracruz (2022) Restauración Ecológica. Recuperado de: https://pronaturaveracruz.org/manglares_bosque_niebla/ef_restauracion_ecologica.php

Pye, Steve & Bataille, Chris (2016) Improving deep decarbonization modelling capacity for developed and developing country contexts, Climate Policy, 16:sup1, S27-S46, DOI: 10.1080/14693062.2016.1173004

Quay, P., Emerson, S., & Palevsky, H (2020) Regional pattern of the ocean's biological pump based on geochemical observations. Geophysical Research Letters, 47(14), e2020GL088098.

Quintero, E.M. et al. (2014) Reparto modal óptimo del transporte terrestre de carga en México. 1a etapa. 413. Sanfandila, Querétaro: Instituto Mexicano del Transporte, p. 106. Recuperado de: https://imt.mx/archivos/Publicaciones/PublicacionTecnica/pt413.pdf.

R Core Team (2022) R: A Language and environment for statistical computing. Vienna, Austria: R Foundation for Statistical Computing. Recuperado de: https://www.R-project.org/.

R. Bodas,D.J. Bartolomé,M.J. Tabernero de Paz,J.J. García,R. Posado,S. Olmedo (2013) Caracterización del consumo eléctrico en las granjas de vacuno lechero de Castilla y León. Córdoba, España

Ramírez, A. & Pérez, T (2020) Mujeres en el sector de movilidad: ¿Cómo vamos en la Ciudad de México? WRI México. https://wrimexico.org/bloga/mujeres-en-el-sector-de-movilidad-%C2%BFc%C3%B3mo-vamos-en-la-ciudad-de-m%C3%A9xico

Ramírez, A., Désirée, T.,& Velasco, M. (2013) https://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1870-54722013000200004

Ramírez, D. y Villarreal, R. U. (2008) Evaluación del desempeño térmico de la torre de enfriamiento CT-502. Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).

Rámirez, M (2015) Vidrio, sólido en México: la producción crecerá 3%. Milenio. Obtenido de https://www.milenio.com/negocios/vidrio-solido-mexico-produccion-crecera-3

Reichl, C., Schatz, M. & Zsak, G., 2022. World Mining Data, Vienna, Austria: International Organizing Committee for the World Mining Congresses.

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 Interamericado de Desarrollo. Recuperado de: https://publications.iadb.org/es/publicacion/16402/estrategias-de-mitigacion-y-metodos-para-la-estimacion-de-las-emisiones-de-gases.

Reyes-Jiménez, J. E., Lares Ballesteros, C. a. y Martínez-Alvarado, C. O. (2010) Manejo sanitario de ganado bovino de doble propósito. Fundación Produce - Sinaloa, A.C., SAGARPA - Gobierno del Estado de Sinaloa. 16 pp.

Roe, S., Streck, C., Beach, R., Busch, J., Chapman, M., Daioglou, V., Deppermann, A., Doelman, J., Emmet-Booth, J., Engelmann, J., Fricko, O., Frischman, C., Funk, J., Grassi, G., Griscom, B. W., Havlík, 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. Recuperado de: https://doi.org/10.1111/gcb.15873

Rojas Villeda, H. (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. Tesis para obtener en el grado de MAGISTER SCIENTIAE en Economía, Desarrollo y cambio climático. centro agronómico tropical de investigación y enseñanza. Turrialba, Costa Rica.

Rossiter, A. (2010) Improve Energy Efficiency via Heat Integration. Chemical Engineering Progress, Issue 106, pp. 33-42.

Rossiter, A. P. & Beth, J. (2015) Energy management and efficiency for the process industries. s.l.:Wiley.

Saadon Al-Ogaili, A. et al. (2020) 'Estimation of the energy consumption of battery driven electric buses by integrating digital elevation and longitudinal dynamic models: Malaysia as a case study', Applied Energy, 280, p. 115873. Available at: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115873.

SADER (2019) Agricultura de conservación, una práctica sustentable. https://www.gob.mx/agricultura/colima/articulos/agricultura-de-conservacion-una-practica-sustentable-235466?idiom=es

SADER (2021) Apoya Agricultura, a través de Producción para el Bienestar, a 219 mil productores de café en 2021 | Secretaría de Agricultura y Desarrollo Rural | Gobierno | gob.mx. Recuperado Octubre 6, 2022, de 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#:~:text=Expuso%20que%20PpB%2C%20por%20medio,%2C%20Oaxaca%2C%20Puebla%20y%20Veracruz

SADER (2022) Servicio de Información Agroalimentaria y Pesquera (SIAP)Sistema de Información Agroalimentaria de Consulta (SIACON-NG). . Recuperado Octubre 5, 2022, de https://www.gob.mx/siap

SAGARPA (2017) Planeación Agrícola Nacional 2017 – 2030. Café Mexicano.

Sala et al. (2021) Protecting the global ocean for biodiversity, food and climate. Nature (592).

Salomón, A (2003) La industria del vidrio ante sus retos competitivos y tecnólogicos. Comercio Exterior, 53(7), 666-677. Obtenido de http://revistas.bancomext.gob.mx/rce/magazines/54/6/RCE.pdf

San Sebastián, M., et al. (2001) La salud de mujeres que viven cerca de pozos y estaciones de petróleo en la Amazonía ecuatoriana. [En línea] https://www.scielosp.org/pdf/rpsp/2001.v9n6/375-383/es

Sapkota T, Ortiz-Monasterio I, Sonder K, Wollenberg E, Richards MB, Leyva JC, Garcia MA. (2020) Rapid analysis of country-level mitigation potential de agriculture, forestry and other land uses in Mexico. CCAFS Working Paper no. 309. Wageningen, the Netherlands: CGIAR Research Program on Climate Change, Agriculture and Food Security (CCAFS)

Scott, A. & Pickard, S., (2021) FAQ 3: oil and gas, poverty, the environment and human rights. [En línea] https://odi.org/en/about/our-work/climate-and-sustainability/faq-3-oil-and-gas-poverty-the-environment-and-human-rights/#:~:text=Waste%20and%20spills%20de%

20oil,can%20also%20damage%20agricultural%20resources.

SDG (2011) Análisis de costos y competitividad de modos de transporte terrestre de carga interurbana; Steer Davies Gleave. Santiago.

Seamonds, D. y otros (2009) The bottom of the barrel: How the dirtiest heating oil pollutes our air and harms our health, s.l.: Environmental Defense Fund.

Secretaría de Economía (2017) Pro-Aéreo 2.0 Programa Estratégico de la Industria Aeroespacial [En línea] Recuperado de: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/314141/ProA_reo2.0_publicar_050418.pdf

Secretaría de Economía (2021) DIAGNÓSTICO DEL 2DO. SEMESTRE 2020 EMPRESAS MEXICANAS CON CAPITAL EXTRANJERO EN LA INDUSTRIA MINERO METALÚRGICA DEL PAÍS. [En línea] Recuperado de: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/624440/SEGUNDO_Semestre_2020__Diagn_stico_Estad_stico__Espa_ol_.pdf. [Último acceso: 01 octubre 2022].

Secretaría de Economía. (2022a). Sectores Productivos de México en el contexto mundial. Recuperado Octubre 4, 2022, de https://www.gob.mx/se/articulos/sectores-productivos-de-mexico-en-el-contexto-mundial?idiom=es

Secretaría de Economía. (2022b). Minería. [En línea]. Recuperado de: https://www.gob.mx/se/acciones-y-programas/mineria. [Último acceso: 1 Octubre 2022].

Secretaría de Energía, SENER (2015 a). Estudios en materia de Eficiencia Energética. Estudio de mercado sobre diodos emisores de luz (LEDs). CDMX, México

Secretaría de Energía, SENER (2015). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, PRODESEN 2015-2029. CDMX, México.

