

COSTOS DE LAS CONTRIBUCIONES NACIONALMENTE DETERMINADAS DE MÉXICO

MEDIDAS SECTORIALES NO CONDICIONADAS



Directorio:

Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático

Dra. María Amparo Martínez Arroyo
Directora General

Coordinación General de Crecimiento Verde

Mtro. Miguel Gerardo Breceda Lapeyre
Coordinador General

COSTOS DE LAS CONTRIBUCIONES NACIONALMENTE DETERMINADAS DE MÉXICO

MEDIDAS SECTORIALES NO CONDICIONADAS

Forma de citar:

INECC. (2018). Costos de las Contribuciones Nacionalmente Determinadas de México. Medidas Sectoriales No Condicionadas. Informe final. Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC), México.

D.R. © 2018 Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático

Blvd. Adolfo Ruiz Cortines 4209

Col. Jardines en la Montaña

Delegación Tlalpan

Ciudad de México

<http://www.gob.mx/inecc>



COORDINACIÓN GENERAL DE
CRECIMIENTO VERDE



Primera edición: Mayo 2018

D.C. © Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT)
Av. Ejército Nacional 223, Col. Anáhuac, Ciudad de México, C.P. 11320.
<https://www.gob.mx/semarnat>

Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC)
Blvd. Adolfo Ruíz Cortines 4209, Col. Jardines en la Montaña, Ciudad de México,
C.P. 14210.
<https://www.gob.mx/inecc>

Diseño Editorial: Juan Antonio Rodríguez Gómez
Diseño Gráfico: Ivet Quevedo Palacios

Asesor Editorial: Rafael López

RESUMEN EJECUTIVO

Las Contribuciones Nacionalmente Determinadas (CND), en el contexto del Acuerdo de París, sustentaron inicialmente el compromiso de México, referido a la reducción de 22 por ciento del total de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en 2030. Las CND se integraron con treinta medidas indicativas, distribuidas en ocho sectores de la economía nacional.

Conviene hacer memoria sobre el trascendental hecho de que, una vez suscrito y ratificado el Acuerdo, resultó necesario difundir ampliamente ante la sociedad mexicana las responsabilidades inherentes del mismo y, especialmente, los costos del magno esfuerzo transformacional requerido para inscribir al país en una senda de *descarbonización* de su economía.

Este trabajo responde principalmente a la necesidad de establecer el costo para emprender dicho esfuerzo, mediante un cuidadoso ejercicio contable con el fin de estimar los costos puntuales de cada una de las treinta medidas sugeridas a inicios de 2015.

Los productos de este ejercicio serán de suma utilidad para la toma de decisiones en materia de cambio climático en México y se derivan de un extenso e intenso proceso de trabajo de casi dos años de investigación, análisis, discusión, diálogos, elaboración y reelaboración de documentos con la participación y el concurso de múltiples actores.

Además de los relevantes resultados numéricos logrados, el necesario escrutinio realizado a los sectores analizados, mediante la estimación de los costos de sus medidas correspondientes, proporcionó una imagen clara de la estructura productiva del país y mostró con nitidez los patrones de producción y consumo de bienes o servicios energéticos, así como sus grandes externalidades negativas.

Este extenso trabajo también mostró que el potencial de mitigación de GEI del país es muy alto; que las metas trazadas son alcanzables; y que las medidas correspondientes son, en su mayoría, costo-efectivas. Además, múltiples interacciones con expertos de entidades gubernamentales, academia, organismos industriales y empresariales, revelaron una diversidad de acciones de mitigación que podrían sumarse a los esfuerzos consignados en las CND.

Finalmente, vale remarcar que la ruta de cumplimiento de las CND muestra mayor rentabilidad que una ruta de inacción la cual, además de resultar más costosa en términos estrictamente financieros, retrasaría significativamente la transición de México hacia la *descarbonización* de su economía.

INECC, Mayo 2018

AGRADECIMIENTOS

Calcular los costos de los proyectos de mitigación que lleven a México a cumplir con los Compromisos del Acuerdo de París, esto es, lograr las Contribuciones Nacionalmente Determinadas (CND) para mitigar en 22 por ciento las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en el año 2030, no puede ser una obra individual o de una institución aislada. El presente estudio integra el trabajo y la visión de un sinnúmero de especialistas, organizaciones y funcionarios públicos que han contribuido con ideas, recursos y compromiso para hacerlo posible.

La Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), a través de la Subsecretaría de Planeación y Política Ambiental, dio dirección y validación de los trabajos. En particular se agradece y reconoce el invaluable apoyo del doctor Rodolfo Lacy Tamayo.

Se colaboró estrechamente con la Dirección General de Políticas para el Cambio Climático que dirige el doctor Juan Carlos Arredondo Brun y con miembros destacados de su equipo, en particular el doctor Rafael Martínez Blanco y el biólogo Saúl Pereyra García.

Nuestro más sincero agradecimiento al Programa México-Dinamarca de Cambio Climático y Energía (CCMEP), no sólo por su apoyo financiero y técnico, sino por su carácter de aliado incondicional en este proceso. En particular queremos agradecer a especialistas que dirigieron y apoyaron el programa: Ulla Blatt Bendtsen, Marianne Ramlau, Nethe Veje Laursen, Andrés Ávila Akerberg y Niels Bisgaard Pedersen.

Contamos con la valiosa cooperación del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), en especial para organizar siete Diálogos Público-Privado (DPP) por sector y dos generales, y así obtener retroalimentación de alrededor de mil especialistas sobre las medidas de mitigación propuestas y su proceso de costeo.

Del PNUD nos apoyaron: Gerardo Arroyo O’Grady, Evelia Rivera Arriaga, Gerardo Mendiola Patiño, Berta Helena de Buen Richkarday, Juan Carlos Hernández Arriaga y Aline Colette.

Uno de los DPP se realizó en el Colegio de Ingenieros Mecánicos y Electricistas A.C. y para su organización contamos con el apoyo de Moisés Ángel Lino Linares, presidente del Comité de Cambio Climático y Sustentabilidad. El ingeniero Lino continuó su colaboración en varios procesos de este trabajo.

En la definición del proceso de costeo participó el doctor Víctor Manuel Guerrero Guzmán del Instituto Tecnológico Autónomo de México (ITAM), quien proporcionó valiosísimas indicaciones técnicas.

El *World Wildlife Fund* (WWF) colaboró también en la organización y difusión de los Diálogos, en especial reconocemos a Valeria Cruz Blancas por su empeño en esta labor.

Por otro lado, el proyecto de costeo de CND a través del CCMEP contó con el apoyo administrativo de Carsten Glenting de la empresa COWI, basada en Dinamarca. El proyecto se sometió a una auditoría minuciosa realizada por Hans Hessel-Andersen del Ministerio de Relaciones Exteriores de Dinamarca.

Para elaborar los aspectos técnicos, fuimos particularmente afortunados en contar con el interés y compromiso de una amplia gama de instituciones, mismas que realizaron revisiones e hicieron suyo el proyecto durante su periodo de elaboración. Y como gran parte del trabajo se realizó de manera sectorial, queremos agradecer las aportaciones de los siguientes especialistas. De algunos de ellos se repiten sus nombres por sus contribuciones en varios sectores:

Transporte: Eduardo Olivares Lechuga de la SEMARNAT, Roberto Aguerrebere Salido, director general del Instituto Mexicano del Transporte; Jorge Suárez Velandia, de la empresa Volvo; Sergio Zirath Hernández V., José Andrés Aguilar Gómez, Ana Paulina Ocampo Caballero, Nancy Nolzco Santana, Aura Azalea Rodríguez Villamil, Diego Ali Román y Miguel Yasser Vicente Rosales.

Eléctrico: Leonardo Beltrán Rodríguez, subsecretario de Planeación y Transición Energética de la Secretaría de Energía (SENER), Efraín Villanueva Arcos, director general de Energías Limpias (SENER), Rafael Alexandri Rionda, director general de Planeación e Información Energéticas de la SENER; Santiago Creuheras Díaz, director general de Eficiencia y Sustentabilidad Energética de SENER; Diego Arjona Argüelles, director general del Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL). De igual manera, agradecemos la contribución técnica de Federico López de Alba, de la Comisión Federal de Electricidad (CFE); Mikel Togeby, quien impulsó el modelo BALMOREL que simula el sistema eléctrico mexicano; a Cecilia Martin del Campo, de la Universidad Nacional Autónoma de México, y a su equipo por el trabajo de modelaje de SIMISE, en especial a Giovanni Hernández Uribe; y a Carlos Corona Martínez, de la empresa Siemens. En este esfuerzo, la contraparte del INECC con Miguel Yasser Vicente Rosales y Pilar Salazar Vargas resultó crucial para trabajar armónicamente en la comparación de los procesos de costeo.

Residencial y Comercial: Los miembros de este sector nos sorprendieron de manera muy grata por su empuje hacia huellas de carbono neutrales, por lo que agradecemos las contribuciones de Óscar Vázquez Martínez, del Gobierno de la Ciudad de México; Juan Carlos Camargo, de la Dirección de Sustentabilidad del Grupo WALMART; a Gustavo Adolfo Arballo Luján, presidente de la Cámara Mexicana de la Industria de la Construcción (CMIC) y su equipo; a Raúl Silverio Pérez Murguía, de la empresa FEMSA; a Tomasz Kotecki subdirector general de análisis de vivienda, prospectiva, y sustentabilidad de la Comisión Nacional de Vivienda (CONAVI) y los que lideraron el proceso de costeo de este sector: Pilar Salazar Vargas, Yesenia Mayahuel Medina, Diego Alí Román y Carlos Matías Figueroa del INECC.

Petróleo y Gas: se agradecen las contribuciones puntuales de Javier Bocanegra Reyes y de Paulina Serrano Trespalacios, de Petróleos Mexicanos (PEMEX); y de Adolfo Contreras Ruíz, Ramón Carlos Torres, así como Carlos Matías Figueroa por parte del INECC.

Industrial: agradecemos a los distinguidos funcionarios de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía, desde su director general Odón de Buen Rodríguez y los directivos Juan Ignacio Navarrete Barbosa e Israel Jáuregui Nares. A la Comisión de Estudios del Sector Privado para el Desarrollo Sustentable (CESPEDES) del Consejo Coordinador Empresarial, en especial a Luisa Manzanares, coordinadora del Programa GEI; Jaime Rodríguez Segovia de la empresa CYDSA; Luis Enrique Ortega Aceves de la empresa Peñoles; Lorenzo González Merla y Mónica Barrera Vara de la Cámara Nacional de la Industria del Hierro y del Acero (CANACERO); a Vicente Saiso de la Cámara Nacional de la Industria del Cemen-

to (CANACEM), y por contribuciones al cálculo de costos de la industria azucarera a Enrique Rieghaupt y a Maximiliano Camiro Vázquez, de la Cámara Nacional de las Industrias Azucarera y Alcohola (CNIAA). Finalmente a quienes realizaron los cálculos: Carlos Matías Figueroa, Miguel Yasser Vicente Rosales y Teresa García Zárate.

Agricultura y Ganadería: Víctor López Saavedra, del Centro Internacional de Mejoramiento de Maíz y Trigo (CIMMYT); Alexander Eaton, director general de la empresa Biobolsa; a David Patrick Ross y a Rodolfo Garza Castro, Juan Arredondo Rosales y Francisco Luis Aviña Cervantes, éstos últimos del INECC.

Residuos: Contamos con las contribuciones de Alejandro Carral y Tejeda, asesor del Subsecretario de Fomento y Normatividad Ambiental de la SEMARNAT y de su equipo: Perla Cuéllar Rodríguez, Aquileo Guzmán Perdomo y Leticia Arteaga. Agradecemos a Jorge Luis Fernández Treviño, de la Asociación Mexicana de Empresas Ambientales (AMEXA); a José Luis Manzano Lafarga y a Ricardo Salazar de la empresa CUMMINS. Del INECC a Gema Gutiérrez Ríos y a Dante Guillermo Ruíz Martínez.

Uso del Suelo, Cambio en el Uso del Suelo y Silvicultura (USCUSS): a Enrique Serrano de la CONAFOR por su valiosísima contribución a lo largo de este proceso; a José Antonio Mota, presidente de la Cámara Nacional de la Industria Maderera (Canainma) y del INECC a Julia del Carmen Naime Sánchez, Octavio Tolentino y Rodolfo Garza Castro.

De instituciones financieras hemos recibido un apoyo inconmensurable; en especial de las siguientes personas: Alan Xavier Gómez Hernández y Mariuz Martínez Calvet de Citibanamex; Enrique Lara Di Lauro y Sergio Forte Gómez de Banobras; muy especialmente de Ernesto Infante Barbosa y su equipo de la Sociedad Hipotecaria Federal; Miguel Ángel Ochoa Salas y Carlos Velázquez Thierry del Banco Nacional de Comercio Exterior (Bancomext); José Humberto Alarcón Torre de la Asociación de Bancos de México; Claudio Alatorre Frenk y Gmelina Ramírez Ramírez del Banco Interamericano de Desarrollo (BID); Marcos Mancini de Banorte; y Rafael Gamboa González, director general de Fideicomisos Instituidos en Relación con la Agricultura, (FIRA) y su equipo.

Agradecemos el empeño en generar escenarios macroeconómicos con modelos de equilibrio parcial, como POLES de la empresa europea Enerdata, con experiencia en más de 60 países, en especial a Sylvain Cail, Bradford Griffin y Andrea Blanco Toro.

Apreciamos enormemente las discusiones internas con diversos equipos del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC); de la Coordinación General de Mitigación del Cambio Climático; Coordinación General de Contaminación y Salud Ambiental; de la Coordinación General de Cambio Climático para la Evaluación de las Políticas de Mitigación y Adaptación, a Marco Antonio Heredia Fragoso; y a Iris Adriana Jiménez Castillo, Directora de Asuntos Internacionales del INECC.

Asimismo, se agradecen las aportaciones de Rafael López como editor y corrector de estilo en la revisión y edición del estudio; de los diseñadores gráficos Juan Antonio Rodríguez Gómez e Ivet Quevedo Palacios; y del incansable trabajo de coordinación de Joel Domínguez Gutiérrez para compilar y organizar con éxito el presente documento.

Finalmente, los agradecimientos se extienden a la coordinación, supervisión técnica e integración del estudio a cargo de todo el equipo de la Coordinación General de Crecimiento Verde del INECC que dirigió el proyecto; a R. Wences, consultor decano del proyecto, Marisol Rivera Planter, Ubaldo Inclán Gallardo, y al cuerpo técnico: Lucero Adriana Alva Solís, Alejandra Alva Solís, Óscar Iván Pérez Castillo e Israel Villalva Meza.

Miguel Gerardo Breceda Lapeyre
Coordinador General de Crecimiento Verde del INECC

ÍNDICE

Resumen Ejecutivo	V
Agradecimientos	VII
Índice	XI
Índice de cuadros	XIV
Índice de figuras	XIV
Índice de gráficas	XV
A. Introducción	1
B. Costeo por cada sector	13
I. Sector Transporte (fuentes móviles)	15
I.1 Antecedentes	17
I.2 Medidas de mitigación	20
I.3. Estimación de costos y descripción de las medidas	20
I.3.1 Actualizar la norma de emisiones y eficiencia energética para vehículos ligeros nuevos	21
I.3.2 Ejecutar programas de densificación de ciudades y acciones para adoptar sistemas de transporte integrado	22
I.3.3 Realizar un cambio modal en transporte de carga	23
I.3.4 Publicar una norma de emisiones y eficiencia energética para vehículos pesados nuevos	26
I.3.5 Restringir la importación de vehículos usados	27
I.3.6 Construir trenes interurbanos de pasajeros	28
I.3.7 Acelerar la penetración de tecnologías limpias y eficientes en autotransporte	29
I.3.8 Aplicar programas de introducción de vehículos de transporte público a gas natural	30
I.4 Conclusiones	31
Referencias	34
II. Sector Eléctrico	39
II.1 Antecedentes	41
II.2 Medidas de mitigación	42
II.3. Estimación de costos y descripción de las medidas	44
II.3.1 Alcanzar 35 por ciento de energía limpia en 2024 y 43 por ciento al 2030	44
II.3.2. Modernizar la planta de generación	46

II.3.3. Reducir las pérdidas técnicas en la red eléctrica.	49
II.3.4. Sustituir el combustóleo por gas natural	51
II.4 Conclusiones	53
Referencias	56
III. Sector Residencial y Comercial	59
III.1 Antecedentes	61
III.2 Medidas de mitigación	62
III.3. Estimación de costos y descripción de las medidas	62
III.3.1 Utilizar equipos ahorradores de agua para disminuir la demanda de energía para calentamiento de agua	63
III.3.2 Sustituir calentadores convencionales por otros eficientes (instantáneos y solares)	65
III.4 Conclusiones	68
Referencias	
IV. Sector Petróleo y Gas	73
IV.1. Antecedentes	75
IV.2. Medidas de mitigación	75
IV.3. Estimación de costos y descripción de las medidas	76
IV.3.1 Ejecutar la iniciativa Global de Reducción de Metano (GMI)	76
IV.3.2 Reducir las emisiones fugitivas por NAMA	77
IV.3.3 Participar en las metas de generación y autoabasto con energías limpias (cogeneración)	78
IV.3.4 Instrumentar sistemas de captura, almacenamiento y uso de bióxido de carbono (CCUS)	80
IV.3.5 Sustituir combustibles pesados por gas natural en el Sistema Nacional de Refinación	81
IV.4 Conclusiones	82
Referencias	84
V. Sector Industrial	89
V.1 Antecedentes	91
V.2 Medidas de mitigación	92
V.3. Estimación de costos y descripción de las medidas	93
V.3.1 Ejecutar NAMA del sector cementero	94
V.3.2 Participar en las metas de generación y auto abasto con energías limpias	95
V.3.3 Utilizar esquilmos como combustible	96
V.3.4 Sustituir combustóleo por combustibles más limpios como el gas natural	98
V.4 Conclusiones	99
Referencias	102