Secretaría de Energía, SENER (2016). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, PRODESEN 2016-2030. CDMX, México.

Secretaría de Energía, SENER (2017). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, PRODESEN 2017-2031. CDMX, México.

Secretaría de Energía, SENER (2018). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, PRODESEN 2018-2032. CDMX, México.

Secretaría de Energía, SENER (2019). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, PRODESEN 2019-2033. CDMX, México.

Secretaría de Energía, SENER (2021). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, PRODESEN 2021-2035. CDMX, México.

Secretaría de Energía, SENER (2022). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, PRODESEN 2022-2036. CDMX, México.

Secretaría de Energía, SENER. (2016 a). Eficiencia Energética en el Sector Agropecuario Estado del Arte. CDMX, México

Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, SEMARNAT (2015). Factor de emisiones del Sistema Eléctrico Nacional 2014. CDMX, México.

Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, SEMARNAT (2016). Factor de emisiones del Sistema Eléctrico Nacional 2015. CDMX, México.

Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, SEMARNAT (2017). Factor de emisiones del Sistema Eléctrico Nacional 2016. CDMX, México.

Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, SEMARNAT (2021). Factor de emisiones del Sistema Eléctrico Nacional 2020. CDMX, México.

Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, SEMARNAT (2022). Factor de emisiones del Sistema Eléctrico Nacional 2021. CDMX, México.

SEMAR (2021) Servicios de transporte marítimo regular en México 2020. México: Secretaría de Marina. Recuperado de: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/735677/Prontuario_2021_Final.pdf.

SEMARNAT (2006) Diagnóstico Básico para la Gestión Integral de los Residuos. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. México. Recuperado de: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/196519/Diagnostico_basico_pgir_2006.pdf

SEMARNAT (2012) Diagnóstico Básico para la Gestión Integral de los Residuos. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. México. Recuperado de: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/187439/diagnostico_basico_ejecutivo_2012.pdf

SEMARNAT (2015b) Acuerdo que establece las particularidades técnicas y las fórmulas para la aplicación de metodologías para el cálculo de emisiones de GYCEI.

SEMARNAT (2017). Nota conceptual del proyecto de calentadores solares de agua. CDMX, México

SEMARNAT (2018) Proyectos de cogeneración y ciclo combinado [En línea] Recuperado de: https://www.gob.mx/semarnat/acciones-y-programas/9-proyectos-de-cogeneracion-y-ciclo-combinado [Consultado: 01 de septiembre de 2022].

SEMARNAT (2019) Visión nacional hacia una gestión sustentable: Cero residuos. Ciudad de México, México. Recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/435917/Vision_Nacional_Cero_Residuos_6_FEB_2019.pdf

SEMARNAT (2020) Diagnóstico Básico para la Gestión Integral de los Residuos . México. Recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/554385/DBGIR-15-mayo-2020.pdf

SEMARNAT (2021) Programa Especial de Cambio Climático 2021-2024. DOF. Recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/681172/PECC-2021-2024.pdf

SEMARNAT (2021) Programa Transporte Limpio, Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. Recuperado de: https://www.gob.mx/semarnat/acciones-y-programas/programa-transporte-limpio-190236.

SEMARNAT (2022a) México: Tercer Informe Bienal de Actualización ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. México.

SEMARNAT (2022b) Registro Nacional de Emisiones RENE: Información para estimar emisiones. Registro Nacional de Emisiones. Obtenido de https://www.gob.mx/semarnat/acciones-y-programas/registro-nacional-de-emisiones-rene

SEMARNAT (2022c) Sistema Nacional de Información Ambiental y de Recursos Naturales. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, México. Recuperado de: http://dgeiawf.semarnat.gob.mx:8080/approot/dgeia_mce/html/mce_index.html

SEMARNAT (2022d) BADESNIARN. Industria. [En línea]. Recuperado de: http://dgeiawf.semarnat.gob.mx:8080/approot/dgeia_mce/html/02_economica/industria.html. [Último acceso: 03 octubre 2022].

SEMARNAT-INECC (2018) Sexta Comunicación Nacional y Segundo Informe Bienal de Actualización ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

SEMARNAT-INECC (2022) México: Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero, 1990-2019. Mexico. Recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/737226/156_2022_INEGYCEI_1990-2019_NIR.pdf

SEMARNAT-INECC (2014) Factores de emisión para los diferentes tipos de combustibles fósiles y alternativos que se consumen en México. México.

SENASICA (2022) https://www.gob.mx/senasica/acciones-y-programas/acciones-estrategicas-de-salud-animal

SENER (2015) Estudios en materia de Eficiencia Energética. Estudio de mercado sobre diodos emisores de luz (LEDs). México. Recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/315524/5_LED.pdf

SENER (2018) Prospectiva de Petróleo Crudo y de Petrolíferos 2018 – 2032. Secretaría de Energía (SENER).

SENER (2020 a). Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios. CDMX, México

SENER (2020) PRODESEN 2020 - 2034. Recuperado Octubre 5, 2022, de https://www.gob.mx/sener/articulos/prodesen-2020-2034

SENER (2021) Balance Nacional de Energía 2020. México: Secretaría de Energía. Recuperado de: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/707654/BALANCE_NACIONAL_ENERGIA_0403.pdf.

SENER (2022) Prontuario Estadístico enero 2022 [En línea] Recuperado de: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/713163/202201_30Mar_Rev_Prontuario_en_Formato_Institucional__versi_n_verde_.pdf [Consultado: 22 de agosto de 2022].

SENER (2022b) Sistema de Información Energética. Recuperado Septiembre 29, 2022, de https://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=temas

SENER (2022c) Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2022-2036 | Centro Nacional de Control de Energía | Gobierno | gob.mx. Recuperado Septiembre 27, 2022, de https://www.gob.mx/cenace/documentos/programa-para-el-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-2022-2036

SENER (2022d) Balance Nacional de Energía: Consumo final de energía por sector. Recuperado Octubre 4, 2022, de https://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cvecua=IE7C02

SENER (2022e) Balance Nacional de Energía: Balance nacional de carbón mineral. Obtenido de Sistema de Información Energética: https://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cvecua=CAR01

SENER (2022f) Prospectivas del Sector Energético. Obtenido de Gobierno de México: https://www.gob.mx/sener/documentos/prospectivas-del-sector-energetico

SENER (2022g) Balance Nacional de Energía: Consumo de energía en el sector industrial. Obtenido de Sistema de Información Energética: https://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cvecua=IE7C04

SENER. (Varios años). Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional. México: Secretaría de Energía.

SESNSP (2022) Cifras de Víctimas del Fuero Común, 2015 - julio 2022. Secretariado Ejecutivo del Sistema Nacional de Seguridad Pública.

SGM (2020) Anuario Estadístico de la Minería Mexicana, 2019. Edición 2020. México. Recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/683100/Anuario_2019_Edicion_2020.pdf

SHCP (2022) Estadísticas Oportunas de Finanzas Públicas [En línea] Recuperado de: http://presto.hacienda.gob.mx/EstoporLayout/estadisticas.jsp [Consultado: 23 de abril de 2022].

Shekarchian, M. y otros (2013) Energy, exergy, environmental and economic analysis of industrial fired heaters based on heat recovery and preheating techniques. Energy Conversion and Management, Issue 71, pp. 51-61.

Solís Ávila, J.C. and Sheinbaum Pardo, C. (2016) 'Consumo de energía y emisiones de CO2 del autotransporte en México y escenarios de mitigación', Revista internacional de contaminación ambiental, 32(1), pp. 7–23.

SIAP (2019) https://nube.siap.gob.mx/index.php/s/kTLGLipCBEBiEFM https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/461759/Agropecuario_compressed__2_.pdf

SIAP (2021) Panorama Agroalimentario 2021. México. Recuperado de https://nube.siap.gob.mx/gobmx_publicaciones_siap/pag/2021/Panorama-Agroalimentario-2021

SIAP (2022) Panorama agroalimentario 2021. Recuperado de: https://nube.siap.gob.mx/gobmx_publicaciones_siap/pag/2021/Panorama-Agroalimentario-2021

Sibilski, L. and Targa, F. (2020) An old solution to new challenges: The rebirth of the cargo bike, World Bank Blogs. Recuperado de: https://blogs.worldbank.org/transport/old-solution-new-challenges-rebirth-cargo-bike (Consultado: 8 Septiembre 2021).

SICE (2022) Acuerdo de Asociación Transpacífico (TPP) se realizó entre Chile, Brunei, Nueva Zelanda y Singapur, conjuntamente con Estados Unidos, Perú, Australia y Viet Nam. Recuperado de: http://www.sice.oas.org/tpd/tpp/tpp_s.asp

SICT. (2022) Estadística Básica del Autotransporte Federal 2021. México: Secretaría de Infraestructura, Comunicaciones y Transporte, p. 128. Recuperado de: https://www.sct.gob.mx/fileadmin/DireccionesGrales/DGAF/EST_BASICA/EST_BASICA_2021/Estad%C3%ADstica_B%C3%A1sica_del_Autotransporte_Federal_2021.pdf.

Siemens (2015) Cogeneración industrial. s.l.:Siemens.

Sinan (2017) Performance analysis of a steam turbine power plant at part load conditions.

SINFOCAÑA (2022) Obtenido de Sistema de Información del Sector Cañero - Producción: https://www.siiba.conadesuca.gob.mx/infocana/Consulta/ReportesP.aspx?f=1&acu=1

SLYCAN Trust (2021) Issues Paper: Challenges and Opportunities for a Just Transition. Colombo, Sri Lanka: SLYCAN Trust (GTE) Ltd.

Smaili, F., Vassiliadis, V. & Wilson, D., 2001. Mitigation of Fouling in Refinery Heat Exchanger Networks by Optimal Management of Cleaning. Energy & Fuels, pp. 1038-1056.

Smith, S (2017) Just Transition: A Report for the OECD. Just Transition Center. Obtenido de https://www.oecd.org/environment/cc/g20-climate/collapsecontents/Just-Transition-Centre-report-just-transition.pdf

Spang, B. & Roetzel, W (2010) C6 Costs and Economy of Heat Exchangers. En: VDI Heat Atlas. Berlín: Springer, pp. 115-118.

Springmann, Marco, et. al.(2016), Analysis and valuation of the health and climate change cobenefits of dietary change, en Proceedings of the National Academy of Science, 113(15), pp. 4146–4151, Recuperado de: https://www.pnas.org/doi/abs/10.1073/pnas.1523119113

StartUs Insights (2022) Top 10 Agriculture Trends, Technologies & Innovations for 2022. Vienna, Austria

STCONAPRA (2020) Informe sobre la situación de la Seguridad Vial México 2020. Ciudad de México: Secretariado Técnico del Consejo Nacional Para la Prevención de Accidentes. Disponible en https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/741479/Informe_SV_2020_Autorizado.pdf

Stehfest, Elke, et. al (2009) Climate Benefits of Changing Diet, en Climatic Change, 95(1-2), pp. 83–102, Recuperado de: https://doi.org/10.1007/s10584-008-9534-6

Subsecretaría de Ahorro y Eficiencia Energética, Ministerio de Energía y Minería de la Nación. (s.f.). Aislamiento Térmico. Buenos Aires, Argentina

Sun, P. y otros (2019) Criteria Air Pollutants and Greenhouse Gas Emissions de Hydrogen Production in U.S. Steam Methane Reforming Facilities: Environ. Sci. Technol..

Szklo, A. & Schaeffer, R (2007) Fuel specification, energy consumption and CO2 emission in oil refineries. Energy, pp. 1075-1092. The Carbon Trust, 2012. Carbontrust. [En línea] Available at: https://www.carbontrust.com/media/147167/j8054_ctl147_how_to_implement_oxygen_trim_control_aw.pdf [Último acceso: 13 Septiembre 2017].

Tacuba, A. y Chávez, L.A (2018) Gestión de PEMEX como Empresa Productiva del Estado. Problemas del Desarrollo, abril-junio 2018, Vol. 49, No. 193 (abril-junio 2018), pp. 119-144.

The Climate Technology Centre and Network of United Nations, CTCN. (s.f.a). Building Energy Management Systems (BEMS). Copenhague, Dinamarca

The Double Glazing Company, TDGC (2022) Double Glazing Explained. Taupo, Nueva Zelanda

Thekdi, A. & Nimbalkar, S (2014) Industrial Waste Heat Recovery - Potential Applications, Available Technologies and Crosscutting R&D Opportunities. [En línea] Recuperado de: https://www.osti.gov/servlets/purl/1185778[Último acceso: 2019].

Thermodyne Engineering Systems (2022). What is Boiler Efficiency? Boiler Efficiency Calculation Formula and Improvement Explained. [En línea] Recuperado de: https://www.thermodyneboilers.com/boiler-efficiency/[Último acceso: 2022].

Thorarinsson, L (2018) A Review of the Evolution of the Japanese Oil Industry, Oil Policy and its Relationship with the Middle East, Oxford: Oxford Institute for Energy Studies.

Tiefenbacher, A., Sandén, T., Haslmayr, H., Miloczki, J., Wenzel, W.W., & Spiegel, H (2021) Optimizing Carbon Sequestration in Croplands: A Synthesis. Agronomy, 11, 882.

Torres-Rojo, J.M., Carrillo Anzures, F., Acosta Mireles, M., Flores Ayala, E. y D.M. Sangerman-Jarquín (2022) Características de los productores forestales particulares de México. Revista Mexicana de Ciencias Agrícolas 13 (5).

Tratado de Libre Comercio del Triángulo Norte entre México, El Salvador, Guatemala y Honduras.

Turner, W (2001) Energy Management Handbook. Lilburg, GA: The Fairmont Press, Inc.

Twenergy (2016) Aislamiento térmico para tuberías: ahorro energético y económico. Madrid, España

U.S. DOE (2007) Preheated Combustion Air. Energy Tips - Process Heating #1, Washington, DC: Industrial Technologies Program. Energy Efficiency and Renewable Energy.

U.S. DOE (2012a) Use Feedwater Economizers for Waste Heat Recovery. Steam Tip Sheet #3, Washington, DC: United States. Department of Energy. Office of Energy Efficiency and Renewable Energy.

U.S. DOE (2012b) Energy Tips: STEAM. Improve Your Boiler's Combustion Efficiency, Washington, DC: United States Department of Energy. Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, Advanced Manufacturing Office.

U.S. DOE (2012c) Consider Installing a Condensing Economizer. Steam Tip Sheet #26a., Washington, DC: United States. Department of Energy. Office of Energy Efficiency and Renewable Energy.

U.S. DOE (2015a) Quadrennial Technology Review. Technology Assessments. Waste Heat Recovery Systems, Washington, DC: U.S. Department of Energy.

U.S. DOE (2015b) Improving Process Heating System Performance. A Sourcebook for Industry, Washington, D.C.: United States Department of Energy. Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, Advanced Manufacturing Office.

U.S. DOE (2015c) Bandwidth Study on Energy Use and Potential Energy Saving Opportunities in U.S. Petroleum Refining, s.l.: U.S. Department of Energy. Advanced Manufacturing Office.