VI. Sector Agricultura y Ganadería	107
VI.1. Antecedentes	109
VI.2 Medidas de mitigación	109
VI. 3 Estimación de costos y descripción de las medidas	109
VI.3.1. Disminuir la quema de residuos de cosechas en campo en superficies agrícolas, con asistencia técnica en siete estados del país con mayor generación de residuos.	109
VI.3.2. Instalar y operar biodigestores para las excretas de ganado estabulado	111
VI.3.3 Sustituir los fertilizantes sintéticos nitrogenados por biofertilizantes	112
VI.4 Conclusiones	113
Referencias	115
VII. Sector Residuos	
VII.1 Antecedentes	117
VII.2 Medidas de mitigación	119
VII.3. Estimación de costos y descripción de medidas	119
VII.3.1 Alcanzar cero emisiones de metano en rellenos sanitarios en 2030	120
VII.3.2 Lograr cero quema a cielo abierto en 2030	121
VII.4 Conclusiones	124
Referencias	126
VIII. Sector Uso de Suelos, Cambio de Uso de Suelos y Silvicultura (USCUSS)	129
VIII.1 Antecedentes	131
VIII.2 Medidas de mitigación	131
VIII. 3 Estimación de costos y descripción de las medidas	131
VIII.3.1 Alcanzar una tasa de deforestación cero para el año 2030 mediante la Estrategia Nacional REDD+ (ENAREDD+)	132
VIII.3.2 Fomentar el manejo forestal sustentable e incremento de la productividad en bosques y selvas con vocación productiva y en terrenos con potencial para establecer plantaciones forestales comerciales	134
VIII.4 Conclusiones	136
Referencias	138
C. Conclusiones	143
D. Acrónimos, siglas y unidades de medida	154

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro A.1 Emisiones de gases de efecto invernadero según el escenario tendencial y las metas de reducción INDC comprometidas de manera no condicionada, 2020 - 2030.	5
Cuadro A.2 Medidas de Mitigación Indicativas de las CND No Condicionadas.	7
Cuadro A.3 Principales supuestos básicos utilizados para el proceso de costeo de las CND	11
Cuadro I.1 Consumo de energía en el Sector Transporte, 2015.	17
Cuadro I.2 Emisiones de GEI del Sector Transporte (MtCO ₂ e), 2013.	18
Cuadro II.1 Generación estimada a reconvertir 2014 - 2030.	48
Cuadro II.2 Pérdidas técnicas tendenciales 2014 - 2030.	49
Cuadro III.1 Principales supuestos utilizados en la medida de equipos ahorradores de agua.	64
Cuadro III.2 Principales supuestos utilizados en la medida de sustitución de calentadores convencionales.	67
Cuadro VII.1 Sitios de Disposición Final con potencial para la quema de metano en Rellenos Sanitarios.	123
Cuadro C.1 CND de México: Diálogos Público-Privados.	150

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura A.1 Emisiones nacionales de GEI según el escenario tendencial y las metas de reducción INDC comprometidas de manera no condicionada, 2013-2030.	6
Figura I.1 Distribución de vías férreas en México.	24
Figura I.2 Mitigación y costos de la CND del Sector Transporte 2015-2030.	32
Figura II.1 Mitigación y costos de las medida del Sector Eléctrico, 2014-2030.	54
Figura III.1 Porcentajes de viviendas en el país que cuentan con regadera.	64
Figura III.2 Mitigación y costos de la CND del Sector Residencial y Comercial, 2014-2030.	68
Figura IV.1 Mitigación y costos de la CND del Sector Petróleo y Gas, 2014-2030.	82
Figura V.1 Mitigación y costos de la CND del Sector Industrial, 2014-2030.	100
Figura VI.1 Mitigación y costos de la CND del Sector Agricultura y Ganadería, 2014-2030.	114
Figura VII.1 Identificación de tiraderos a cielo abierto a nivel nacional, 2015.	122
Figura VII.2 Quema en traspatio municipal, 2015.	123
Figura VII.3 Mitigación y costos de la CND del Sector Residuos, 2014-2030.	125
Figura VIII.1 Mitigación y costos de la CND del Sector USCUS 2014-2030.	137
Figura C.1 Resumen de mitigación y costos de la CND, 2014-2030.	144

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica I.1 Flota vehicular nacional en circulación, 2000-2030.	18
Gráfica I.2 Emisiones provenientes de la flota vehicular nacional en circulación, 2000-2030.	19
Gráfica I.3 Escenario tendencial y mitigación del Sector Transporte.	20
Gráfica I.4 Proyección de carga total y de transporte ferroviario.	25
Gráfica II.1 Factor de emisiones promedio de generación de electricidad en México (KgCO ₂ e/MWh) 2000-2014.	42
Gráfica II.2 Escenario tendencial y mitigación del Sector Eléctrico.	43
Gráfica II.3 Escenario tendencial y escenario CND de participación de fuentes limpias, 2014-2030.	45
Gráfica II.4 Escenario de modernización, 2014-2030.	47
Gráfica II.5 Escenario de reducción de pérdidas técnicas, 2014-2030.	50
Gráfica II.6 Sustitución de combustibles, 2014-2030.	52
Gráfica III.1 Emisiones de GEI del Sector Residencial y Comercial por combustible (MtCO ₂ e).	61
Gráfica III.2 Escenario tendencial y mitigación del Sector Residencial y Comercial.	62
Gráfica IV.1 Escenario tendencial y mitigación del Sector Petróleo y Gas.	76
Gráfica V. 1 Consumo energético y producción del Sector Industrial.	92
Gráfica V.2 Escenario tendencial y mitigación del Sector Industrial.	93
Gráfica VI.1 Escenario tendencial y mitigación del Sector Agricultura y Ganadería.	110
Gráfica VII.1 Escenario tendencial y mitigación del Sector Residuos.	120
Gráfica VIII.1 Escenario tendencial y mitigación del Sector USCUS.	132
Gráfica VIII.2 Costos de la Estrategia Nacional REDD+.	134
Gráfica C.1 Erogación anual para instrumentar la CND.	143
Gráfica C.2 Costo medio de mitigación anual, 2014-2030.	146
Gráfica C.3 Costo medio de mitigación y costo bruto sectoriales, 2014-2030.	147

A. INTRODUCCIÓN

ANTECEDENTES

El 1 de octubre de 2012 entró en vigor la Ley General de Cambio Climático (LGCC), la cual se ha constituido como el principal instrumento legal de política pública en materia de cambio climático en México (*Diario Oficial de la Federación*, 2012). Sus objetivos principales son:

- 1. Desacoplar la actividad económica de la generación de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) para lograr una economía competitiva, sostenible y con baja huella de carbono.
- 2. Aumentar la resiliencia con el propósito de reducir la vulnerabilidad de la población, así como de los ecosistemas expuestos a los efectos del cambio climático.
- 3. Promover una política incluyente a fin de asegurar, con transparencia, la coordinación entre los diferentes niveles de gobierno, así como la participación de todos los sectores sociales.

Con esta Ley se definió el marco institucional que garantiza la ejecución de actividades transversales que conducen al logro de las metas de cambio climático en México. Para alcanzarlas se cuenta con la participación de los diversos niveles de gobierno, así como del sector privado y de la sociedad. Cabe mencionar que este instrumento recientemente (19 de enero de 2018) se actualizó mediante la incorporación de conceptos que la alinean con el lenguaje y las metodologías implícitas en el Acuerdo de París.

Posteriormente, se instituyó el Sistema Nacional de Cambio Climático (SINACC) integrado por:

- a. El Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC), como ente orientado a la investigación en 2012.
- b. La Comisión Intersecretarial de Cambio Climático (CICC), como mecanismo de coordinación permanente entre sectores del ámbito federal, integrada por 14 diferentes Secretarías, instalada oficialmente en enero de 2013.
- c. El Consejo de Cambio Climático (C3), como órgano de consulta permanente, compuesto por reconocidos ciudadanos de entidades públicas, privadas, académicas y civiles. Se instaló formalmente en mayo de 2013.

COMPROMISOS INTERNACIONALES DE MÉXICO EN MATERIA DE MITIGACIÓN

El 30 de marzo de 2015, el gobierno federal, por conducto de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), presentó su “Contribución Prevista y Determinada a Nivel Nacional de México” (iNDC por sus siglas en inglés, *intended Nationally Determined Contributions*) a la Convención Marco de la Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC) y fue el primer país en vías de desarrollo en hacerlo.

La propuesta de la iNDC de México incluyó compromisos ambiciosos, no sólo para la mitigación de emisiones de GEI, sino también para la adaptación al cambio climático. Definía dos niveles de compromiso, uno sujeto a contribuciones no-condicionadas y otro, más ambicioso, que incluiría contribuciones condicionadas, sujeto al apoyo internacional.

Asimismo, México suscribió el Acuerdo de París el 22 de abril de 2016, con ello confirmó, para entonces, las que devendrían “Contribuciones Nacionalmente Determinadas” o CND.

Cabe recordar que la SEMARNAT es la entidad responsable de las decisiones de alto nivel en materia de políticas de cambio climático y de la instrumentación de las CND. En tanto que el INECC es la entidad que apoya a esta Secretaría en la evaluación y conjunción de esfuerzos para lograr las metas correspondientes de las CND e indicar las rutas tecnológicas respectivas, así como el costo económico de las mismas.

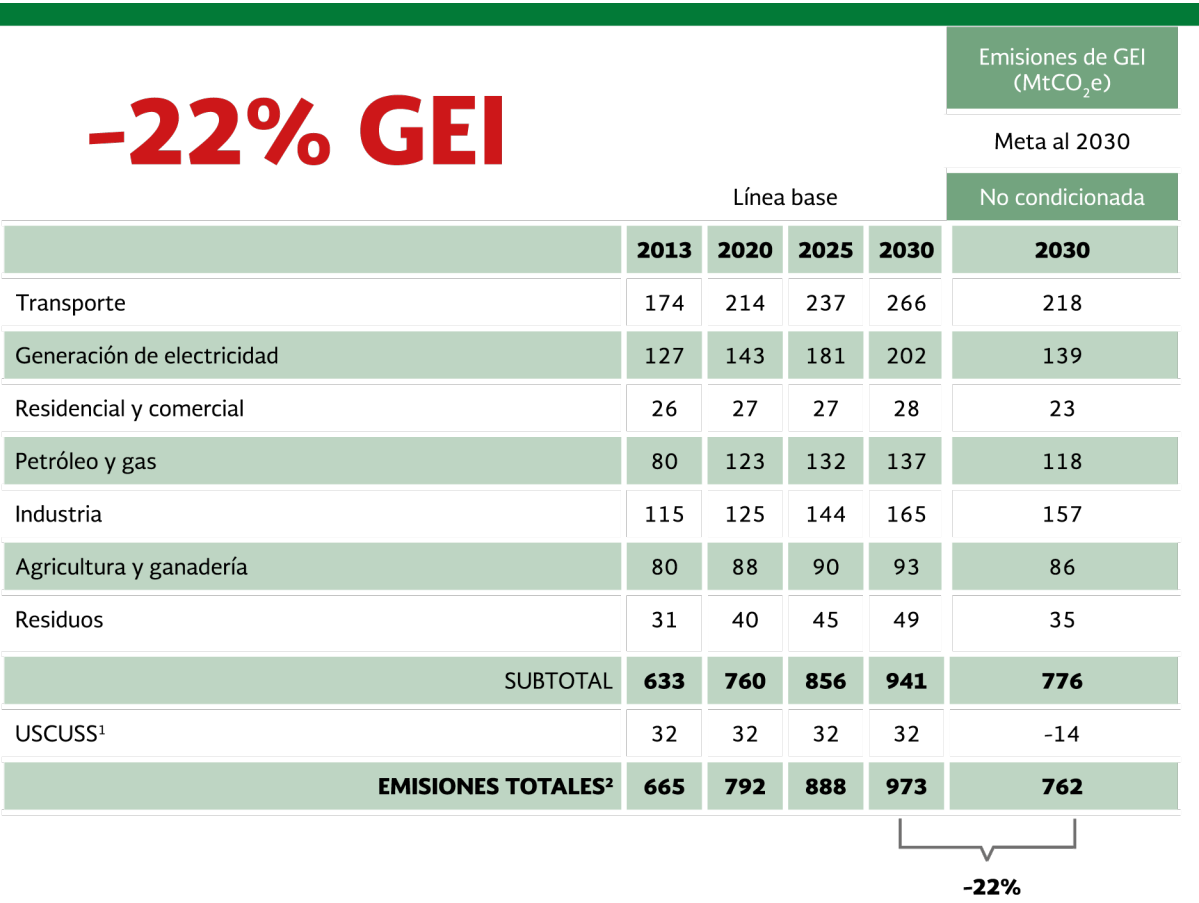
Conviene advertir, en particular, que en el documento sometido a la Convención, el compromiso no-condicionado de México anunciaba la reducción de 22 por ciento de las emisiones de GEI en 2030, frente a un escenario tendencial con una línea base (2013) que implicaba no emprender acciones para frenar el proceso de cambio climático.

El 14 de diciembre de 2015, el INECC publicó el documento “Compromisos de Mitigación y Adaptación ante el Cambio Climático para el periodo 2020-2030” (Gobierno de la República, 2015). En éste se expresó, a grandes rasgos, la ruta de mitigación de GEI de ocho sectores económicos para el periodo 2014-2030 (Cuadro A.1 y Figura A.1).

En el documento recién citado se asentó que, a partir de la actualización del Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero (2013) emprendida por el gobierno federal, “se construyó la Contribución Prevista y Determinada a nivel Nacional de México (iNDC, por sus siglas en Inglés) presentada ante las Naciones Unidas en marzo de 2015...” (pág. 6, Ídem, 2015).

Por otra parte, al elaborar esta Contribución se destacaba que “se consultaron a diversos actores de la sociedad civil, entre ellos organizaciones no gubernamentales, academia y representantes de la industria privada de todos los sectores de la economía, mediante talleres participativos y una encuesta a nivel nacional”

En efecto, la elaboración de las CND de México fue el resultado de una búsqueda de consenso social y de la colaboración de múltiples entidades públicas que concluyó en una serie de medidas, cuya cabal consecución será fundamental para lograr la reducción prevista de 22 por ciento de GEI para el año 2030.



Cuadro A. 1 Emisiones de gases de efecto invernadero según el escenario tendencial y las metas de reducción INDC comprometidas de manera no condicionada, 2020 - 2030.

NOTAS:
¹ USCUSS: Usos del suelo, cambio de uso del suelo y silvicultura.
² La suma de los valores de los sectores puede no coincidir con el total por efectos del redondeo.
Fuente: imagen tomada de Compromisos de Mitigación y Adaptación ante el Cambio Climático para periodo 2020-2030, INECC/Gobierno de la República, Diciembre 14, 2015. p.9.

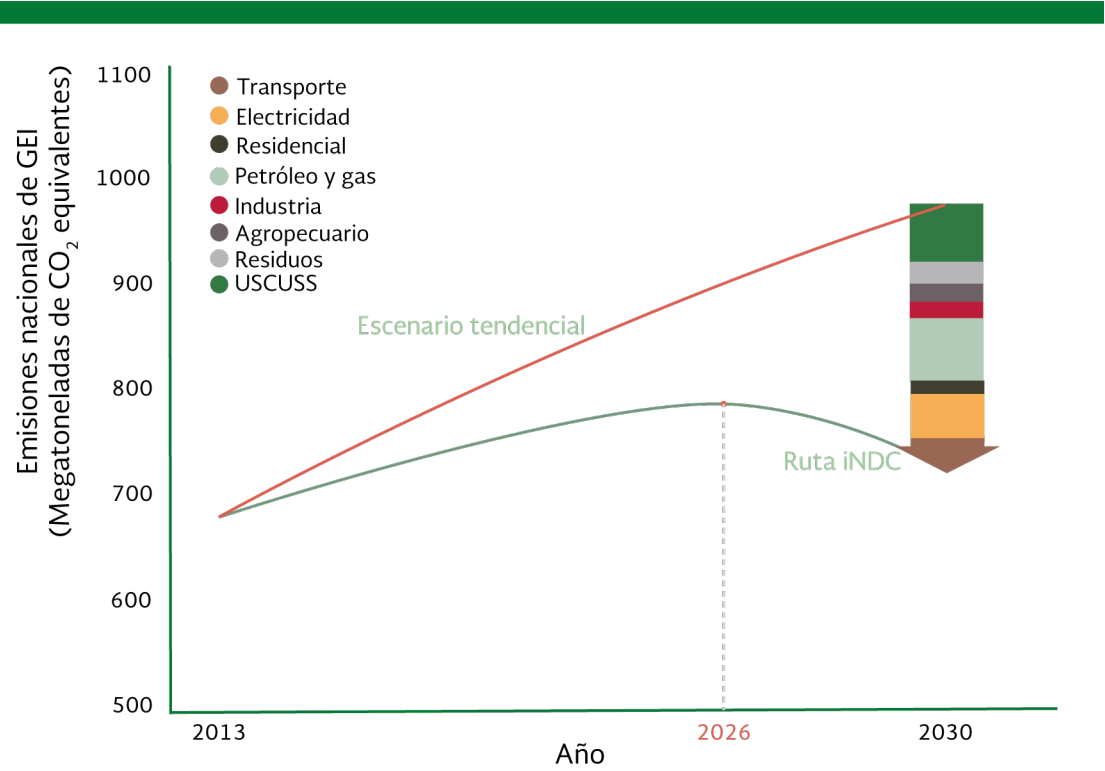


Figura A.1 Emisiones nacionales de GEI según el escenario tendencial y las metas de reducción INDC comprometidas de manera no condicionada, 2013-2030.
Fuente: imagen tomada de Compromisos de Mitigación y Adaptación ante el Cambio Climático para el periodo 2020-2030, INECC/Gobierno de la República, diciembre 14, 2015, p.10.