U.S. EPA (2010) Available and Emerging Technologies for Reducing Greenhouse Gas Emissions de Industrial, Commercial, And Institutional Boilers, Research Triangle Park, NC: U.S. Environmental Protection Agency, Office of Air Quality Planning and Standards.

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. Recuperado de: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/159650/17.-_CONVENCI_N_DE_LAS_NACIONES_UNIDAS_DE_LUCHA_CONTRA_LA_DESERTIFICACI_N_EN_LOS_PA_SES_AFECTADOS_POR_SEQU_A_GRAVE_O_DESERTIFICACI.pdf

UNEP (2006) Energy efficiency guide for industry in Asia, s.l.: United Nations Environment Programme.

UNEP (2020) Fertilizantes: desafíos y soluciones para proteger nuestro planeta. https://www.unep.org/es/noticias-y-reportajes/reportajes/fertilizantes-desafios-y-soluciones-para-proteger-nuestro-planeta

UNESCO (2022). UN World Water Development Report 2022

UNFCCC (2006) CDM Project 3208: Tres Hermanos Oil Field Gas Recovery and Utilization Project [En línea] Recuperado de: https://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1260348104.87/view [Consultado: 23 de agosto de 2022].

Unidad de Planeación Minero Energética & Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial, ONUDI (2018). Manual de optimización de sistemas de bombeo. Viena, Austria

United Nations (2021). Cambio climático: La Tierra más cerca de calentarse 1,5°C en los próximos cinco años.

United States Department of Energy, USDoE (2011). Guide to Geothermal Heat Pumps . Washington D.C., Estados Unidos

United States Department of Energy, USDoE (2017). Energy Savings Potential of SSL in Horticultural Applications.Washington D.C., Estados Unidos

United States Department of Energy, USDoE (2022). Geothermal Heat Pumps. Washington D.C., Estados Unidos

United States Environmental Protection Agency, EPA (2015) Strategies for saving energy at public water system. Washington D.C., Estados Unidos

Upton, J., Murphy, M., French, P., & Dillon, P (2010) Dairy farm energy consumption. In Teagasc national dairy conference

USAID-INECC (2016) Adaptation of the Vehicle Emission Model MOVES to México. Recuperado de: https://gaftp.epa.gov/Air/emismod/2016/alpha/2016fd/reports/MOVES%20Mexico%20Final%20Technical%20Report_English.pdf

Utlu, Z. (2015) Investigation of the potential for heat recovery at low, medium, and high stages in the Turkish industrial sector (TIS): An application. Energy, Issue 81, pp. 394-405.

Vázquez García, Verónica (2015) Manejo forestal comunitario, gobernanza y género en Hidalgo, México. Revista mexicana de sociología, 77(4), 611-635. Recuperado en 26 de septiembre de 2022, de http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0188-25032015000400611&lng=es&tlng=es.

Vega-Nieva, D. J., Nava-Miranda, M. G., Calleros-Flores, E., López-Serrano, P. M., Briseño-Reyes, J., Flores Medina, F., López-Sánchez, C., Corral-Rivas, J. J., González-Cabán, A., Alvarado-Celestino, E., Cruz, I., Cuahtle, M., Ressl, R., Setzer, A., Morelli, F., Pérez-Salicrup, D., Jardel-Pelaez, E., Cortes-Montaño, C., Vega, J. A., Jiménez, E. (2016) Desarrollo de un Sistema Nacional de Peligro de Incendios Forestales Para México. Memorias del Quinto Simposio Internacional sobre Políticas, Planificación y Economía de los INcendios Forestales: Servicios Ambientales e Incendios Forestales. Tegucigalpa, Honduras.

Veolia (2018) ¿Cómo sería la CDMX sin la Planta de Termovalorización?. Recuperado de: https://www.veolia.com.mx/termocdmx/sites/g/files/dvc2021/files/document/2018/08/Como_seria_la_CDMX_sin_la_Planta_de_Termovalorizacion_PDF_0.pdf

Verhulst, N., Isabelle François, Bram Govaerts (2015) Agricultura de conservación y captura de carbono en el suelo: Entre el mito y la realidad del agricultor. Centro Internacional de Mejoramiento de Maíz y Trigo (CIMMYT). 16 pp.

Vilagrosa, A., Seva, JP., Valdecantos, A., Cortina, J., Alloza, JA., 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, pp 435 - 546.

Villagrán, P (2017) Diferencias de género en la movilidad urbana. Las experiencias de viaje de mujeres en el metro de la Ciudad de México. Revista Transporte y Territorio, (16), 127-146. https://doi.org/10.34096/rtt.i16.3606

Voith Group (2019) Voith press section NipcoFlex T shoe press for tissue papers. Obtenido de https://youtu.be/fFk8OXHuAVY

Wallace, C. (2021) Utilizing Renewable Hydrogen For Fuel-Cell Mine Haul Vehicles In Canada: A Techno Economic Assessment (Unpublished master's project)., Calgary: University of Calgary.

Washington State University Cooperative Extension Energy Program (2003) Boiler Combustion Monitoring & Oygen Trim Systems. Washington: s.n.

WET (2019) World Energy Trilemma Index 2019. Londres: World Energy Council. Obtenido de https://www.worldenergy.org/assets/downloads/WETrilemma_2019_Full_Report_v4_pages.pdf?v=1601288224

World's Top Exports (2022) Cement Exports by Country. [En línea]. Recuperado de: https://www.worldstopexports.com/cement-exports-by-country/. [Último acceso: octubre 01 2022].

Worrell, E., Corsten, M. & Galitsky, C. (2015) Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities for Petroleum Refineries, s.l.: U.S. Environmental Protection Agency.

Worrell et al. (2010) An ENERGY STAR Guide for Identifying Energy Savings in Manufacturing Plants. Berkeley lab.

WSA (2020) Steel Statistical Yearbook 2020 concise version. [En línea]. Recuperado de: https://worldsteel.org/wp-content/uploads/Steel-Statistical-Yearbook-2020-concise-version.pdf?x82173. [Último acceso: 03 octubre 2022].

WSA (2022a) Sustainability indicators. [En línea]. Recuperado de: https://worldsteel.org/steel-topics/sustainability/sustainability-indicators/. [Último acceso: 03 octubre 2022].

WSA (2022b) World Steel in Figures 2022. [En línea]. Recuperado de: https://worldsteel.org/publications/bookshop/world-steel-in-figures-2022/. [Último acceso: 03 octubre 2022].

WWF (2008) Zero Net Deforestation by 2020. Briefing Paper. Recuperado de: https://awsassets.panda.org/downloads/wwf_2020_zero_net_deforest_brief.pdf

Yuba (2020) Top 5 Tips: How To Save Money With A Cargo Bike [En línea] Recuperado de: https://yubabikes.com/top-5-how-to-save-money-with-a-cargo-bike

Zabardast, A. & Mokhtari, H (2008) Effect of high-efficient electric motors on efficiency improvement and electric energy saving. Nanjing, China

Zhang, L, Wang, C., Song, B (2013) Carbon emission reduction potential of a typical household biogas system in rural China, Journal of Cleaner Production, Volume 47, May 2013, Pages 415-421, ISSN 0959-6526

14 Anexos

14.1 Glosario de términos del sector electricidad y eficiencia energética

14.1.1 Tecnologías de generación eléctrica

Ciclo Combinado: Las centrales Ciclo Combinado aprovechan el calor remanente que resta de los gases de escape del ciclo Brayton procedente de una turbina de gas para producir vapor de agua a presión y accionar una turbina de vapor. Es decir, se acoplan un ciclo Brayton (turbina de gas) y un ciclo Rankine (turbina de vapor). De esta forma se maximiza el aprovechamiento energético y se alcanzan eficiencias superiores al 50%. De igual manera, la energía mecánica se transforma en eléctrica gracias a un generador eléctrico acoplado a las turbinas.

Carboeléctrica: Las centrales carboeléctricas emplean el mismo principio de funcionamiento que las termoeléctricas convencionales (ciclo Rankine turbina de vapor): la diferencia principal está en la caldera, la cual está preparada para quemar carbón como combustible.

Termoeléctrica convencional: También conocida como turbina de vapor, las centrales termoeléctricas convencionales están fundamentadas en el ciclo termodinámico Rankine, empleando vapor de agua para su funcionamiento. Esquemáticamente están compuestas por una caldera, una turbina, un condensador y una bomba. Sin embargo, puede haber etapas adicionales, modificaciones y recirculaciones para aumentar la eficiencia. La expansión del vapor de agua en la turbina genera el movimiento rotativo necesario para obtener energía mecánica, posteriormente transformada en energía eléctrica a través de un generador.

Combustión Interna: Las centrales de combustión interna siguen el principio de funcionamiento básico de los motores diésel, aprovechando la expansión de los gases de combustión para mover pistones y obtener energía mecánica. La energía mecánica es transformada en energía eléctrica a través de un generador.

Turbogás: Las centrales turbogás emplean turbinas de gas para la generación de energía. Utilizan aire como comburente y generalmente gas natural o diésel como combustible. Están compuestas por un compresor, una cámara de combustión y una turbina de expansión, montados sobre un estátor un rotor. No obstante, puede constar con etapas adicionales, modificaciones y recirculaciones para maximizar la eficiencia. La expansión de los gases de escape se aprovecha para hacer girar los álabes de la turbina. Dicha energía mecánica es transformada en energía eléctrica a través del generador eléctrico.

Energía nuclear: La energía nuclear es la energía contenida en los núcleos de los átomos, la cual es liberada de forma espontánea o artificial en las reacciones nucleares a través de la fisión nuclear, es decir, la división de los núcleos pesados de elementos como el plutonio o el uranio mediante la incisión de neutrones, es posible liberar la energía que mantenía unidos a los protones y neutrones del núcleo atómico. Esta energía es liberada en forma de calor y es aprovechada en las centrales nucleares para generar vapor a alta presión y producir electricidad a través de un ciclo Rankine.

Energía hidroeléctrica: La energía hidráulica o hidroenergía es aquella que se obtiene del aprovechamiento de la energía cinética y potencial de corrientes y masas de agua. Las centrales hidroeléctricas generalmente se ubican en zonas donde existe una combinación adecuada de intensidad pluviométrica y desniveles topográficos favorables para el aprovechamiento de la energía potencial y/o cinética del agua, la cual se aprovecha para su conversión a energía mecánica mediante turbinas hidráulicas. Estas turbinas a su vez son unidas a alternadores para su transformación final en energía eléctrica.

Energía eólica: La energía eólica es una fuente de energía renovable que aprovecha la energía cinética del viento mediante el empleo de aerogeneradores. El viento acciona las turbinas o rotores de los aerogeneradores, que a su vez están conectados a un generador eléctrico a través de un multiplicador.

Energía solar fotovoltaica: La energía solar es la energía procedente del Sol en forma de radiación electromagnética. Ésta puede ser aprovechada mediante tecnología de células fotoeléctricas (paneles fotovoltaicos) para la producción de electricidad.

Energía geotérmica: La energía geotérmica es una energía renovable que se obtiene mediante el aprovechamiento de calor del interior de la Tierra. Se obtiene a través de cuerpos de roca o fluidos calientes que transfieren su calor a fluidos recirculados. El vapor de agua

producido con este calor se emplea para accionar turbinas acopladas a generadores eléctricos.

14.1.2 Parámetros técnicos de las centrales de generación

Factor de planta: Se trata de la relación existente entre la energía real producida durante un año por una central y la energía máxima que pudo generar en función de su capacidad instalada (potencia).

Generación bruta: Se trata de la energía eléctrica total producida por una central.

Generación neta: Es la energía eléctrica inyectada en la red por una central eléctrica.

Usos propios: Se trata de la energía empleada por la central para su propio funcionamiento y el de sus instalaciones.

14.1.3 Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

Sistema Eléctrico Nacional (SEN): Conjunto de sistemas eléctricos dentro del territorio nacional mexicano. Está compuesto por cuatro sistemas eléctricos independientes.

Sistema Interconectado Nacional (SIN): Se trata del principal y mayor sistema eléctrico de México, el cual interconecta todas las redes eléctricas a excepción de las de la península de Baja California. Está interconectado a través de varios enlaces con el sistema eléctrico de Texas.

Sistema Eléctrico Aislado de Baja California (SEABC): Se trata del segundo mayor sistema eléctrico dentro del territorio nacional mexicano, aislado del resto del SEN. Está ubicado en el estado de Baja California e interconectado a través de varios enlaces con el sistema eléctrico de California.

Sistema Eléctrico Aislado de Baja California Sur (SEABCS): Sistema eléctrico completamente aislado y ubicado en el estado de Baja California Sur. Abarca la mayor parte del estado.

Sistema Eléctrico Aislado de Mulegé: Sistema eléctrico completamente aislado y ubicado al norte del estado de Baja California Sur. Se trata de la red eléctrica aislada más pequeña de México.

Red Nacional de Transmisión (RNT): Sistema integrado por el conjunto de redes eléctricas que se utilizan para transportar energía eléctrica a las redes generales de distribución y al público en general, así como las interconexiones a los sistemas eléctricos extranjeros que determine la secretaría. Incluye redes en niveles de tensión igual o superior a 69 kV.

Redes Generales de Distribución (RGD): Redes eléctricas que se utilizan para distribuir energía eléctrica al público en general. Están integradas por las redes en media tensión, cuyo suministro eléctrico ocurre a niveles mayores a 1 kV y menores o iguales a 35 kV, así como las redes en baja tensión en las cuales el suministro eléctrico se da a niveles iguales o menores a 1 kV.

14.1.4 Entidades e instrumentos de política pública en materia energética

Secretaría de Energía (SENER)

Comisión Reguladora de Energía (CRE)

Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)

Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN)

CONUEE / INECC / SEMARNAT / MEM / PIIRCE

14.1.5 Modalidades de participación en el MEM

Generación distribuida: La Generación Distribuida está definida en la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), como la generación de energía eléctrica realizada por un generador exento, por lo que la capacidad instalada de la central de generación debe ser inferior a 500 kW. Además, la central debe ser interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de Centros de Carga. Por otra parte, la Ley de Transición Energética (LTE) indica que si la generación se realiza a partir de Energía Limpia es Generación Limpia Distribuida (GLD). La tecnología más empleada en la última década para la Generación Distribuida de energía es la solar fotovoltaica por ser renovable, limpia y de bajo costo.

Permiso de Autoabastecimiento: Permiso para la producción de energía eléctrica destinada a la satisfacción de necesidades propias de personas físicas o morales, siempre que no resulte inconveniente para el país a juicio de la Secretaría de Energía (LSPEE,2012).

Permiso de Cogeneración: Permiso para generar energía eléctrica producida conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambos; cuando la energía térmica no aprovechada en los procesos se utilice para la producción directa o indirecta de energía eléctrica o cuando se utilicen combustibles producidos en sus procesos para la generación directa o indirecta de energía eléctrica (LSPEE,2012).

Permiso de Producción Independiente de Energía: Permiso para generar energía eléctrica destinada a su venta a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), quedando ésta legalmente obligada a adquirirla en los términos y condiciones económicas que se convengan (LSPEE,2012).