En congruencia con las metodologías del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC por sus siglas en Inglés), y en común acuerdo con diversas Secretarías de Estado, en 2015 la SEMARNAT y el INECC propusieron treinta medidas aplicables a ocho sectores económicos, las cuáles –como se infirió– respaldarían el compromiso no condicionado de reducción de emisiones.

La mayor parte de estas medidas se formuló en el documento de referencia (“*Compromisos de Mitigación...*”), aun cuando la descripción de éstas era de carácter general y no se refería específicamente a las treinta medidas diseñadas con detalle por la SEMARNAT y el INECC.

Las treinta medidas originales, que contaban con una narrativa propia de prospección hacia 2030, son medidas indicativas, mediante las cuales podrían alcanzarse las metas sectoriales de reducción que llevarían al 22 por ciento de reducción de GEI en 2030 (**Cuadro A.2**).

Para cada una de estas medidas, el INECC elaboró una ruta específica de costos que permite estimar el costo agregado del esfuerzo de mitigación del país durante el periodo 2014-2030.

Sector		30 Medidas	
I. Transporte (Fuentes móviles)		I.1	Actualizar la norma de emisiones y eficiencia energética para vehículos ligeros nuevos
		I.2	Ejecutar programas de densificación de ciudades y acciones para adoptar sistemas de transporte integrado
		I.3	Realizar un cambio modal en transporte de carga
		I.4	Publicar una norma de emisiones y eficiencia energética para vehículos pesados nuevos
		I.5	Restringir la importación de vehículos usados
		I.6	Construir trenes interurbanos de pasajeros
		I.7	Acelerar la penetración de tecnologías limpias y eficientes en autotransporte
		I.8	Aplicar programas de introducción de vehículos de transporte público a gas natural
II. Eléctrico		II.1	Alcanzar 35 por ciento de energía limpia en 2024 y 43 por ciento al 2030
		II.2	Modernizar la planta de generación
		II.3	Reducir las pérdidas técnicas en la red eléctrica
		II.4	Sustituir el combustible por gas natural
III. Residencial y Comercial		III.1	Utilizar equipos ahorradores de agua para disminuir la demanda de energía para calentamiento de agua
		III.2	Sustituir calentadores convencionales por otros eficientes (instantáneos y solares)
IV. Petróleo y Gas		IV.1	Ejecutar la Iniciativa Global de Reducción de Metano (GMI)
		IV.2	Reducir las emisiones fugitivas por NAMA
		IV.3	Participar en las metas de generación y autoabasto con energías limpias (cogeneración)
		IV.4	Instrumentar sistemas de captura, almacenamiento y uso de bióxido de carbono (CCUS)
		IV.5	Sustituir combustibles pesados por gas natural en el Sistema Nacional de Refinación
V. Industrial		V.1	Ejecutar NAMA del sector cementero
		V.2	Participar en las metas de generación y auto abasto con energías limpias
		V.3	Utilizar esquilmos como combustible
		V.4	Sustituir combustible por combustibles más limpios, como el gas natural
VI. Agricultura y Ganadería		VI.1	Disminuir la quema de residuos de cosechas en campo en superficies agrícolas, con asistencia técnica en siete estados del país con mayor generación de residuos
		VI.2	Instalar y operar biodigestores para las excretas de ganado estabulado
		VI.3	Sustituir los fertilizantes sintéticos nitrogenados por biofertilizantes
VII. Residuos		VII.1	Alcanzar cero emisiones de metano en rellenos sanitarios en 2030
		VII.2	Lograr cero quema a cielo abierto al 2030
VIII. USCUS		VIII.1	Alcanzar una tasa de deforestación cero para el 2030 mediante la Estrategia Nacional REDD+ (ENAREDD+)
		VIII.2	Fomentar el manejo forestal sustentable e incremento de la productividad en bosques y selvas con vocación productiva y en terrenos con potencial para establecer plantaciones forestales comerciales

Cuadro A. 2 Medidas de Mitigación Indicativas de las CND No Condicionadas.
Fuente: INECC, 2015.

ANÁLISIS DE COSTOS DE LAS TREINTA MEDIDAS INDICATIVAS

Una vez ratificado el Acuerdo de París en la Conferencia de las Partes (COP 22), se inauguró una etapa de acción ambiental para la comunidad internacional. En particular, para México resultó imperativo sustentar ante la sociedad mexicana y sus cuerpos legislativos, el alcance económico, ambiental y social del compromiso y la forma de alcanzar las metas.

En mayo de 2016, el INECC con el apoyo de la Agencia Danesa de Energía(DEA por sus siglas en inglés), se propuso analizar los costos de mitigación de las medidas indicativas de las *CND No Condicionadas*, en el marco del Programa México-Dinamarca de Mitigación de Cambio Climático y Energía (CCMEP por sus siglas en inglés o *The Mexico-Denmark Climate Change Mitigation and Energy Program*).

Bajo la conducción de la Coordinación General de Crecimiento Verde (CGCV) del INECC, se logró cuantificar los costos económicos de instrumentar treinta medidas *No Condicionadas* para cumplir con la meta de mitigación de GEI.

Los resultados de 14 meses de estudio se plasman sintéticamente en este documento y constituyen, desde el punto de vista económico, una herramienta para diseñar políticas públicas nacionales de mitigación en los próximos años y, asimismo, para realizar nuevos estudios de análisis de costos de las medidas que surjan, a partir de nuevas rutas tecnológicas o acciones de política pública, y así aumentar la ambición de las *CND* de México.

Las actividades que la CGCV realizó para obtener los costos de las *CND*, con el apoyo del CCMEP y del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), pueden resumirse en las siguientes líneas de acción:

- Análisis de costos desagregados por cada medida y sector.
- Diálogos Público-Privados (DPP) con representantes de los sectores para apoyar la definición e instrumentación de medidas de mitigación.
- Análisis de criterios que rebasan los factores económicos; por ejemplo, criterios sociales y de co-beneficios diversos que se vinculan con las metas de desarrollo sostenible.
- Interacción temprana con instituciones ejecutoras y financieras para incluir criterios con- tables en la elaboración de los análisis de costos.

Finalmente, con las cuatro líneas de acción citadas, se evaluaron los costos de la instrumentación de las *CND*, se definieron las rutas óptimas de costos y se reforzaron las capacidades institucionales para analizar diversos aspectos económicos relacionados con dichas *CND*.

Cabe remarcar que el presente trabajo es, en rigor, un ejercicio contable desagregado para analizar el costo de las medidas derivadas del proceso inicial de auscultación para determinar las *CND* de México.

En algunos casos, ciertas medidas pueden resultar –en la actualidad (2018)- obsoletas. De forma aná- loga, la construcción de los proyectos de ejecución para alcanzar las metas previstas puede ser discuti- ble e, igualmente, los supuestos básicos para definir tasas de crecimiento, producto interno bruto o de población, entre otros elementos.

En consecuencia, el ejercicio desarrollado en el análisis de costos global de las treinta medidas es, por supuesto, perfectible; sin embargo, ha permitido arrojar luz sobre los niveles esperados de erogación del país, para sufragar sus *CND* originales.

METODOLOGÍA DE CÁLCULO

La estimación de los costos de mitigación, asociados con las medidas referidas, se realizó mediante un enfoque desagregado con un método de análisis de costos, el cual se utiliza para determinar la cantidad de recursos monetarios necesarios para llevar a cabo proyectos desde la planeación y durante su vida útil. El análisis transitó por cinco fases generales:

- i. Diseño y descripción del escenario tendencial: proyecta el comportamiento tendencial de las emisiones, así como diversas variables que determinan dichas emisiones en un entorno de inacción; es decir, donde no se emprenden acciones contra el proceso de cambio climático.
- ii. Diseño y descripción del escenario de mitigación o escenario *CND*: se indica qué ocurrir- ía, idealmente, al ejecutarse las medidas. Incluye tanto el comportamiento de las emisio- nes como los diversos elementos técnicos que las generan. La diferencia entre las emisiones bajo el escenario *CND* y las emisiones tendenciales constituye la mitigación esperada.
- iii. Cálculo de los costos asociados a cada uno de los escenarios: comprende la contabilización de costos de los elementos en el escenario tendencial y en el escenario *CND*. Al costo de este últi- mo escenario –obtenido para el periodo 2014-2030- se le denomina **costo bruto** e incorpora los conceptos de inversión, operación y mantenimiento de las acciones de mitigación planteadas.
- iv. Cálculo del **costo neto**: se define como la diferencia entre el costo de las medidas para cum- plir con las metas de las *CND* (**costo bruto**), y el costo asociado con el escenario tendencial. Si la diferencia resulta positiva, se tiene un costo neto positivo o una erogación neta para ejecutar cierta medida de mitigación. Si la diferencia es negativa se entiende que hay un costo neto negativo que representa un ahorro, derivado de la aplicación de la medida.
- v. Una vez obtenido el **costo neto**, se divide entre la mitigación para obtener el **costo medio** de mitigación, el cual indica el costo (erogación o ahorro) por tonelada mitigada.

En términos de mitigación, para presentar los costos de forma que contribuyan a la comparabilidad entre sectores, se utiliza este costo medio de mitigación, expresado en dólares por tonelada de bióxido de carbono equivalente (CO₂e) mitigada (Dólares/tCO₂e).

Se incluyó la dimensión temporal a las estimaciones de costos, mediante la cual se puede comparar y agregar los resultados, contabilizados anualmente, en los distintos sectores y, para incluir esta dimen- sión temporal, se recurrió al concepto de Valor Presente (VP), mismo que incorpora, explícitamente, el valor del dinero en el tiempo.

Para estimar a VP la totalidad de los costos, se utilizó una tasa de descuento de 10 por ciento, la cual refleja el costo del dinero en el tiempo, misma que autoriza la Secretaría de Hacienda y Crédito Público para evaluar proyectos sociales de inversión (SHCP, 2014).

Cada proyecto dedicado a las treinta medidas de mitigación contiene particularidades para su instrumentación; por ello -en rigor- deberían analizarse con tasas de descuento específicas. Sin embargo, para la presentación de resultados agregados, todos los cálculos sectoriales efectuados en este trabajo se atienen a la tasa antes citada. La homologación de tasas permite la comparabilidad de montos de inversión en proyectos con medidas heterogéneas.

Todas las estimaciones se fundan en fuentes de información oficiales nacionales e internacionales de validez comprobada. El ejercicio no consideró el efecto de los beneficios y co-beneficios asociados con la instrumentación de las medidas.

Para cada estimación sectorial de medidas específicas se utilizaron variables, parámetros e indicadores homologados con el propósito de dotar de consistencia a las cifras y facilitar la comparabilidad. De esta manera, diversos elementos clave para las estimaciones de costos, como tipo de cambio, índices de precios, proyecciones de la población, tasa de descuento y otros, se aplicaron como supuestos básicos y uniformes en cada uno de los ocho sectores analizados. **(Cuadro A.3)**

A continuación se presenta el compendio de los costos estimados para cada uno de los siguientes ocho sectores: I) Transporte (Fuentes móviles); II) Eléctrico; III) Residencial y Comercial; IV) Petróleo y Gas; V) Industrial; VI) Agricultura y Ganadería; VII) Residuos; VIII) Uso de Suelo, Cambio de Uso de Suelo y Silvicultura (USCUSS).

El ejercicio particular para cada sector incluye un apartado de breves antecedentes, las medidas de mitigación y sus respectivos costos: **costo bruto**, **costo neto** y **costo medio** de mitigación. En cada apartado sectorial se agregan conclusiones sucintas y el listado específico de las referencias utilizadas.

Al final del presente documento, en la sección C, se adelantan algunas conclusiones y observaciones de carácter general.

Variable	Acrónimo	Fuente	Sigla	Periodo
Tipo de Cambio Peso mexicano/ Dólar estadounidense	MXN/Dólar	Sistema de Administración Tributaria	SAT	Datos (2001-2017)
Índice Nacional de Precios al Consumidor	INPC	Instituto Nacional de Estadística y Geografía	INEGI	Datos (1993-2017)
Índice de Precios implícitos	IPI	Instituto Nacional de Estadística y Geografía	INEGI	Datos (1993-2017)
Producto Interno Bruto (PIB)	PIB	Instituto Nacional de Estadística y Geografía	INEGI	Datos (1993-2017)
Crecimiento del PIB	ΔPIB	Instituto Nacional de Estadística y Geografía	INEGI	Datos (1993-2017)
Población		Consejo Nacional de Población	CONAPO	Datos (1990-2050)
Tasa Social de Descuento	TSD o r	Secretaría de Hacienda y Crédito Público	SHCP	Actualización 2014
Inflación de Estados Unidos de Norteamérica	CPI	Oficina de Estadísticas Laborales (Bureau of Labor Statistics)	BLS	Datos (2009-2017)
Cuadro A. 3 Principales supuestos básicos utilizados para el proceso de costeo de las CND. Fuente: INECC, 2015.				

B. COSTEO POR CADA SECTOR

I. SECTOR TRANSPORTE (FUENTES MÓVILES)

I.1 ANTECEDENTES

En 2015, el consumo final de energía a nivel nacional fue de 5,283 Petajoules (PJ),¹ cifra en la que el Sector Transporte contribuyó con 44.7 por ciento, de ahí que sea el más demandante en el uso de energía con 2,362 PJ (SENER, 2017) (Cuadro I.1.).

En el mismo año, de la demanda total de petrolíferos en México, 79.2 por ciento se destinó a las necesidades de consumo del Sector Transporte. Dicha demanda se vincula, en gran medida, al comportamiento creciente de la flota vehicular en circulación (SENER, 2017b).

En la década pasada, la flota vehicular creció al ritmo de 7 por ciento anual; de mantenerse esta tasa, el número de vehículos en circulación será de más de 45 millones para el año 2030 (Gráfica I.1). En consecuencia, incrementarán los riesgos de salud ocasionados por la contaminación atmosférica y el cambio climático, así como el congestionamiento vial.

De acuerdo con el Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 2013 (INEGyCEI), el sector representa alrededor de 26 por ciento de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en México, y en los últimos años mostró un incremento acelerado. En ese mismo año, las emisiones provenientes de fuentes móviles sumaron 174 MtCO₂e de GEI asociadas a la combustión de gasolinas y diésel (INECC y SEMARNAT, 2015) (Cuadro I.2).

	Consumo de energía (PJ)	Estructura porcentual
Transporte	2,361.75	100
Autotransporte	2,138.22	90.54
Gasolinas	1,497.72	70.05
Diésel	586.57	27.43
Gas licuado	53.09	2.48
Gas seco	0.82	0.04
Aéreo	152.79	6.47
Querosenos	151.93	99.44
Gasolinas	0.86	0.56
Marítimo	35.93	1.52
Diésel	34.90	97.13
Combustóleo	1.03	2.87
Ferrovionario	30.91	1.31
Diésel	30.73	99.40
Electricidad	0.19	0.60
Eléctrico	3.90	0.16

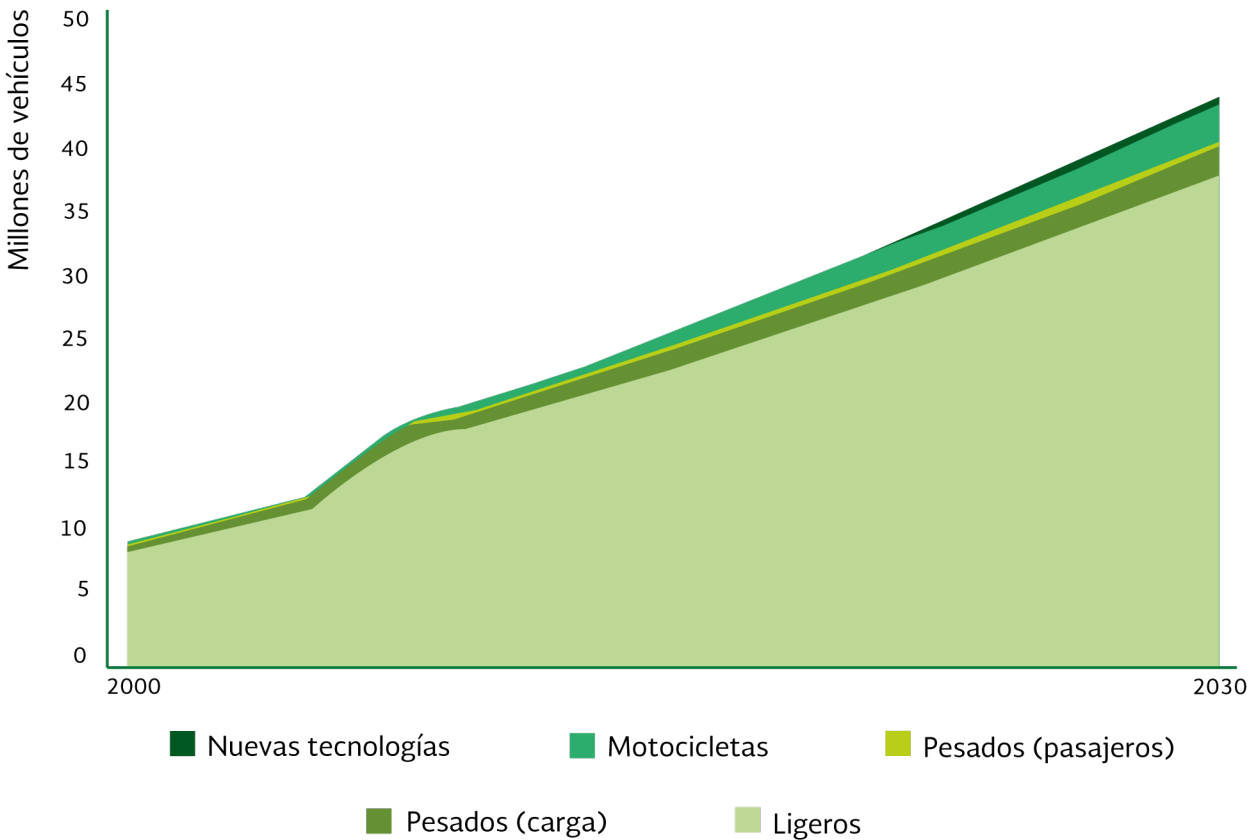
Cuadro I. 1 Consumo de energía en el Sector Transporte, 2015.
Fuente: SENER, 2017.