Permiso de Pequeña Producción: Permiso para generar energía eléctrica por parte de personas físicas o morales, destinando la totalidad de la energía para su venta a la Comisión Federal de Electricidad (CFE). La capacidad total del proyecto, ubicado en un área determinada por la Secretaría, no podrá exceder los 30 MW (LSPEE,2012).

Usuario Calificado: Usuario Final que cuenta con registro ante la CRE para adquirir el Suministro Eléctrico como Participante del Mercado o mediante un Suministrador de Servicios Calificados (LIE, 2014).

Usuario Calificado Participante del Mercado: Usuario Final que cuenta con registro ante la CRE para adquirir el Suministro Eléctrico como Participante del Mercado (LIE, 2014).

Usuario de Suministro Básico: Usuario Final que adquiere el Suministro Básico (LIE, 2014). Los Usuarios de Suministro Básico adquieren su energía generalmente a través de una tarifa regulada por la CRE.

14.2 Glosario de términos del sector AFOLU

Frontera agropecuaria: Conjunto de terrenos que al momento de la actualización tienen actividad agrícola, así como los que la tuvieron en los últimos cinco años, y que por distintas causas se encuentran en descanso.

Superficie sembrada: Área agrícola en la que se deposita la semilla de cualquier cultivo, previa preparación del suelo.

Producción agrícola: cantidad de producto que se logró levantar en determinada superficie cosechada y se expresa en la mayor parte de los cultivos en toneladas.

Superficie fertilizada: área en la que durante el proceso de producción se aplican abonos químicos a fin de que mejoren los rendimientos de los cultivos; pueden considerarse una o más aplicaciones dependiendo del paquete tecnológico utilizado. Con una sola aplicación de fertilizante será suficiente para clasificar dicha superficie dentro de este concepto; también es importante precisar que el uso de abonos orgánicos, mejoradores de suelos, composta y la incorporación de materia orgánica no representan una fertilización.

Rendimiento: Resultado de la división de la producción obtenida entre la superficie cosechada. En muchos casos el rendimiento también puede ser un dato y no un cálculo, debido a que se puede generar a partir de la medición física del producto en laboratorio, por entrevista a productores, por muestreo, etcétera; a partir de ese dato así obtenido, es factible calcular la producción.

Rastrojo: Los residuos de un cultivo, también llamados rastrojo, paja, zacate, soca o esquilmos.

Cultivo cíclico: Son aquellos en los que se cosecha el fruto en menos de 12 meses después de la siembra y requieren de una nueva siembra para una nueva cosecha.

Año agrícola: Periodo de 18 meses que resulta de la adición de las siembras y cosechas que se realizan en los ciclos agrícolas otoño-invierno (OI) y primavera-verano (PV). Abarca por tanto octubre-diciembre de un año, más el siguiente completo y enero-marzo del año subsecuente. La siguiente tabla da una imagen del conjunto, considerando todos los ciclos agrícolas y los cultivos perennes, con la inclusión de los perennes especiales.

Fertilizantes sintéticos: también llamados fertilizantes minerales, son componentes químicos que se utilizan para enriquecer los nutrientes del suelo y propiciar un mejor desarrollo de los cultivos agrícolas, mejorando su rendimiento. El nitrógeno, el fósforo y el potasio son los nutrientes más importantes contenidos en los fertilizantes. El nitrógeno es usado por las plantas para la producción de las proteínas que componen la mayoría de sus tejidos. El fósforo facilita la fotosíntesis y, por lo tanto, es fundamental para el desarrollo sano de la planta. Finalmente, el potasio ayuda a las plantas a desarrollar tallos y raíces fuertes e incrementa su resistencia a las enfermedades.

Pérdida de alimentos: alimentos destinados al consumo humano que, debido al mal funcionamiento de los sistemas de producción y distribución de los mismos, disminuyen en cantidad o calidad.

Desperdicio de alimentos: alimentos para consumo humano que se desechan (partes tanto comestibles como no comestibles) de manera intencional, e incluye alimentos descompuestos, caducos o que no se consumieron una vez preparados.

Entorno alimentario: el contexto físico, económico y cultural en el que las personas interactúan con el sistema alimentario y toman decisiones de adquisición, preparación y consumo de alimentos.

14.3 Metodología de la construcción de curvas de costos marginales de abatimiento

14.3.1 Costos de abatimiento

COSTO MEDIO Y MARGINAL DE ABATIMIENTO[48]

El costo[49] marginal de abatimiento (CMA) representa el costo de la última unidad para distintas cantidades de emisiones reducidas. Un CMA negativo significa que los beneficios son mayores a los costos por lo que mientras menor sea el indicador es más deseable la implementación de la medida.

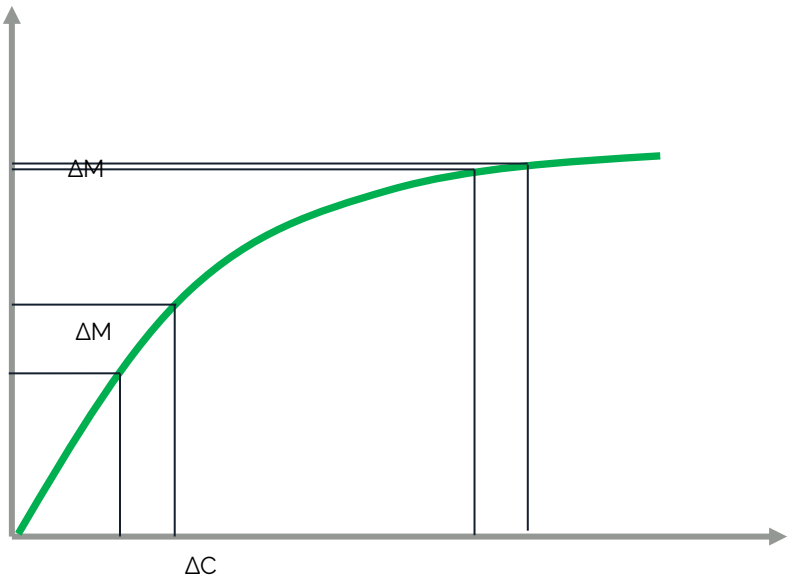
El cálculo del CMA requiere del conocimiento de la dependencia de los costos de los factores que lo determinan, es decir, son una función de la tecnología, del nivel de abatimiento, del tiempo, etc. El costo marginal de abatimiento no es constante, y generalmente muestra rendimientos decrecientes, es decir, cada vez es más costoso disminuir una unidad adicional de GyCEI.

En la Figura 158 se muestra gráficamente esta idea. En el eje de las abscisas se representa el costo de abatimiento y en el eje de coordenadas la cantidad de CO_2 abatido. A medida que se mitiga una mayor cantidad de CO_2 es más costoso. Lo cual puede verse de esta manera, a niveles bajos de abatimiento se requiere de un costo ΔC para abatir una cantidad ΔM_1; sin embargo, conforme se va mitigando más, este mismo costo ΔC mitiga una menor cantidad ΔM_1. A esto se le conoce como un costo marginal creciente, es decir, el costo por mitigar una unidad adicional de CO_2 es cada vez más costoso.

[48] Esta sección se basa en la Guía para Preparar Análisis Económico de la Agencia de Protección ambiental de Estados Unidos (EPA) (EPA, 2010) y la metodología del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) para construcción curvas de abatimiento de GEI (BID, 2013).

[49] En la mayoría de los documentos especializados se habla de costo; sin embargo, se trata más de un tecnicismo de la economía que intenta simplificar los costos y beneficios en un solo concepto. En este sentido, cuando se habla de un costo negativo, en realidad se refiere a un beneficio.

Figura 162. Costos de mitigación y cantidad de CO2 mitigadas.



A

tCO_2
abatidas

Costo

ΔC

Fuente: elaboración propia.

En este sentido es importante su distinción del costo medio de abatimiento (CMeA), el cual, de acuerdo con CEPEP (2018) y el (BID, 2013), considera el agregado de la diferencia de los costos de abatimiento y los del escenario tendencial y el total de las emisiones abatidas. Para su construcción se toma el costo de abatimiento del escenario (CAE) de mitigación y se compara con el CAE del escenario tendencial (BAU):

$$CMeA = \frac{CAE_{mitigación} - CAE_{BAU}}{Emisiones_{Esc.mitigación} - Emisiones_{BAU}} = \frac{Costo\ neto}{Emisiones\ mitigadas}$$

A diferencia del costo marginal, el costo medio no se restringe a la última unidad abatida, sino al agregado de costos y mitigación.

COSTO NETO

Es importante señalar que, por convención, se utiliza también el concepto de costo neto, es decir, todos los costos resultantes de considerar costos y beneficios incrementales entre el escenario tendencial y el escenario de mitigación. El costo neto se refiere así a la diferencia entre los costos y beneficios brutos de implementar una medida de mitigación.

$$Costo\ neto = Costo\ bruto - Beneficio\ bruto$$

Es necesario precisar que un costo negativo significa un ahorro en la instrumentación de una medida.

La relevancia de CMA es que éste proporciona la información acerca de la escala óptima, más allá de la cual ya no es posible mitigar sin incurrir en pérdidas. Sin embargo, la estimación del CMA es más complicado, pues se requiere del conocimiento de la evolución de los costos conforme la mitigación aumente. En cambio, el CMeA toma los valores agregados de mitigación y costos, por lo que su estimación es más simple.

COSTO MEDIO DE ABATIMIENTO Y TEMPORALIDAD

La principal ventaja de la estimación del costo medio de abatimiento (CMeA) es la utilización de valores agregados en cuanto a costos, beneficios y emisiones abatidas.

El CMeA se construye a partir del cálculo del VPN de los flujos de beneficios y costos que genera el proyecto a lo largo de su vida útil. Estos pueden ser los costos de inversión, costos de capital, gastos de operación y mantenimiento, costos transaccionales, externalidades, entre otros. (BID, 2013) Mientras que el abatimiento viene dado por la diferencia entre las emisiones asociadas a un proyecto de mitigación y las emisiones de la línea base.

Un único proyecto

Consideremos en primer lugar el caso de un único proyecto de mitigación. El VPN de este proyecto está dado por:

$$VPN = -I_0 + \sum_{t=1}^{T} \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t} \quad (6.1)$$

donde:

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

Asumamos ahora que al llevar a cabo este proyecto se mitigan M*t* toneladas en el año *t*. El costo medio de mitigación promedio estaría dado por:

$$CMeA = \frac{\sum_{t=1}^{T} M_t}{VPN} \quad (6.2)$$

donde:

M_t	Emisiones mitigadas en el año t

CMeA de una política pública

Consideremos ahora 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 sería entonces:

$$VPN_{PP} = \sum_{k=1}^{K} \left[\left\{ -\frac{I_0}{(1+r)^{k-1}} + \sum_{t=k}^{T+k-1} \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t} \right\} (N_k) \right] \quad (6.3)$$

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

$$CMeA_{PP} = \frac{\left(\sum_{t=1}^{T} M_t\right)\left(\sum_{k=1}^{K} N_k\right)}{VPN_{PP}} \quad (6.4)$$

Ambos valores representan costos de abatimiento para dos casos distintos: el *CMA* (ecuación 6.2) 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 $CMeA_{PP}$ (ecuación 6.4).

Una práctica común es el reporte del CMeA anual. No obstante, es necesario precisar lo que ese valor representa:

- El CMeA anual es la relación de beneficios y costos con la mitigación asociada a un año específico. Este valor excluye el rendimiento del capital (inversión) asociado a esta mitigación. Es decir, si bien la mitigación es resultado de una inversión previa, este valor

no lo está incorporando. Tan sólo está considerando los beneficios y costos variables asociados a ese año. Lo anterior podría sobreestimar el CMeA.

- En el caso de un CMeA de una política pública es más complejo. El reporte del CMA_{PP} anual, además del componente de costos y beneficios variables de cada uno de los proyectos en marcha asociados a un año en particular, este valor puede incluir las inversiones de nuevos proyectos realizadas en ese año. Lo anterior tiene como principal desventaja la subestimación del $CMeA_{pp}$.

Por otro lado, en el reporte del CMA_{PP} para un periodo de tiempo intermedio, la estimación del costo medio de abatimiento tiene las mismas características, es sólo un análisis parcial que no da cuenta de las inversiones pasadas, ni de los costos y beneficios futuros que las inversiones asociadas aún generarán.

De manera simple, esto puede explicarse con la siguiente expresión:

$$VPN = -I_0 + \frac{B_1 - C_1}{(1+r)} + \frac{B_2 - C_2}{(1+r)^2} + \frac{B_3 - C_3}{(1+r)^3} + \frac{B_4 - C_4}{(1+r)^4} + \cdots + \frac{B_{T-1} - C_{T-1}}{(1+r)^{T-1}} + \frac{B_T - C_T}{(1+r)^T}$$

Si se reporta un periodo intermedio, sólo se contabilizarían las emisiones, la inversión inicial y los costos y beneficios hasta el año 4 (en verde). Sin embargo, aun cuando se agregará un valor de rescate de la inversión, se están omitiendo todos los costos y beneficios que se obtendrían si se continúa con el proyecto (en naranja). Es decir, el CMeA podría estar subestimano, bajo el supuesto que los beneficios sean mayores que los costos en el período no incluido.

Lo anterior tiene repercusiones en la lectura de los CMeA, ya que una subestimación podría dar una señal equivocada de que el proyecto, o la política pública no genera los suficientes beneficios en un periodo dado; o, por el contrario, la sobreestimación podría dar una señal de que la política pública es atractiva por su relación beneficio/costo.

En este sentido, el reporte del CMeA debe ser cuidadoso para especificar claramente lo que cada valor representa, de manera que cada valor pueda entenderse en un contexto definido y así evitar confusiones en su lectura.

AÑO DE INICIO DE IMPLEMENTACIÓN

Un caso especial del análisis costo-beneficio (ACB) social es el análisis de una política pública. Es decir, la estimación del valor presente de todos los flujos económicos (los beneficios y costos) de una determinada política que ocurren en un horizonte de tiempo determinado.

El valor presente de los costos y beneficios de una determinada política pública deben sumarse en el horizonte de tiempo analizado (Fuguitt & Wilcox, 1999). En términos generales, Fuguitt & Wilcox (1999) indican que

> cuando los costos y beneficios de una política pública se distribuyen a lo largo de diferentes periodos de tiempo, cada dólar representa una cantidad diferente dependiendo de cuando se incurran. Por lo que es necesario convertir todos esos dólares en una unidad común. La práctica usual es descontar los costos y beneficios futuros a valores en el presente, definidos como el momento en que los recursos son asignados inicialmente (pp. 74-75).