El autotransporte, de pasajeros y de carga, representa 88 por ciento de las emisiones del sector (INECC, 2013). Cabe resaltar que aproximadamente 97 por ciento de los vehículos que circulan en el país opera con gasolina. En 2013 estos vehículos generaron cerca de 69 por ciento del total de las emisiones (INECC, 2015b).

1 Un Petajoule = 10¹⁵ Joules. El Joule es la unidad aceptada por el Sistema Internacional de Unidades utilizada para medir energía y representa la cantidad de energía necesaria para mover un kilogramo (kg) con una aceleración de un metro por segundo al cuadrado (m/s²) a lo largo de una distancia de un metro (m).

	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	HFC	Total
Fuentes móviles	169.86	0.27	1.33	2.69	174.16
Autotransporte	148.98	0.23	0.99	2.69	152.89
Maquinaria de construcción	0.74	0.001	0.006	--	0.75
Maquinaria agrícola	8.99	0.03	0.07	--	9.09
Ferrocarril	1.90	0.003	0.20	--	2.10
Marítimo	2.15	0.001	0.01	--	2.16
Aviación	7.11	0.001	0.05	--	7.16

Cuadro I. 2 Emisiones de GEI del Sector Transporte (MtCO₂e), 2013.
La suma de fuentes emisoras puede no coincidir con los totales debido al redondeo de las cifras.
Fuente: INECC y SEMARNAT, 2015.



Gráfica I. 1 Flota vehicular nacional en circulación, 2000-2030.

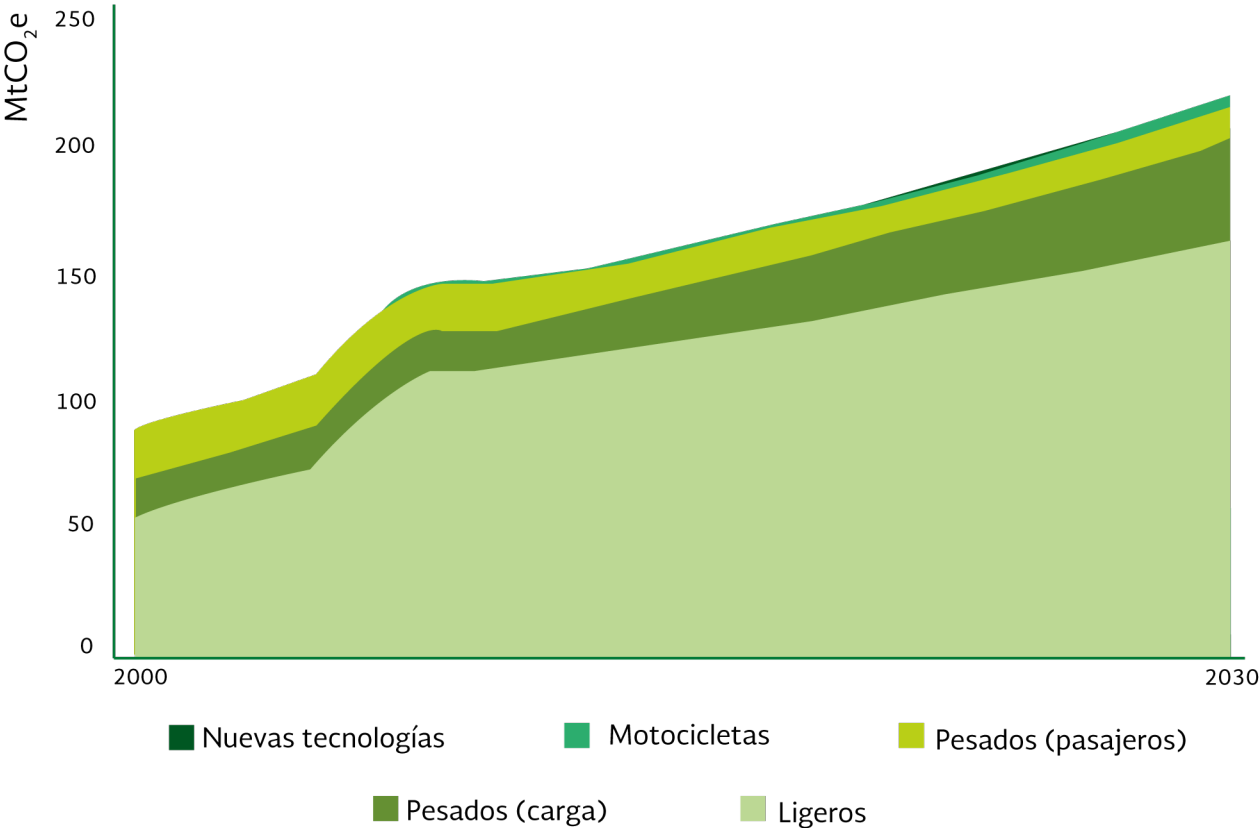
Fuente: INECC, 2015b.

En cuanto a los vehículos a diésel (principalmente pesados de carga y pasajeros), aunque sólo representan 3 por ciento de la flota total nacional, su participación en las emisiones de GEI fue de 31 por ciento en ese mismo año (Gráfica I.2). También conviene señalar que las altas emisiones de los vehículos a diésel, especialmente de carbono negro, se relacionan con mayores recorridos, bajo rendimiento y obsolescencia tecnológica.

Mientras que las emisiones de la flota del sector autotransporte muestran una marcada proyección al alza, la tendencia de las mismas en el transporte ferroviario, aéreo y el marítimo presenta un crecimiento moderado. Por su parte, la flota de

vagones de carga y el número de locomotoras se ha mantenido constante durante la última década y, en 2015, la composición fue de 99.6 por ciento para carga y 0.4 por ciento para movimiento de pasajeros (SCT, 2015).

La flota aérea se mantiene en crecimiento, tanto en el número de aviones, como en la cantidad de pasajeros movilizados, cifra que transitó de 33.867 millones de pasajeros en 1991 a 92.846 millones en 2016. En esta flota no es relevante el transporte de mercancías, en 2015 movilizó 695.1 mil toneladas (SCT, 2016), cuando ese mismo año la cifra total del transporte de carga fue de 622 millones de toneladas (IMT, 2015).



Gráfica I. 2 Emisiones provenientes de la flota vehicular nacional en circulación, 2000-2030.

Fuente: INECC, 2015b.

El movimiento total de carga del transporte marítimo mantuvo una tendencia creciente con una tasa de 2.1 por ciento entre 2003 y 2013, en tanto la flota total registrada en México creció 1.1 por ciento promedio anual (IMT, 2015).

En conjunto, del Sector Transporte se estima que en un escenario tendencial las emisiones ascenderán de 174 MtCO₂e en 2013 a 266 MtCO₂e en 2030.

I.2 MEDIDAS DE MITIGACIÓN

Para reducir las emisiones de este sector, las Contribuciones Nacionalmente Determinadas proponen ocho medidas de mitigación no condicionadas que en conjunto mitigarían 48.2 MtCO₂e en 2030 y un acumulado de 374 MtCO₂e en el periodo 2014-2030.

De acuerdo con el escenario de mitigación, a partir de las ocho medidas indicativas del sector, se emitirían 218 MtCO₂e en 2030 (Gráfica I.3).

I.3 ESTIMACIÓN DE COSTOS Y DESCRIPCIÓN DE LAS MEDIDAS

El método de análisis de costos parte de un enfoque desagregado, el cual, a partir de datos individuales de actividad y eficiencia energética, permite estimar el consumo de energía y las emisiones. Las estimaciones resultan en un agregado nacional al utilizar factores macroeconómicos como el Producto Interno Bruto (PIB) y el crecimiento de la población.

Con base en un análisis de escenarios proyectados con el comportamiento tendencial, tanto de las emisiones como de las erogaciones en con-

sumo de combustible de fuentes móviles, asociadas a cada medida y a otros costos de operación y mantenimiento (escenario tendencial), contrastados con la inversión inicial y costos de operación y mantenimiento resultantes de acciones y tecnologías específicas (escenario CND), se estima, para cada una de las ocho medidas planteadas, el costo bruto de inacción y el costo bruto de mitigación. De la diferencia entre el costo de ambos escenarios se obtiene el costo neto. Finalmente, al dividir este costo por la mitigación asociada a cada medida se estimó el costo medio de cada tonelada mitigada.

I.3.1 ACTUALIZAR LA NORMA DE EMISIONES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA PARA VEHÍCULOS LIGEROS NUEVOS

Los vehículos ligeros representan aproximadamente 91 por ciento de la flota vehicular en circulación (INECC, 2015b). La actualización de la normatividad representa una significativa contribución en materia de reducción de emisiones de GEI provenientes de los vehículos ligeros nuevos que se incorporan anualmente a la circulación.

En 2013 se publicó la Norma Oficial Mexicana NOM-163-SEMARNAT-ENER-SCFI-2013 que regula las emisiones de bióxido de carbono (CO₂) de vehículos automotores ligeros nuevos, aplicable a vehículos año-modelo 2014 a 2016. La medida de mitigación considera la actualización de esta NOM para el periodo 2017-2025, con base en las metas establecidas en la norma de Promedios Corporativos para el Ahorro de Combustible (Corporate Average Fuel Economy o CAFE), determinada por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos de América (EPA, por sus siglas en inglés) y por la Administración Nacional de Seguridad del Tráfico en las Carreteras (NHTSA por sus siglas en inglés) proyectada a 2025, con el objetivo de alinear ambas regulaciones.

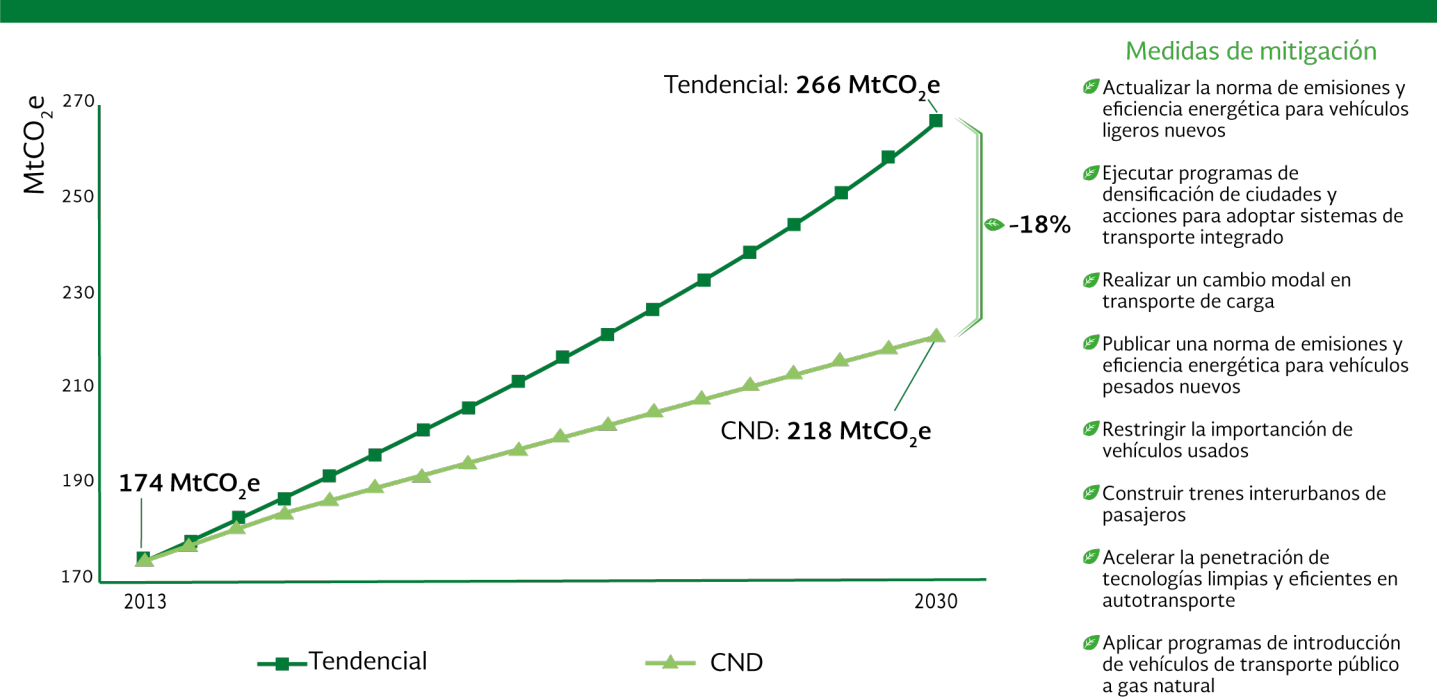
Al actualizar esta norma se espera una disminución en el consumo de combustibles y, en consecuencia, menor gasto anual en petrolíferos y una reducción directa de las emisiones de CO₂.

Proyección de escenarios. La norma vigente tomó como base los estándares estipulados por la EPA y la NHTSA para 2012-2016 y las curvas de rendimiento resultante de la regulación de la EPA en ese periodo (ICCT, 2013).

Para determinar el escenario tendencial, se considera que con la norma vigente el rendimiento promedio de combustible fue de 14.6 kilómetros por litro (km/L) en 2016; por tanto, se estima que si no se lleva a cabo algún cambio en la regulación de emisiones y su equivalente en rendimiento de combustible, el crecimiento de las emisiones de CO₂e superaría los 213 millones de toneladas en 2030.

Al instrumentar la medida de actualización de la norma en el escenario CND, el escenario de emisiones muestra que el ritmo de innovación de las tecnologías asociadas a mejoras del rendimiento de combustible avanza más rápido que el ritmo esperado con la regulación vigente. De tal manera que si se utilizan los estándares estadounidenses como referencia, en particular sobre los ciclos de prueba y el diseño de normalización, la siguiente fase de alineación con la regulación de la EPA y NHTSA podría llevar a mejoras en el rendimiento de combustible de los vehículos ligeros de venta en México de hasta 22 km/L en 2025 (ICCT, 2017). De manera que la extensión y mejora de la norma al periodo 2017-2025 representa un potencial de mitigación de 19.2 MtCO₂e de GEI.

Método de costeo. Para estimar los costos asociados a la norma de eficiencia de vehículos ligeros, se analizan las proyecciones de ventas, el rendimiento medio de combustible de los vehículos comercializados en México, el rendimiento esperado en los ajustes regulatorios, así como el costo incremental por vehículo de tecnologías con



Gráfica I. 3 Escenario tendencial y mitigación del Sector Transporte.
Emisiones de GEI (2013): 174 MtCO₂e
Mitigación del sector (2030) : 48 MtCO₂e
Fuente: INECC, 2015.

impacto directo en la mejora del rendimiento de combustible de los vehículos, obtenido al revisar diversos estudios.

Es pertinente mencionar dos factores que inciden en el costo final: primero, debido a que los costos de la tecnología se reducen al paso del tiempo, cabe el supuesto de que los costos por unidad de producción de la tecnología disminuyen en función de su producción acumulada.

El segundo factor que afecta el costo final se asocia a una medida paralela referida a la penetración de nuevas tecnologías en la oferta y demanda del mercado automotriz, la cual propone alcanzar una meta de 20 por ciento de ventas de vehículos híbridos y eléctricos, respecto de las ventas totales en 2030. Sin embargo, en este apartado sólo se presenta el resultado de la medida, aislado de la interacción con la medida de penetración tecnológica.

Fuentes de información. Para estimar el costo en las mejoras sobre el rendimiento de combustible (en km/L) de los vehículos ligeros, se consideró la información del Portal de Indicadores de Eficiencia Energética y Emisiones Vehiculares (Eco-Vehículos) del INECC y la proyección de las emisiones de GEI provenientes de la flota vehicular en México 2013-2030 (INECC, 2015b).

Después de analizar la información proporcionada por la Asociación Mexicana de la Industria Automotriz (AMIA), se proyectó el volumen de ventas, el rendimiento esperado de vehículos ligeros y se revisó el Dictamen final de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (COFEMER, 2013) sobre el Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-163-SEMARNAT-ENER-SCFI-2013, que estima el costo por unidad y categoría; asimismo, el estudio elaborado por el Consejo Internacional de Transporte Limpio (ICCT, por sus siglas en inglés) sobre la evaluación de la siguiente fase de la regulación de emisiones de GEI de vehículos de pasajeros en

México, que considera el costo incremental del vehículo por tipo de tecnología (ICCT, 2017).

Resultados. El costo bruto de las mejoras tecnológicas que promuevan mayor rendimiento de combustible en los vehículos ligeros de venta en México, definido en la actualización de la NOM-163, asciende a 9,081.4 millones de dólares constantes de 2017. Mientras que el costo en el escenario tendencial, que prácticamente se atribuye al mayor volumen de combustible consumido, es de 15,970 millones de dólares. Como resultado, el costo neto de la instrumentación de esta medida es de -6,888 millones de dólares; es decir, que cada tonelada mitigada tiene un costo negativo o un ahorro de 49.68 dólares por tonelada de CO₂e en 2030.

I.3.2 EJECUTAR PROGRAMAS DE DENSIFICACIÓN DE CIUDADES Y ACCIONES PARA ADOPTAR SISTEMAS DE TRANSPORTE INTEGRADO

El modelo de desarrollo urbano adoptado por las ciudades mexicanas ha producido conglomerados extensos e ineficientes en materia de movilidad y ha promovido el uso intensivo del automóvil. Actualmente, las ciudades mexicanas con mayor población enfrentan elevadas tasas de motorización, alto crecimiento poblacional, ausencia de mecanismos de gestión de suelo, así como un sesgo en las decisiones de inversión que privilegia el autotransporte privado.

Los programas de desarrollo urbano y densificación, orientados a la creación de ciudades compactas, permiten que el tránsito de personas sea energéticamente más eficiente al reemplazar la necesidad del uso del automóvil privado por sistemas de transporte público masivo, sistemas de autobuses de tránsito rápido (BRT, por sus siglas en inglés) y un cambio modal a transporte no motorizado, como el uso de bicicleta o movilidad peatonal.

Esta medida de mitigación considera la aplicación de políticas de densificación urbana para once ciudades con población mayor a un millón de habitantes,² que permitan reducir en un 15 por ciento los recorridos en automóvil en 2030. Además, incluye un componente de construcción de nuevas líneas de BRT.

Proyección de escenarios. El escenario base o tendencial comprende las estimaciones de flota vehicular y emisiones de 2013 a 2030 (INECC, 2015b) en las once ciudades. En el escenario CND, la densificación de ciudades y la instalación de líneas adicionales de BRT tienen la capacidad de reducir la distancia media recorrida, así como atender parte de la demanda de transporte privado para desplazarla hacia medios públicos y no motorizados. Por consiguiente, la disminución de kilómetros recorridos y de consumo de combustible permiten una mitigación de 12.2 MtCO₂e en 2030.

Método de costeo. Para estimar los costos se analizaron tendencias de densificación a partir de información del crecimiento poblacional y densidad media urbana de los distintos municipios que conforman las once zonas metropolitanas. Para obtener costos de infraestructura, se utiliza un estudio de caso sobre una ciudad compacta con inclusión de políticas con principios de desarrollo sustentable, bajo un escenario tradicional y un escenario con un incremento de 10 por ciento en la densificación.

El cálculo del costo total considera el costo asociado de 26.81 millones de dólares por unidad de aumento en la densificación. Para el componente de nuevas líneas de BRT, se estima la construcción requerida de kilómetros de vía para cumplir la meta de mitigación y el costo medio de referencia por kilómetro adicional.

² Se trata de las zonas metropolitanas del Valle de México, de Guadalajara, de Monterrey, Puebla-Tlaxcala, Toluca, Tijuana, León, Ciudad Juárez, La Laguna, Querétaro y San Luis Potosí-Soledad de Graciano Sánchez.

Fuentes de información. Para seleccionar las ciudades de más de un millón de habitantes y su caracterización demográfica se utiliza información del catálogo del Sistema Urbano Nacional 2012 (SEDESOL y CONAPO, 2012). A partir de la información de CONAPO, que aborda el crecimiento poblacional, se calcula la densidad media urbana para 2030 que corresponde al escenario tendencial.

Los costos de infraestructura de acciones encaminadas a lograr una ciudad más compacta, se tomaron como referencia de un proyecto de Secretaría de Desarrollo Social (SEDESOL) en Los Cabos, BCS, con un incremento de 10 por ciento en la densificación. Se obtuvieron costos de infraestructura como alumbrado público, energía eléctrica, drenaje, agua, transporte público, vialidades y costos de equipamiento, entre los que se incluyen los asociados a servicios de recreación, salud, educación y servicios urbanos (SEDESOL, 2012).

Resultados. El costo bruto de programas de densificación de ciudades, asociado a acciones de infraestructura y equipamiento y la adopción de sistemas BRT, se estima en 12,297 millones de dólares en el periodo 2014-2030. En oposición, en ausencia de la medida, el costo tendencial es de 19,045 millones de dólares. La diferencia arroja un costo neto de -6,748 millones de dólares y un costo medio negativo o ahorro de 72.37 dólares por tonelada de CO₂e en 2030.

I.3.3 REALIZAR UN CAMBIO MODAL EN TRANSPORTE DE CARGA

En 1980, México contaba con 25,510 kilómetros de vías férreas; posteriormente hubo incrementos pequeños hasta llegar a la extensión de 26,727 kilómetros, reportada en 2014 (Medina, 2013; IMT, 2015). La red ferroviaria mexicana comunica a 30 entidades federativas y enlaza a sus principales ciudades con los centros agrícolas, mineros y de

desarrollo industrial, así como a puertos y puntos fronterizos (IMT, 2003) (Figura I.1).

Ante el desequilibrio en infraestructura entre carreteras y vías férreas, se ha propiciado una deficiente distribución de carga dominada por las carreteras. Se estima que en México podrían circular alrededor de 35,000 millones de dólares en valor de mercancía por vías férreas, pero no ocurre así a pesar de ser un medio de transporte eficiente y el más barato a partir de una distancia recorrida mayor a 450 kilómetros (COFEMER, 2016).

La medida de mitigación en este sector prevé un cambio en la proporción de las toneladas distribuidas por ferrocarril, al aumentar de 10 por ciento en 2013 a 25 por ciento en 2030. Dicho porcentaje 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 (INECC, 2015).

Proyección de escenarios. El escenario de inacción considera que la tendencia modal en México representará, en 2030, cerca de 83 por ciento de la carga se transportará en carretera, seguido del ferroviario (aproximadamente 10 por ciento), marítimo de cabotaje (6 por ciento) y aéreo (menos de 1 por ciento) (IMT, 2015).

En el escenario de mitigación, se considera que se cuenta con capacidad instalada suficiente para hacer el desplazamiento sin incurrir en costos de nueva infraestructura ferroviaria. Es importante mencionar que la longitud de las vías férreas ha permanecido casi igual durante las últimas tres décadas.

Bajo este supuesto, el desplazamiento progresivo de la proporción de mercancías con vocación férrea, o sea: el paso de 10 a 25 por ciento del total de la carga transportada en 2030, conllevaría una mitigación de 5.6 MtCO₂e en el mismo año, lo que representaría, de acuerdo con este ejercicio prospectivo, 11.5 por ciento de la mitigación esperada en todo el Sector Transporte (INECC, 2015).

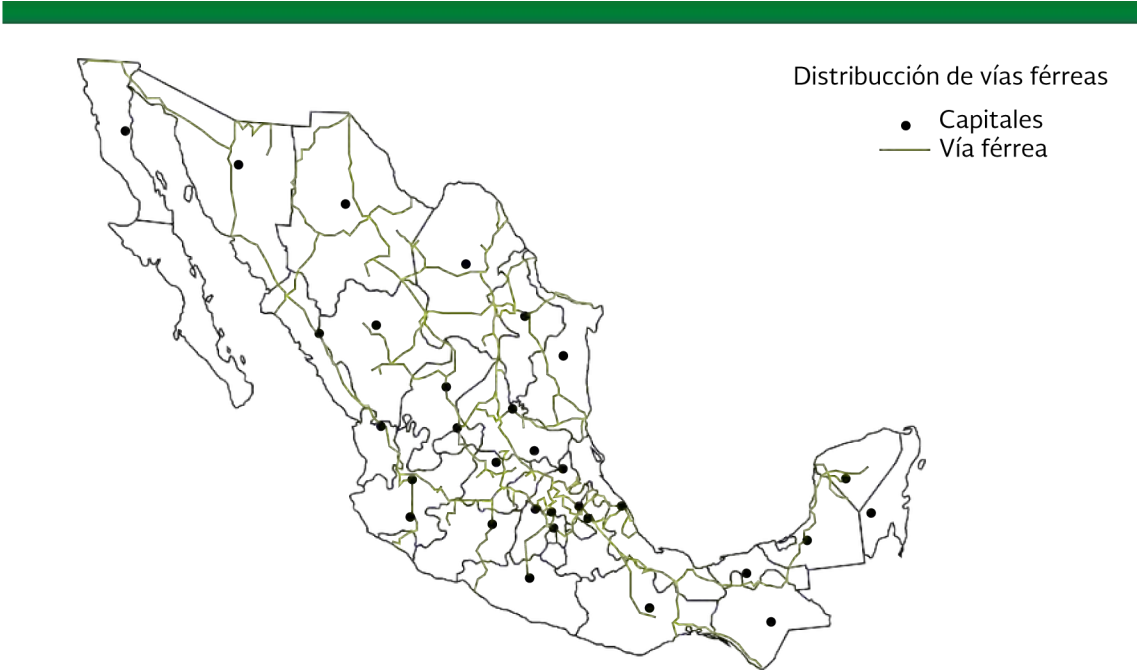


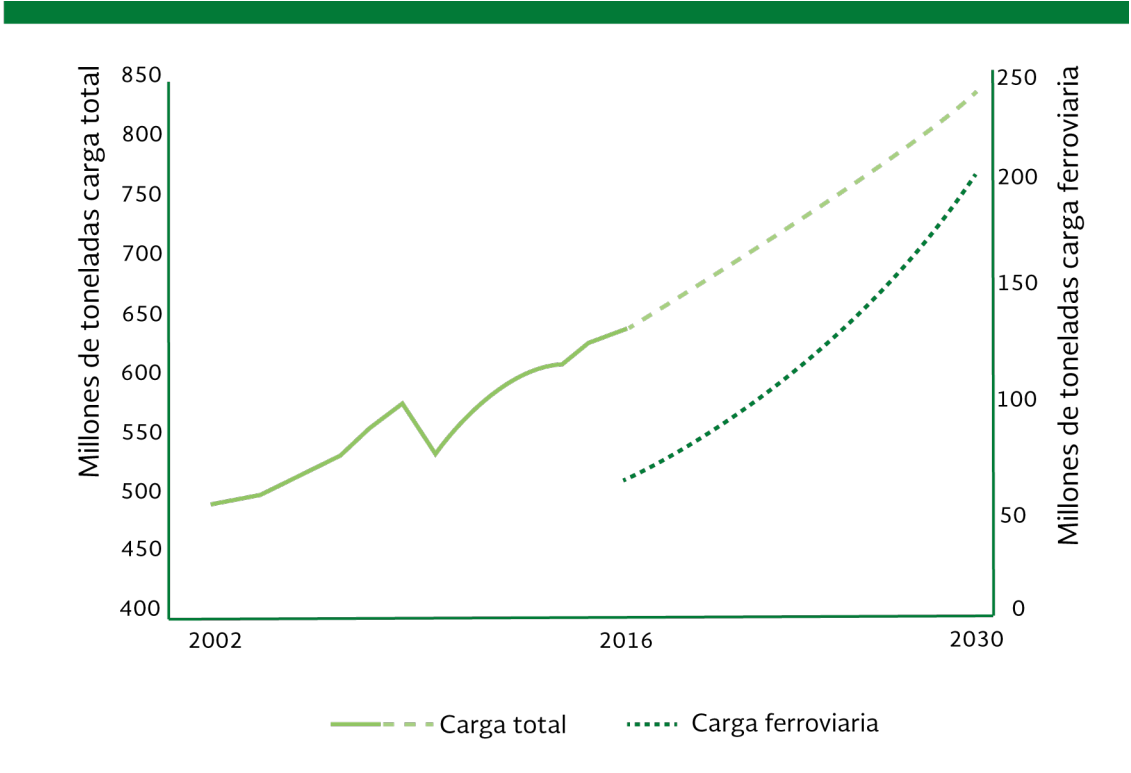
Figura I. 1 Distribución de vías férreas en México.
Fuente: INECC con información del INEGI, 2017.

Método de costeo. Para calcular el costo de la medida se analizó el comportamiento del transporte de carga en carretera y por ferrocarril de 2000 a 2015. A partir de regresiones lineales con datos históricos de producción, inversión en infraestructura y operación privada y carga doméstica, se obtiene la proyección de la carga total y se estima la meta de 25 por ciento en 2030 (Gráfica I.4). Posteriormente se analizó el comportamiento de la inversión en el sector ferroviario y, con la estimación de la elasticidad inversión-carga, se determinó el costo de la medida de cambio modal.

Fuentes de información. Para estimar los costos de esta medida se incorporaron datos provenientes del Manual Estadístico del Transporte del Instituto Mexicano del Transporte (IMT, 2015), así como del Anuario Estadístico del sector ferroviario de la Secretaría de Comunicaciones y

Transportes (SCT, 2015) y del Cuarto Informe de Gobierno (Presidencia de la República, 2016). También se incluyeron datos sobre el comportamiento de la carga por ferrocarril en los últimos años, la comparación con otras formas de transporte y la inversión en el sector ferroviario.

Resultados. El costo total de desplazar la carga de autotransporte pesado hacia transporte ferroviario, hasta cubrir el 25 por ciento de la carga total movilizada en el país, asciende a 4,188 millones de dólares. De no realizarse la transferencia de carga, el escenario tendencial indica un costo de 2,541 millones de dólares. El costo neto de la instrumentación de esta medida es de 1,648 millones de dólares, es decir, cada tonelada mitigada en 2030 representa un costo neto de 12.46 dólares.



Gráfica I. 4 Proyección de carga total y de transporte ferroviario.
Fuente: INECC con datos de IMT, 2015.

I.3.4 PUBLICAR UNA NORMA DE EMISIONES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA PARA VEHÍCULOS PESADOS NUEVOS

Los vehículos pesados (con peso bruto vehicular mayor a 3,857 kg) representan una pequeña proporción de la flota vehicular (3 por ciento respecto del total de vehículos en circulación) (**Gráfica I.I**), pero su uso es intenso (más kilómetros recorridos por vehículo) y extenso (más años de vida útil), debido a que están relacionados directamente con actividades económicas productivas. Un tractocamión, por ejemplo, recorre hasta seis veces más la distancia de un vehículo ligero de pasajeros al año, en promedio, y puede alcanzar hasta 10 años más de vida útil que un vehículo de pasajeros, hecho que genera una diferencia patente, en promedio, de cada flota (INECC, 2015b).

El escenario de mitigación propone la publicación y aplicación de una norma de emisiones y eficiencia en vehículos pesados que establezca el rendimiento promedio de los vehículos nuevos de año-modelo 2018 a 2025, similar a la que entró en vigor en 2014 en Estados Unidos.

Proyección de escenarios. El escenario de inacción considera el rendimiento tendencial de la flota de vehículos pesados en circulación con una actividad, medida en kilómetros recorridos, cercana a tres veces mayor en comparación con la flota ligera, las tecnologías asociadas a motores diésel y el comportamiento de las ventas en el mercado mexicano.

Para la proyección del escenario que considere la publicación de una norma de emisiones y eficiencia energética para vehículos pesados nuevos, ajustada a la regulación norteamericana que entró en vigor en 2014, se aplica un aumento en el rendimiento de combustible sobre el promedio de la línea base y se analiza el cambio resultante.

Esta medida tiene un potencial de mitigación estimado de 4.6 MtCO₂e en 2030, o 9.5 por ciento de las emisiones a mitigar en el Sector Transporte.

Método de costeo. Para analizar los costos se evaluó el comportamiento histórico de las ventas de vehículos pesados y se proyectó a 2030. Posteriormente se utilizaron estudios del ICCT, de los cuales se obtuvieron los costos incrementales unitarios de cumplir con estándares más estrictos para vehículos pesados. Cabe señalar que en Estados Unidos está en vigor la segunda fase del programa.

En relación con los ahorros derivados de la medida, se espera un ahorro de combustible de alrededor de 1,645 metros cúbicos de diésel acumulados a 2030.

Fuentes de información. Los datos utilizados para calcular esta medida se apoyan en estimaciones de las ventas de vehículos pesados y en el comportamiento del parque vehicular durante el periodo 2014-2030, realizadas por el INECC (INECC, 2015b), con base en cifras de la AMIA y la Asociación Nacional de Productores de Autobuses, Camiones y Tractocamiones (ANPACT).

Para analizar las tecnologías tendientes a mejorar la eficiencia de los vehículos pesados y sus costos, se utilizaron estudios del ICCT (ICCT, 2016; ICCT, 2015; ICCT, 2014). Aunque se espera que los costos de la tecnología para mejorar la eficiencia disminuyan con el paso del tiempo, en este ejercicio se asumen costos fijos de tecnología por vehículo durante el periodo analizado (ICCT, 2014).

Resultados. El costo bruto de los avances tecnológicos para lograr un mejor rendimiento de combustible en los vehículos pesados comercializados en México, mediante una norma de eficiencia para vehículos pesados nuevos (como reducción de la fricción, de cargas parásitas y en los sistemas de inyección de combustible, entre otras) asciende a 228 millones de dólares, mientras que el costo de no aplicar la nueva norma asciende a 2.8 millones. De estos datos, se deriva que el costo neto de instrumentar esta medida es de 226 millones de dólares, es decir, cada tonelada mitiga-

da tiene un costo de 2.28 dólares por tonelada de CO₂e en 2030.