Asimismo, los autores indican que el año cero debe considerarse como el inicio de la política pública, aun cuando haya costos de capital y de arranque previos a su inicio. Dichos costos pueden ser agregados a su valor presente. La fórmula del valor presente para agregar gastos pasados es:

$$VPN = \sum_{t=0}^{-K} C_t(1+r)^t$$

Donde

VPN	Valor Presente Neto
C_t	Costo incremental previo en el año *t*
-K	Número de periodos previos al presente
r	Tasa de descuento

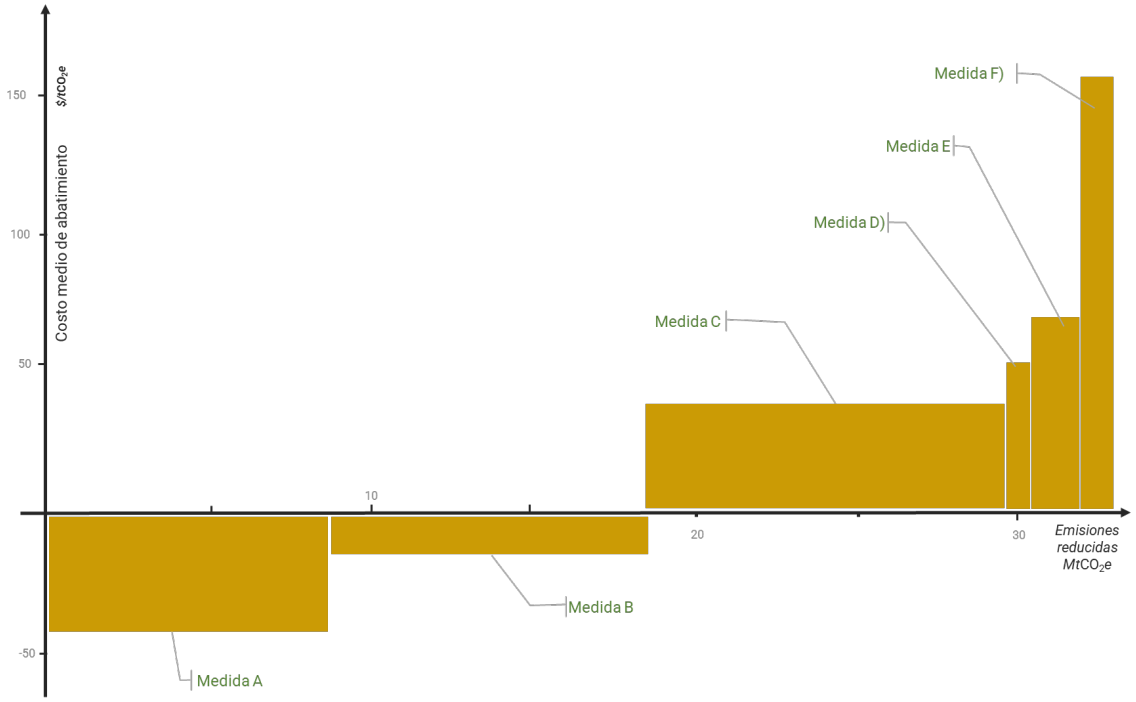
Es decir, el presente se define como el inicio de la implementación de la política pública, y no como el tiempo inicial en el que se asignan los recursos a una política pública determinada (Fuguitt & Wilcox, 1999).

Es necesario mencionar también que la selección del año de inicio no afecta ni la tasa interna de retorno ni el periodo de recuperación (ver Anexo 1). En este sentido, la selección del año de inicio de la política pública es irrelevante para la cuantificación del valor presente neto siempre y cuando se utilice el mismo punto de referencia para el análisis de los costos y beneficios de una política pública en específico.

CURVA DE COSTO MARGINAL DE ABATIMIENTO

Es un gráfico que indica el costo asociado a la última unidad de emisión abatida para distintas acciones de mitigación. Es la representación gráfica de una cartera de opciones de mitigación asociada a sus potenciales de mitigación. En los ejes tenemos el costo de abatimiento de las acciones disponibles y el potencial de reducción de volumen de emisiones de gases de efecto invernadero; se comparan las acciones conforme a una línea base, la cual se ha definido como el escenario de inacción. El ancho de cada barra se asocia al potencial de reducción de emisiones y el alto refleja el costo promedio de evitar una tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente. Posteriormente se ordenan las acciones de menor a mayor costo. En la siguiente figura se muestra un ejemplo de una curva de abatimiento.

Figura 163. Curva de abatimiento.



Fuente: elaboración propia.

14.3.2Metodología general de análisis de acciones de mitigación

Las secciones anteriores brindaron un panorama general de la taxonomía de costos y beneficios asociados a las acciones de mitigación, así como las distintas técnicas para calcular su monto. De igual manera se delimitó el alcance del presente proyecto en términos de los costos y beneficios a estimar. En especial se proporcionaron algunos otros elementos, tales como los métodos de evaluación, a fin de contextualizar el presente análisis y mostrar las complejidades de analizar todos los costos y beneficios de acciones de mitigación.

En esta sección se toma una perspectiva más pragmática y se describe, de manera general, lo discutido a lo largo del documento. En particular se describen los principales procesos necesarios para poder llevar a cabo un análisis costo-beneficio de las acciones de mitigación al cambio climático. Todos ellos en el contexto de los métodos de evaluación antes discutidos.

Si bien la identificación de acciones y cambios no son parte de una ACB, si son procesos previos que debe ser llevados a cabo para llevar a cabo el análisis económico. Los criterios

para su identificación y priorización se definen por la política pública del país, de acuerdo con fines económicos, ambientales, sociales y políticos.

MEDICIÓN DE LA CONTRIBUCIÓN.

El análisis económico inicia con la identificación y cuantificación de la adicionalidad que implica una medida de mitigación. Por ejemplo, es necesario identificar si la medida implica inversiones en capital, así como cualquier otro factor productivo adicional para ejecutar el proyecto. De igual manera, es necesario identificar si existen impulsores, tales como el cambio tecnológico o políticas públicas, que impulsen o modifiquen los medios necesarios para llevar a cabo el proyecto.

IDENTIFICACIÓN DEL IMPACTO NETO.

En este proceso se identifican los principales actores y el impacto que tendría el ejecutar el proyecto dentro de su ámbito de influencia. Se refiere principalmente a los impactos dentro de la empresa, organización o gobierno de llevar a cabo el proyecto, tales como inversión, cambio tecnológico, restructuración, modificaciones regulatorias etc. De igual forma, se identifican los impactos indirectos y la presencia de externalidades, co-beneficios e impactos intangibles.

CUANTIFICACIÓN ECONÓMICA DEL IMPACTO.

Una vez que se identificaron los impactos, es necesario asignarles un valor monetario. Para ello es necesario asignarles valores de mercado para aquellos bienes y servicios para los cuales existen mercados formales. En cambio, para aquellos bienes y servicios que no tienen mercados formales, es necesario utilizar técnicas de valoración económica para poder asignarles un valor. En especial se refiere a la cuantificación de externalidades, co-beneficios y costos/beneficios intangibles.

ANÁLISIS DE FLUJOS MONETARIOS.

Una vez que se han cuantificado los costos y beneficios, es necesario analizar sus flujos a través del tiempo. Para ello es necesario contar con las proyecciones macroeconómicas de aquellas variables relevantes para el análisis, e incorporar la tasa de descuento. Lo anterior con el fin de llevar a cabo el análisis financiero y determinar su factibilidad financiera, en especial nos referimos a la estimación del valor presente neto, la tasa interna de retorno y el período de recuperación de la inversión.

COSTO DE MITIGACIÓN

Finalmente, una vez que se ha evaluado financieramente el proyecto, es necesario traducirlo a costos de mitigación. Es decir, integrar los costos y beneficios por llevar a cabo una medida de mitigación y analizarla con base a la mitigación de GyCEI, de manera que pueda proveerse un elemento más para la priorización de las acciones más costo efectivas.



INICIATIVA CLIMÁTICA DE MÉXICO