I.3.5 RESTRINGIR LA IMPORTACIÓN DE VEHÍCULOS USADOS

A partir de 2005 inició un proceso de eliminación gradual de restricciones en el mercado de vehículos usados que, en el marco del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN), culmina en 2019, cuando México no podrá prohibir ni restringir la importación de vehículos usados provenientes de Canadá o de Estados Unidos (SICE, 2017).

Por medio de una serie de decretos emitidos en este periodo, se establecieron las condiciones para la importación definitiva de vehículos usados, la cual ha traído severas consecuencias ambientales debido a las condiciones mecánicas en las que ingresan al país. Para mitigar los patentes efectos ambientales negativos, la medida supone restricciones a la entrada de vehículos usados que rebasen los límites de emisiones establecidos por las normativas ambientales. De modo que se evitaría la entrada de aproximadamente 155 mil vehículos al año con emisiones que rebasen los niveles establecidos por las normativas ambientales de cada entidad.

Proyección de escenarios. El escenario base considera el comportamiento tendencial de los vehículos importados en el que predominan las camionetas tipo pickup, van y de uso múltiple, además del resto de automóviles compactos y semi-compactos, así como las Fases de Transición del TLCAN para importación de vehículos usados y regulaciones vigentes para la importación definitiva.

El escenario de mitigación supone que la restricción a la entrada de vehículos importados usados no afecta al mercado de vehículos nuevos domésticos; es decir, no se reemplazan los vehículos que dejan de ingresar al país por vehículos domésticos

nuevos, sino que lo hacen vehículos importados de menor antigüedad y, por tanto, con mejores tecnologías. Además, se asume que la cantidad de restricciones es decreciente tras la liberalización comercial y, en las proyecciones a 2030, se sigue un comportamiento similar al mercado doméstico de vehículos en términos de antigüedad de la flota y preferencias del consumidor que se inclinan hacia vehículos de menor tamaño.

La restricción de la entrada de aproximadamente 155 mil vehículos tiene un potencial de mitigación de 2.2 MtCO₂e en 2030, equivalente a 4.5 por ciento del total del sector.

Método de costeo. La estimación de costos de esta medida, se realiza desde el punto de vista del importador, con base en el costo incremental de la importación de vehículos con menor antigüedad, que obtienen la verificación por la normatividad de la entidad de procedencia al tener un mejor rendimiento y menor impacto ambiental.

A partir de la definición de una base gravable para el periodo 2014-2030, la cantidad esperada de restricciones y de una redistribución de dicha cantidad por autos y camionetas con menor antigüedad que sustituyen a los que se les limitó la entrada al país, se obtuvo un incremento en el costo de importación debido a que los vehículos con menor antigüedad son más caros. En este sentido, a la diferencia entre el costo de importación de los vehículos restringidos y el costo de los que ingresan al país en sustitución se le agrega el costo de esta medida de mitigación.

Fuentes de información. La cantidad de vehículos restringidos a los que se aplica la base gravable y la distribución de antigüedad de la flota importada y su redistribución, se estimaron con datos de la proyección de emisiones de GEI provenientes de la flota vehicular en México (INECC, 2015b).

El precio promedio de automóviles de pasajeros y camionetas ligeras para la base gravable se obtiene

de las estimaciones de la SHCP, en dólares por unidad comercial y por antigüedad del año-mo-
delo. La carga impositiva se obtuvo de guías para la importación definitiva de vehículos usados del Sistema de Administración Tributaria (SAT).

Resultados. La restricción de importación de vehículos usados con emisiones que rebasen los límites establecidos por las normativas ambientales de sus entidades de procedencia, tendrá un costo bruto de 354.4 millones de dólares. Por su parte, el costo de mantener la misma estructura de vehículos usados importados, sin restricciones de entrada, asciende a 161.61 millones. El costo neto de la instrumentación de esta medida es de 192.83 millones de dólares; y tiene un costo medio de mitigación de 6.80 dólares por tonelada de CO₂e en 2030.

I.3.6 CONSTRUIR TRENES INTERURBANOS DE PASAJEROS

En 2012 fueron anunciados dos proyectos de sistema ferroviario interurbano de pasajeros que conectarían la Ciudad de México con Toluca y Querétaro.³ Este tipo de proyectos genera múltiples beneficios como ahorro en tiempos de traslado, reducción de emisiones de CO₂ y disminución de accidentes viales.

La medida de mitigación considera la puesta en marcha de las dos líneas de tren que, con inicio de operaciones en 2018, generarían una diferencia en emisiones provenientes de los trayectos en tren, en comparación con las emisiones del mismo trayecto en automóvil, autobús y camión urbano. El corredor de Toluca tiene una longitud total de 57.7 kilómetros en seis estaciones mientras que el de Querétaro mide 210 kilómetros, dividido en 10 tramos (Modelística, 2014; SCT, 2013).

³ Actualmente (2018) el proyecto ferroviario Ciudad de México-Querétaro se encuentra suspendido.

Proyección de escenarios. Las emisiones de línea base consideran los estudios de prefactibilidad de ambos proyectos y siguen la tendencia de demanda de los usuarios que se trasladan entre la Ciudad de México y Toluca, o bien entre la Ciudad de México y Querétaro, en automóvil privado o transporte público (en las rutas urbanas y suburbanas), además del movimiento de carga, así como los índices de captación de pasajeros por modo de transporte.

La mitigación se cuantificó como la diferencia de las emisiones de los trayectos hechos en tren, en comparación con las emisiones generadas por automóviles, autobuses y camiones urbanos, con base en las proyecciones de demanda estimadas en los estudios de análisis de factibilidad de los proyectos. Conjuntamente ambos casos suman una mitigación de 2.1 MtCO₂e en 2030 (INECC, 2015).

Método de costeo. Para calcular los costos de los trenes de pasajeros se utilizaron datos del análisis costo-beneficio de estos proyectos, específicamente los de construcción de los primeros años y el de mantenimiento del resto del periodo. Se integra el comportamiento de los pasajeros que se movilizan diariamente y el modo de transporte, con el propósito de calcular los viajes evitados y, en consecuencia, los litros de gasolina que se evitan con el cambio modal de transporte.

Fuentes de información. Para calcular los costos de construcción y mantenimiento de esta medida se analizaron, principalmente, los estudios costo-beneficio de los proyectos México-Toluca (SCT-SENER, 2013) y México-Querétaro (Modelística, 2014). Los análisis fueron realizados para la SCT previo a su construcción y sirvieron como base para comprobar la viabilidad de los proyectos. Además, para evaluar las emisiones evitadas de los trenes interurbanos, se utilizó la información sobre las estimaciones de demanda proyectadas por los estudios citados.

Resultados. Construir dos trenes de pasajeros que conecten la Ciudad de México con Toluca y Querétaro tendría un costo bruto de 2,627 millones de dólares. Por su parte, el costo de mantener la misma estructura de transporte público y privado en las zonas circundantes a estas ciudades ascendería a 1,118 millones. En consecuencia, el costo neto de la instrumentación de esta medida es de 1,508 millones de dólares. El costo medio de mitigación asciende a 27.8 dólares por tonelada de CO₂e en 2030.

I.3.7 ACELERAR LA PENETRACIÓN DE TECNOLOGÍAS LIMPIAS Y EFICIENTES EN AUTOTRANSORTE

El uso de nuevas tecnologías, como vehículos híbridos y eléctricos, estimula y acelera la reducción de las emisiones del sector autotransporte. Sin embargo, debido a factores como la baja participación en el mercado vehicular; costos elevados; menor oferta de estos vehículos, en comparación con la de los automotores tradicionales; la inversión requerida para estaciones de carga; así como las tarifas eléctricas o el tiempo de carga, el avance de estas tecnologías ha sido lento y presenta un rezago de alrededor de diez años en comparación con el mercado correspondiente de Estados Unidos.

Proyección de escenarios. El escenario base considera una cierta penetración tecnológica con el avance tendencial, de manera que para 2030 se proyecta que sólo 6 por ciento de las ventas en el mercado doméstico será de vehículos con tecnologías diferentes al motor de combustión interna tradicional y, con base en la proyección de ventas, estos vehículos representarán 1.4 por ciento de la flota total nacional en ese mismo año (Gráfica I.1).

El escenario de mitigación supone que, mediante los incentivos económicos correctos, en 2030 la

penetración tecnológica alcanzará 20 por ciento de las ventas totales de los vehículos ligeros. Así se alcanzaría 4 por ciento de la flota en circulación nacional en 2030, equivalente a poco más de 300 mil unidades. En este escenario, las emisiones comenzarían a disminuir notablemente al final del periodo, dado que el aumento de ventas de nuevas tecnologías es gradual y comienza en 2020. La mitigación se evalúa en 1.7 MtCO₂e para 2030.

Método de costeo. Para estimar los costos de esta medida se utilizaron las proyecciones de las ventas de vehículos híbridos y eléctricos en el escenario tendencial y, a partir de éstas, los vehículos necesarios para cumplir la meta de penetración de nuevas tecnologías (INECC, 2015b).

A partir de una revisión bibliográfica del costo incremental de los vehículos híbridos y eléctricos, comparados con los de combustión interna, especialmente diferenciados por el costo de la batería, se obtiene el costo tecnológico incremental unitario para vehículos de pasajeros. Además, se aplica sobre la proyección de ventas con una tasa de reducción que introduce la disminución esperada en el precio de vehículos con nuevas tecnologías debido a los procesos de difusión, aprendizaje y economías de escala que harán disminuir el costo de las baterías.

Fuentes de información. Para obtener el diferencial de precios entre vehículos con nuevas tecnologías limpias-eficientes y los de combustión interna, se obtuvo el costo incremental de los vehículos híbridos y eléctricos a partir del estudio elaborado por ICCT sobre la evaluación de la siguiente fase de la regulación de emisiones de GEI de vehículos de pasajeros en México (ICCT, 2017). Este ejercicio considera el costo incremental del vehículo por tipo de tecnología (vehículos híbridos y eléctricos).

Para formular dicho costo, se utilizó la proyección de venta y se obtuvo la meta de penetración tecnológica en el mercado interno de vehículos

ligeros a la que se aplicó el costo incremental (INECC, 2015b).

Resultados. Alcanzar la venta de más de 300 mil unidades con tecnología híbrida y eléctrica en 2030 tiene un costo bruto de 234 millones de dólares. Si la penetración tecnológica siguiera un escenario tendencial de escasa participación en el mercado interno, el costo ascendería a 401.5 millones. El costo neto de instrumentar la medida es de -167.21 millones de dólares, con un costo medio de mitigación de -39 dólares por tonelada de CO₂e.

I.3.8 APLICAR PROGRAMAS DE INTRODUCCIÓN DE VEHÍCULOS DE TRANSPORTE PÚBLICO A GAS NATURAL

La medida plantea instrumentar un programa de sustitución de unidades de transporte público urbano que utilizan diésel como combustible, por una tecnología que utiliza gas natural comprimido (GNC) en ciudades y zonas metropolitanas con más de 500 mil habitantes que cuenten o previsiblemente contarán con distribución de gas natural (GN). Se estima una sustitución progresiva hasta alcanzar 50 por ciento del total de la flota de los vehículos de transporte público en 2030.

Proyección de escenarios. Para el escenario base se consideraron nueve zonas metropolitanas de México que cuentan con estaciones de servicio de Gas Natural Vehicular (GNV), así como la estimación de la flota de autobuses en circulación, kilómetros totales recorridos y consumo de combustible al 2030 para autobuses urbanos y suburbanos de servicio público de motor a diésel en operación en estas ciudades.⁴

Por otra parte, para el escenario de mitigación se proyectó una sustitución proporcional y gradual de 2014 a 2030 hasta alcanzar 50 por ciento de la flota. De esta manera, se calculó un porcentaje anual de sustitución para el mismo periodo y el número de autobuses a sustituir al año. Este escenario, además de que contiene una estrategia para la mitigación de GEI, generaría co-beneficios en materia de calidad del aire, salud pública y mejor movilidad. La medida tiene un potencial de mitigación de 0.8 MtCO₂e en 2030.

Método de costeo. Con la correspondiente base de datos, proyectada al 2030, se calcularon valores anuales promedio de distancia recorrida y consumo de combustible por autobús para cada ciudad. Posteriormente, con estos datos y los de la flota de autobuses para las zonas metropolitanas, se calculó la distancia recorrida y el consumo de combustible para el alcance territorial de la medida.

El costo considera la comparación del gasto en operación, mantenimiento, el valor de adquisición de los autobuses a diésel y gas natural, el rendimiento medio esperado, así como las proyecciones de precio de ambos combustibles. Los costos unitarios se aplican sobre el estimado de la flota de autobuses a sustituir anualmente y la distancia media recorrida en las nueve zonas metropolitanas.

Fuentes de información. Se utilizaron datos del INECC sobre la proyección de las emisiones de gases de efecto invernadero, provenientes de la flota vehicular en México. Para obtener el valor porcentual más aproximado de la flota de autobuses correspondiente al alcance territorial y se utilizó la base de datos de INEGI de vehículos de motor registrados en circulación, para el periodo 1990-2016.

Para los costos de mantenimiento y costos de adquisición por autobús (GNC y diésel), se recurrió a la evaluación de factibilidad de autobuses en ciudades medias (Wang & Ávila González, 2013). En este estudio, los costos asociados a la infraestructura, mantenimiento y otros costos externos, se

determinan mediante una comparación de distintas tecnologías, entre ellas la de autobuses a GNC.

Resultados. Sustituir 50 por ciento de la flota de autobuses urbanos a diésel por GNC en nueve zonas metropolitanas del país en 2030, representa un costo bruto de 570 millones de dólares, integrado por el costo de adquisición, operación y mantenimiento. Si la penetración tecnológica siguiera un escenario tendencial, con una operación que depende del diésel, el costo ascendería a 380 millones de dólares. El costo neto de instrumentar esta medida asciende a 190 millones de dólares, es decir, un costo medio negativo o ahorro de 10.64 dólares por tonelada de CO₂e en 2030.

I.4 CONCLUSIONES

El costo bruto de llevar a cabo medidas de mitigación en el Sector Transporte (fuentes móviles) relacionadas con una mayor eficiencia en los modos de transporte, menores distancias recorridas y nuevas tecnologías vehiculares, asciende a 29,580 millones de dólares, durante el periodo.

Por otra parte, mantener las mismas tecnologías y el ritmo de crecimiento en los vehículos ligeros y pesados, implica un costo tendencial de 39,619 millones de dólares.

Desarrollar sistemas de movilidad con menor impacto ambiental en este sector resulta más barato que continuar con un esquema de vehículos de reducida vida útil, escasas opciones de transporte masivo y distancias recorridas que van en ascenso. Esta situación se hace evidente en el costo neto de -10,039 millones de dólares.

Del análisis de costos de las medidas de mitigación en el Sector Transporte destaca la obtención de costos netos negativos en gran parte del periodo. A partir de 2019, la instrumentación de las ocho medidas del sector genera ahorros por cada

tonelada mitigada que van de -6.84 dólares para ese año, a -36.8 dólares en 2030.

En particular, las dos medidas que muestran mayor potencial de mitigación presentan costos negativos considerables (**Figura I.2**). Resulta relevante el hecho de instrumentar la actualización de la norma de eficiencia para vehículos ligeros ya que genera ahorros significativos, debido a que el costo de la adopción tecnológica, asociada con mejoras en el rendimiento de combustible, si bien es elevado al inicio, resulta menor en comparación con la cantidad de combustible ahorrado y las proyecciones de su precio.

En el caso de la medida de programas de densificación de ciudades y acciones para adoptar sistemas de transporte integrado, los principales beneficios se obtienen de la disminución de kilómetros recorridos por la compactación de ciudades, menor cantidad de viajes -debido al crecimiento de los sistemas integrados de transporte que logran captar mayor número de usuarios- y a las inversiones en mayores opciones de movilidad no motorizada (peatonal y ciclista) y motorizada que mejoran las tecnologías del transporte público urbano y, en consecuencia, su rendimiento.

Los resultados en el sector se explican por que las medidas de mitigación propuestas generan ahorros, principalmente por la reducción en el consumo de combustible, el uso creciente de otras fuentes de energía, la disminución de distancias recorridas y de la cantidad de viajes. En su mayoría, dichos ahorros son acumulativos; es decir, son crecientes en función del avance de las medidas durante todo el periodo.

⁴ Zonas metropolitanas del Valle de México, Guadalajara, Monterrey, Puebla-Tlaxcala, Toluca, Ciudad Juárez, Querétaro, San Luis Potosí y Morelia

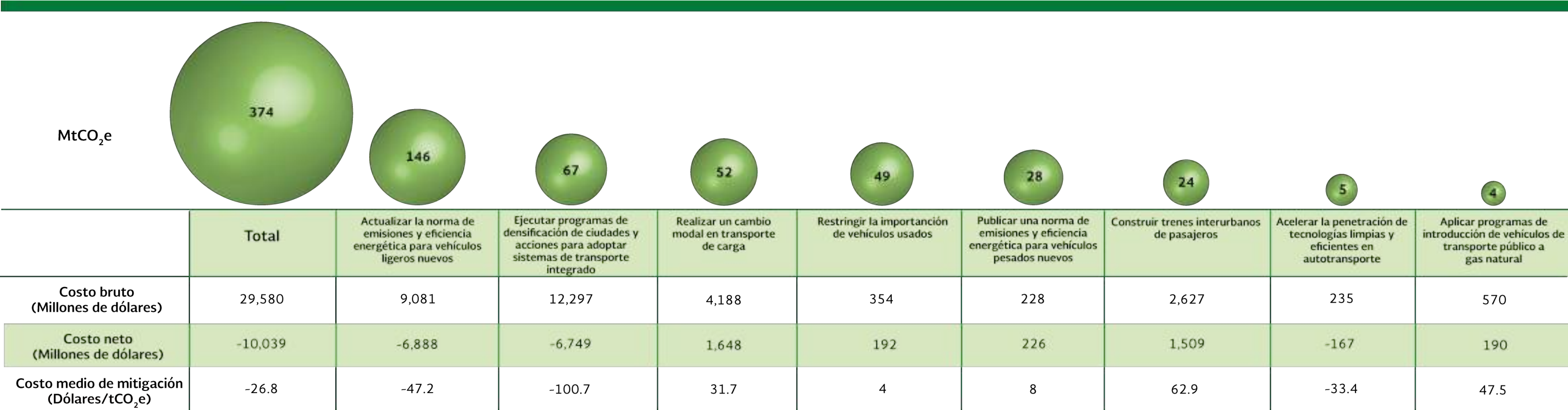


Figura I. 2 Mitigación y costos de la CND del Sector Transporte 2015-2030.
Fuente: INECC, 2017.

REFERENCIAS:

- AMIA. (2017). Boletín de Prensa. Obtenido de <http://www.amia.com.mx/descargarb.html>
- California Fuel Cell Partnership. (2016). *Air climate energy water security. A guide to understanding the well-to-wheels impact.*
- COFEMER. (2013). Dictamen total con efectos de final sobre el anteproyecto “Proyecto de norma oficial mexicana PROY-NOM-163-SEMARNAT-ENER-SCFI-2012”. México.
- COFEMER. (2016). Regulación Administrativa del Sector Ferroviario. Obtenido de http://www.cofemer.gob.mx/varios/adjuntos/2016.02.09/Diagnosticos_ASF/2_Stre/5_Diagnostico_Ferroviario_1.pdf
- CONAPO. (2013). Delimitación de las zonas metropolitanas de México. 2010. Obtenido de http://www.conapo.gob.mx/es/CONAPO/Zonas_metropolitanas_2010
- ICCT. (2013). *Mexico light-duty vehicle CO₂ and fuel economy standards. ICCT Policy Updates.*
- ICCT. (2014). *Cost-benefit analysis of Mexico's Heavy Duty Emission Standards.* Obtenido de http://www.theicct.org/sites/default/files/publications/ICCT_MexicoNOM-044_CBA_20140811.pdf
- ICCT. (2015). *United States efficiency and greenhouse gas emission regulations for model year 2018-2027 Heavy Duty Vehicles Engines and Trailers.* Obtenido de <http://www.indiaenvironmentportal.org.in/files/file/US-HDV-Ph2-NPRM.pdf>
- ICCT. (2016). *United States efficiency and greenhouse gas emission regulations for model year 2018-2027 Heavy Duty Vehicles Engines and Trailers.* Obtenido de http://www.theicct.org/sites/default/files/publications/US%20HDV%20Phase%20%20FRM_policy-update_08252016_vF.pdf
- ICCT. (2017). *Evaluation of Next-phase GHG regulations for passenger vehicles in Mexico. Washington, DC.*
- IEA. (2015). *Annual Energy Outlook 2015.* Obtenido, de [https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/0383\(2015\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/0383(2015).pdf)
- IEA. (2016b). *Transportation sector energy consumption.* Obtenido de <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/transportation.cfm>
- IMT. (2003). Modelo de asignación Intermodal Multiproducto Para las Operaciones de Carga por Autotransporte y Ferrocarril. Obtenido de <http://imt.mx/archivos/Publicaciones/PublicacionTecnica/pt222.pdf>
- IMT. (2015). Manual Estadístico del Sector Transporte 2015. Obtenido de <http://imt.mx/archivos/Publicaciones/Manual/mn2015.pdf>

- INECC. (2013). Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero. Obtenido de <http://www.gob.mx/inecc/acciones-y-programas/inventario-nacional-de-emisiones-de-gases-y-compuestos-de-efecto-invernadero>
- INECC. (2015b). Análisis interno de trabajo sobre las emisiones de gases de efecto invernadero provenientes de la flota vehicular en México. México.
- INECC. (2015c). Documento interno de evaluación de emisiones del proyecto Tren México Toluca, 2014-2030. Versión preliminar. México.
- INECC. (2017). Resultados preliminares del proyecto de estimación de costos de las CND. México.
- INECC y SEMARNAT. (2015). Primer Informe Bienal de Actualización ante la Convención Marco de las Naciones Unidas. México: INECC/SEMARNAT.
- INEGI. (2017). Datos vectoriales. Obtenido de http://www.inegi.org.mx/geo/contenidos/topografia/topografia_1m.aspx
- Medina, S. (2013). El transporte ferroviario en México. Comercio Exterior. Vol 63.
- Modelistica. (2014). Análisis Costo-Beneficio Tren Alta Velocidad México-Quéretaro Informe Final. Obtenido de http://www.sct.gob.mx/fileadmin/DireccionesGrales/DGTfM/Proyectos_Pasajeros/Mex-Qro/ACB_TAV_M%C3%A9xico-Quer%C3%A9taro._P%C3%BAblica_abril_2014.pdf
- Presidencia de la República. (2016). 4to Informe de Gobierno 2015-2016. Obtenido de <http://www.presidencia.gob.mx/cuartoinforme/>
- SCT. (2013). Proyecto: Construir el tren interurbano México-Toluca primera etapa. SENERMEX Ingeniería y Sistemas SA de CV.
- SCT. (2015). Anuario Estadístico Ferroviario. Obtenido de http://www.sct.gob.mx/fileadmin/DireccionesGrales/DGTfM/Anuarios_DGTfM/Anuarios_pdf/Anuario_2015.pdf
- SCT. (2016). Aviación Mexicana en Cifras. Obtenido de <http://www.sct.gob.mx/fileadmin/DireccionesGrales/DGAC-archivo/modulo5/amc-2016-i.pdf>
- SCT-SENER. (2013). Análisis Costo-Beneficio Tren Toluca-México. Obtenido de SENERMEX Ingeniería y Sistemas SA de CV: http://www.sct.gob.mx/fileadmin/DireccionesGrales/DGTfM/Proyectos_Pasajeros/Mex-Tca/ACB_Mex-Tca.pdf
- SEDESOL. (2012). Estudio de Implicaciones de los Modelos de Crecimiento en el Costo de Infraestructura: Caso de estudio Los Cabos. México.

SEDESOL y CONAPO. (2012). Catálogo. Sistema Urbano Nacional 2012. México: Secretaría de Desarrollo Social y Consejo Nacional de Población.

SENER. (2017). Balance Nacional de Energía 2015. Obtenido de http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/177621/Balance_Nacional_de_Energ_a_2015.pdf

SENER. (2017b). Prospectiva de petróleo crudo y petrolíferos 2016-2030. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/177673/Prospectiva_de_Petr_leo_Crudo_y_Petrol_ferros_2016-2030.pdf

SICE. (2017). Anexo 300 - A: Comercio e inversión en el sector automotriz. Obtenido de http://www.sice.oas.org/Trade/nafta_s/AN300A.asp

Wang, X. C., & Ávila González, J. (2013). *Assesing Feasibility of Electric Buses in Small and Medium-Sized Communities. International Journal of Sustainable Transportation*, 431-448.

II. SECTOR ELÉCTRICO

II.1 ANTECEDENTES

El Sector Eléctrico es el segundo gran emisor de gases de efecto invernadero (GEI) después del Transporte. De acuerdo con el Inventario Nacional de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero (INEGyCEI, 2013) emitió 134 millones de toneladas de bióxido de carbono equivalente (MtCO₂e) de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero (GyCEI), divididas en 126.4 MtCO₂e de GEI y 7.7 mil toneladas de CO₂e de Contaminantes Climáticos de Vida Corta (CCVC), que representan 20 por ciento de las emisiones totales del país (INECC, 2013).

En 2015 México ocupó el octavo sitio como productor de electricidad entre los países miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico, OCDE (OCDE, 2017). En América del Norte se convirtió en el país con mayor crecimiento de su consumo de electricidad durante el periodo 2000-2015, con una tasa media anual superior a 3 por ciento, por encima de la de Estados Unidos (0.5 por ciento) y la de Canadá (-0.3 por ciento) (SENER, 2016a); situación que se explica, entre otros factores, por su acelerada tasa de crecimiento demográfico y el incremento en el nivel de vida propio de los países en desarrollo.

Según el Banco Mundial, pese al aumento en la demanda de electricidad del país, el consumo per cápita es similar al de países de ingreso medio, aunque inferior al de otros países en desarrollo como Brasil, Turquía y Tailandia, así como al promedio de Latinoamérica y el Caribe (BM, 2017).

Al mismo tiempo, México participa de forma activa en acuerdos nacionales e internacionales en materia de cambio climático que lo comprometen a diversificar su matriz de generación eléctrica. Por ejemplo, en 2008 se publicó la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE), cuya finalidad era aprovechar las fuentes renovables de energía y el uso de tecnologías limpias (DOF, 2008).

Más tarde, en 2012 se estableció en la Ley General de Cambio Climático (LGCC) el objetivo de alcanzar, al menos, 35 por ciento de generación eléctrica a partir de fuentes limpias¹ en 2024 (DOF, 2012); planteamiento que aparece de manera más específica en la actualización de la Ley de Transición Energética (LTE)² de 2015, la cual fija las siguientes metas para generar energía a partir de fuentes limpias: 25 por ciento en 2018, 30 para 2021 y 35 por ciento en 2024 (DOF, 2015).

En el contexto internacional, además de los compromisos nacionales adquiridos en la Conferencia de las Partes (COP21) de París,³ en junio de 2016 los presidentes de Estados Unidos y México, así como el primer ministro de Canadá, como parte de la Declaración de Líderes de América del Norte sobre la Alianza del Clima, Energía Limpia y Medio Ambiente, anunciaron como meta que la región logre que 50 por ciento de su generación de electricidad se realice a partir de fuentes limpias en 2025 (Presidencia de la República, 2017). En 2013, la participación de estas fuentes en la región alcanzó 37 por ciento.

De acuerdo con la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), en 2014 el factor de emisiones indirectas del Sector Eléctrico en México fue de 454 kilogramos de bióxido de carbono equivalente por cada Mega Watt hora generado, KgCO₂e/MWh, (SEMARNAT, 2015). (Gráfica II.1).

El potencial de aprovechamiento de fuentes limpias de energía para los próximos años puede convertir a México en uno de los países con menor factor de emisiones de GEI del mundo en el Sector Eléctrico. Además, el sector cuenta con un multiplicador de la inversión sobre empleos directos de

1 Incluye generación con fuentes renovables de energía, generación nucleoelectrica, cogeneración eficiente y con sistemas de captura y uso de carbono.
2 Misma que deroga a la LAERFTE.
3 Sobre las medidas específicas del sector se ahondará más adelante.



Gráfica II. 1 Factor de emisiones promedio de generación de electricidad en México (KgCO₂e/MWh) 2000-2014.
Fuente: INECC y SEMARNAT, 2013; SEMARNAT, 2015.

casi dos empleos directos por millón de pesos invertido, y otro más sobre la producción superior a dos que, si bien parecen bajos, dado el gran monto de inversión que requiere la conversión de la industria eléctrica, indican un decisivo potencial de crecimiento de la economía.⁴

El valor agregado generado en el Sector Eléctrico⁵ mostró una tasa de crecimiento promedio anual de 5.3 por ciento de 2005 a 2015, superior al promedio nacional del Producto Interno Bruto (PIB), situado en 2.4 por ciento durante el mismo periodo. Dadas las proyecciones de crecimiento poblacional y de la economía nacional, se prevé que en el periodo 2016-2030 su crecimiento medio sea de 3.5 por ciento (SENER, 2016).

⁴ Valores obtenidos con cálculos propios a partir de la Matriz Insumo Producto 2008.
⁵ Aunque se le da el nombre genérico de Sector Eléctrico, la actividad del sector se refiere a la Industria Eléctrica que incluye generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, en concordancia con la clasificación del SCIAN (SENER, 2016b).

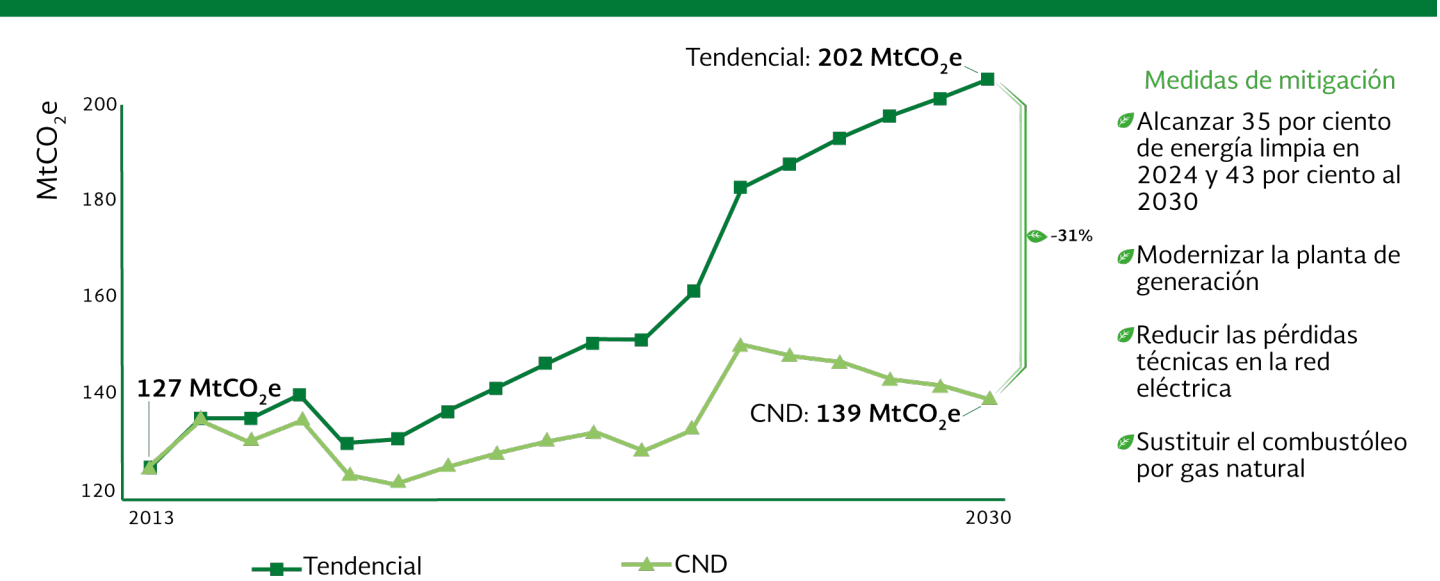
II.2 MEDIDAS DE MITIGACIÓN

Para reducir el volumen de emisiones de este sector se definieron cuatro medidas que buscan mitigar 31 por ciento de GEI y 33 por ciento de Carbono Negro (CN) del total del sector en 2030, equivalentes a 63 MtCO₂e. Además, se espera que en el periodo 2014-2030 el sector mitigue un total de 428 MtCO₂e.

Las medidas referidas son:

1. Alcanzar 35 por ciento de energía limpia en 2024 y 43 por ciento al 2030.
2. Modernizar la planta de generación.
3. Reducir pérdidas técnicas en la red eléctrica.
4. Sustituir combustibles pesados por gas natural.

Para construir la línea base del Sector Eléctrico se consideraron las proyecciones formuladas por el sector energético nacional (SENER y CFE) en



Gráfica II.2 Escenario tendencial y mitigación del Sector Eléctrico.
Emisiones de GEI (2013): 202 MtCO₂e
Mitigación del sector (2030): 63 MtCO₂e
Fuente: INECC, 2015.

los siguientes documentos: Prospectiva del Sector Eléctrico 2013 (SENER, 2013a); Prospectiva de Energías Renovables 2013-2027 (SENER, 2013); Reporte Anual CFE 2013 (CFE, 2013b); Informe Anual CFE 2014 (CFE, 2014); y POISE 2014-2028 (CFE, 2014a) (Gráfica II.2).

Asimismo, se utilizó la información referente a las emisiones del sector procesada en el INEGyCEI. La línea base refleja el comportamiento tendencial de emisiones del Sector Eléctrico: con las tecnologías de generación que participan en la proporción proyectada a 2013, que indican cierto patrón de las inversiones y del uso de combustibles.

Con esa fuente de información, se proyectó la generación de emisiones en 143.1 MtCO₂e a 2020 y 202 MtCO₂e a 2030, cifras que representan un incremento tendencial en 16 años de poco más de 40 por ciento. Para el análisis se consideró que el aumento en la generación eléctrica se debe a factores como el crecimiento poblacional estimado

por el Consejo Nacional de Población (CONAPO) y el PIB sectorial proyectado por la Secretaría de Energía (SENER) y el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI).

En el Sector Eléctrico, 99 por ciento de las emisiones de GEI generadas corresponden a bióxido de carbono (CO₂), que proviene de la quema de combustibles fósiles para la activación de turbinas. Los combustibles más utilizados son: gas natural (el de menor índice de emisiones dentro de los fósiles usados), carbón y combustóleo (SENER, 2016). Por ello, las cuatro medidas no condicionadas de mitigación están estrechamente relacionadas con la sustitución o disminución en el uso de los mencionados combustibles.

II.3 ESTIMACIÓN DE COSTOS Y DESCRIPCIÓN DE LAS MEDIDAS

El Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC) se dio a la tarea de realizar un análisis de los costos asociados con la instrumentación de las cuatro medidas del sector, a fin de conocer el monto requerido e identificar aquéllas con mayor potencial de ejecución, dados sus niveles de costo-efectividad. La metodología está basada en un enfoque desagregado de análisis de costos.⁶

El método de costeo elegido y la calidad de los datos sectoriales permitieron realizar un análisis robusto de los escenarios planteados. Tales escenarios se alinean con los de las autoridades del sector energético de México, específicamente para la rama eléctrica.

Los insumos requeridos para la estimación, como el costo nivelado de energía, la generación eléctrica por tecnología, entre otros, se extraen de las publicaciones oficiales. La metodología desarrollada para el cálculo disminuye la incertidumbre de los resultados, en relación con modelos agregados.

II.3.1 ALCANZAR 35 POR CIENTO DE ENERGÍA LIMPIA EN 2024 Y 43 POR CIENTO AL 2030

La medida considera los beneficios de las metas de generación eléctrica, en términos de mitigación de GEI, a partir de fuentes limpias de energía enunciadas en la Ley de Transición Energética (LTE), mismas que permitirían alcanzar una participación de 35 por ciento de dichas fuentes en la matriz de generación en el año 2024. Además, se plantea mantener el esfuerzo hasta 2030 para que, en ese año, el 43 por ciento de la electricidad generada pueda considerarse “limpia”.

6 Este esquema incluye: consumo eléctrico neto total, usos propios, tecnologías de generación, generación anual por tipo de tecnología, costo nivelado de energía por tipo de tecnología, pérdidas técnicas en la red de transmisión y distribución, entre otros conceptos.

Proyección de escenarios. El escenario tendencial se elaboró a partir de datos sobre generación por tipo de tecnología proyectada en la Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2027 (SENER, 2013a). Como dicha proyección se limita a 2027, se extrapolaron linealmente los valores para los siguientes tres años. Con base en ello, el porcentaje de participación de energías limpias se estimó en 19 por ciento en 2030, equivalente a 100.85 Terawatts hora (TWh), respecto a una generación neta total de electricidad calculada en 518.94 TWh.

Se utilizó la generación neta debido a que en ésta se restan los usos propios, mismos que se contabilizan en una medida de mitigación del Sector Industrial, acorde con su alineación a las metas de generación limpia. Se toma en cuenta, asimismo, el comercio exterior de electricidad,⁷ aunque sus valores son prácticamente nulos.⁸

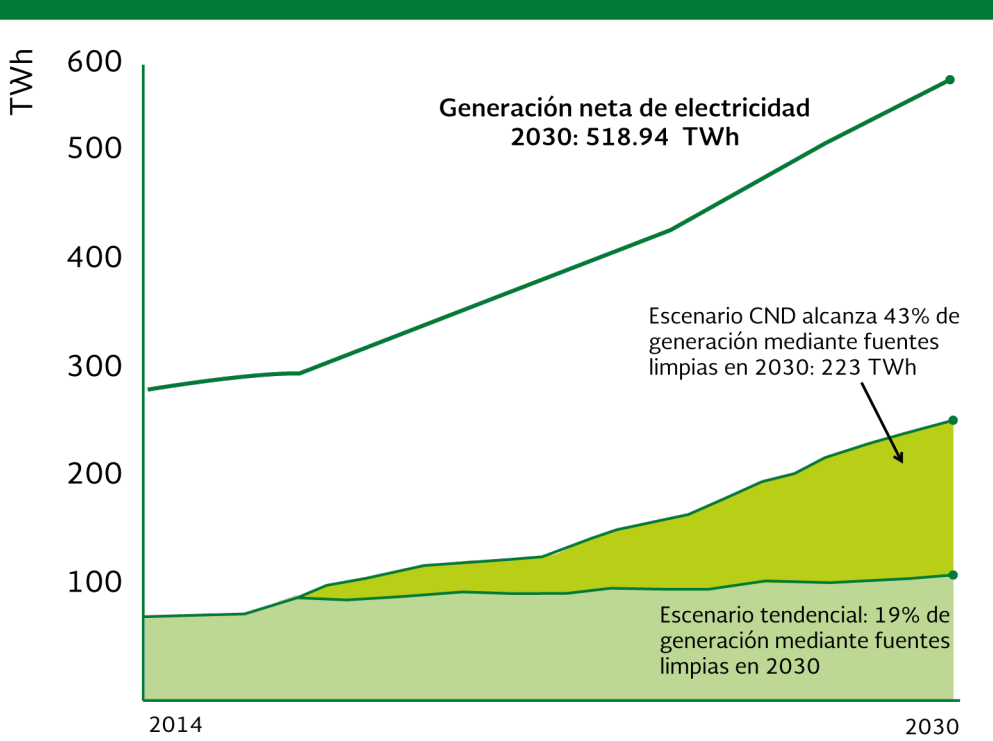
El escenario de mitigación se elaboró con base en los documentos: Prospectiva del Sector Eléctrico 2014-2028 (PSE-2014) y Prospectiva de Energías Renovables 2014-2028 (SENER, 2014a). Debido a que las proyecciones avanzadas en éstos sólo llegan a 2028, se hicieron proyecciones lineales para los años 2029 y 2030. Por otra parte, la matriz energética de fuentes limpias se proyectó a partir del documento: Prospectiva de Energías Renovables 2014-2028⁹ (Gráfica II.3).

La mitigación que aporta esta medida resulta de la diferencia en la composición de la matriz de generación eléctrica en el escenario de la Contribución Nacionalmente Determinada (CND), respecto a la existente en el escenario tendencial; es decir, la matriz CND tiene una mayor participación de fuentes limpias y, consecuentemente, produce menos emisiones.

7 Las exportaciones se dan por obvias debido a que el sector se enfoca en Generación Eléctrica, no en la forma en que se consume la electricidad, por lo que la electricidad de exportación se contabiliza en la generación nacional.

8 De 0.075 TWh de acuerdo con el PRODESEN 2016.

9 El término se refiere a la desagregación de la generación total por tipo de tecnología.



Método de costeo. Para estimar los costos de instrumentar esta medida de mitigación de GEI, primero se definen los TWh efectivos a contabilizar; es decir, la generación mediante fuentes limpias necesaria para alcanzar la meta de mitigación, menos los TWh de fuentes limpias que se generarían en el escenario tendencial.¹⁰

Definidos los TWh a tomar en cuenta, y ya que se conoce su composición por tipo de tecnología, se utilizan costos nivelados de generación para conocer el costo de producir electricidad con cada una de las fuentes. Estos costos nivelados abarcan todo el costo asociado (inversión, combustible, agua, operación y mantenimiento) de determina-

10 Por ejemplo, si en 2030 se generara 19 por ciento de la electricidad mediante energías limpias, y el esfuerzo CND implica que esa generación limpia represente 43 por ciento, sólo se debe tomar en cuenta la diferencia entre uno y otro; esto es, 24 por ciento (equivalente a alrededor de 122 TWh).

do tipo de proyecto de generación eléctrica y se divide entre la producción esperada de dicho proyecto, con lo que se obtiene el costo total unitario; por ejemplo, de cada TWh generado. Cuando se conoce la cantidad de TWh por tipo de tecnología y el costo de producción, se multiplican para obtener el monto total en el periodo.

Fuentes de información. Las bases de datos elaboradas para realizar los cálculos fueron alimentadas con los registros y proyecciones de organismos oficiales de los sectores energético y ambiental. Las principales referencias son:

- SENER (2014). Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2027.
- SENER (2015). Prospectiva del Sector Eléctrico 2014-2028.

- SENER (2016a). Prospectiva del Sector Eléctrico 2015-2029.
- Secretaría de Energía (2016b). Prospectiva de Energías Renovables 2016-2030.
- SENER (2016c). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2016.
- SENER (2016d). Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2016-2030.
- DOF (2015). Decreto por el que se expide la Ley de Transición Energética.
- CFE (2013). Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico (COPAR).
- CFE (2014). Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POI-SE). México.
- BM (2009). Estudio sobre la disminución de las emisiones de carbono (MEDEC). México.
- CFE (2014a). Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico (COPAR).
- CFE (2015). Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico (COPAR).

Resultados. Los resultados estimados para la medida no condicionada, “Alcanzar 35 por ciento de energía limpia en 2024 y 43 por ciento en 2030”, indican un costo bruto de 34,902 millones de dólares y un costo neto de -10,795 millones de dólares (ahorros), para el periodo 2014-2030. Es notorio el ahorro que significaría para el país mudarse a una matriz de generación con mayor participación de fuentes limpias de energía. El costo medio de mitigación en 2030 es de -50.84 dólares. Estos costos negativos (en realidad, ahorros) se obtendrían con un incremento gradual de la generación eléctrica con fuentes limpias hasta

alcanzar 222.7 TWh anuales en 2030. Esta medida representaría una mitigación aproximada de 41.74 millones de toneladas de bióxido de carbono equivalentes (MtCO₂e) en dicho año.

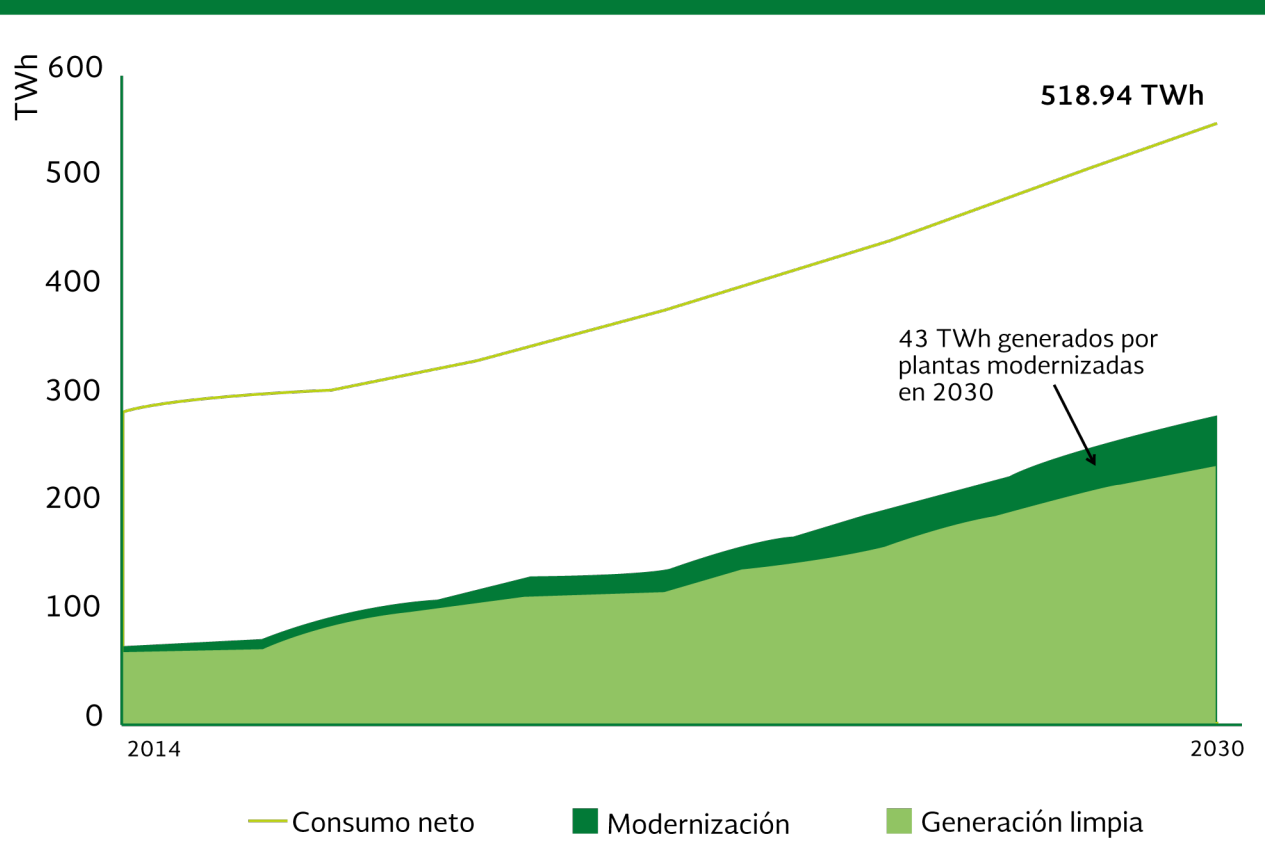
II.3.2 MODERNIZAR LA PLANTA DE GENERACIÓN

Esta medida consiste en evitar el repotenciamiento de las viejas termoeléctricas convencionales (a base de combustóleo) que llegarían al final de su vida útil durante el periodo 2014-2030, y reconvertirlas para operar con tecnologías basadas en ciclos combinados y lechos fluidizados. Así, aun cuando se continúe con la utilización de combustibles fósiles, se podrían mitigar emisiones de GEI, gracias al menor índice de intensidad carbónica y al incremento de la eficiencia energética mediante las dos tecnologías mencionadas.

Proyección de escenarios. El escenario tendencial consiste en repotenciar las viejas termoeléctricas convencionales que concluirían su vida útil durante el periodo de la CND (2014-2030). Para trazarlo se multiplicó el factor promedio de emisiones de termoeléctricas convencionales de COPAR 2015, por la generación con potencial para sustituirse (**Gráfica II.4**).

Para proyectar el escenario de mitigación, se obtuvo un factor de emisiones promedio de termoeléctricas convencionales con los valores que indica COPAR 2015, cuyo resultado fue de 668 kgCO₂/MWh, con el cuál se calculan dos factores de mitigación para las termoeléctricas convencionales, uno con respecto al ciclo combinado y otro en relación con el lecho fluidizado.

Calculados esos factores, se multiplican por la mitigación planteada para cada tecnología y con ello se obtienen las emisiones totales asociadas a termoeléctricas en cada caso que, al sumarlas, resultan las emisiones relacionadas con la mitigación planteada en la medida. Por último, para calcular los TWh relacionados con las emisiones,



Gráfica II.4 Escenario de modernización, 2014-2030.
Fuente: INECC, 2015.

éstas se dividen entre el factor ponderado de emisiones de las termoeléctricas (**Cuadro II.1**).

Método de costeo. Para calcular el costo de reconvertir las plantas termoeléctricas necesarias para alcanzar la generación anual planteada por la medida, tanto para ciclos combinados como para lechos fluidizados, se utiliza la metodología de costos nivelados. Como es complicado utilizar el costo nivelado de COPAR, debido a que es de referencia para proyectos nuevos, se calculan dos costos nivelados de repotenciación, uno por cada tipo de tecnología. De esta manera, se asumen como válidos los costos de referencia de COPAR para operación-mantenimiento, combustible y agua.

En cuanto al costo de inversión, se asume que la reconversión de la termoeléctrica convencional al ciclo combinado o lecho fluidizado es menos costosa que la instalación de una planta nueva de la tecnología respectiva. De este modo, se calcula un costo nivelado de inversión con base en dos proyectos modelo.

Fuentes de información. Las bases de datos elaboradas para realizar los cálculos fueron alimentadas con los registros y proyecciones, en su mayoría, de organismos oficiales de los sectores energético y ambiental. Las principales referencias son:

- CFE (2014). Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POI-SE) México.

Año	Generación tendencial termoelectricas (TWh)	Generación a reconvertir a ciclo combinado (TWh)	Generación a reconvertir a lecho fluidizado (TWh)
2014	1.88	0.94	0.94
2015	4.00	2.04	1.96
2016	5.88	3.14	2.74
2017	7.48	4.16	3.32
2018	9.33	5.87	3.46
2019	11.36	7.51	3.85
2020	13.39	9.49	3.90
2021	15.78	11.84	3.94
2022	18.28	13.91	4.37
2023	20.91	15.99	4.92
2024	23.68	18.43	5.25
2025	26.35	20.88	5.47
2026	29.00	22.99	6.01
2027	32.20	25.78	6.42
2028	35.12	28.71	6.41
2029	38.96	32.14	6.82
2030	43.12	35.87	7.28

Cuadro II. 1 Generación estimada a reconvertir 2014 - 2030.
Fuente: INECC, 2015.

- SENER (2014). Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2027.
- SENER (2015). Prospectiva del Sector Eléctrico 2014-2028.
- SENER (2016a). Prospectiva del Sector Eléctrico 2015-2029.
- SENER (2016b). Prospectiva de Energías Renovables 2016-2030.
- SENER (2016c). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2016.
- SENER (2016d). Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2016-2030.
- DOF (2015). Decreto por el que se expide la Ley de Transición Energética.
- CFE (2013). Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación

- de Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico (COPAR).
- BM (2009). Estudio sobre la Disminución de las Emisiones de Carbono (MEDEC). México.
- CFE (2015). Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico (COPAR).

Resultados. El proceso de costeo de esta medida arrojó un costo bruto de 11,048 millones de dólares para realizar el total de las reconversiones necesarias en el periodo 2014-2030; sin embargo, dadas las diferencias de precios entre los combustibles utilizados en ambos escenarios, el costo neto por instrumentar la medida es de -14,505

millones de dólares, es decir, los resultados reflejan una muy positiva relación costo-efectividad de la medida. El costo medio de mitigación en 2030 es de -134 dólares. La contribución, en términos de mitigación, asciende a más de 14 MtCO₂e en 2030, y se espera que en el periodo 2014-2030 sea de casi 110 MtCO₂e.

II.3.3 REDUCIR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LA RED ELÉCTRICA

Esta medida consiste en mejorar la eficiencia de la red de distribución eléctrica; su costo está determinado por el gasto necesario para modernizar dicha red.

El sistema de transmisión y distribución ha experimentado restricciones de inversión y se han abierto oportunidades para mejorar el desempeño de la red, especialmente en relación con las pérdidas técnicas del sistema. De acuerdo con el POI-SE 2014, las pérdidas técnicas alcanzaron 20.96 TWh en 2012, equivalentes a 7.9 por ciento del consumo neto de energía eléctrica generada por el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

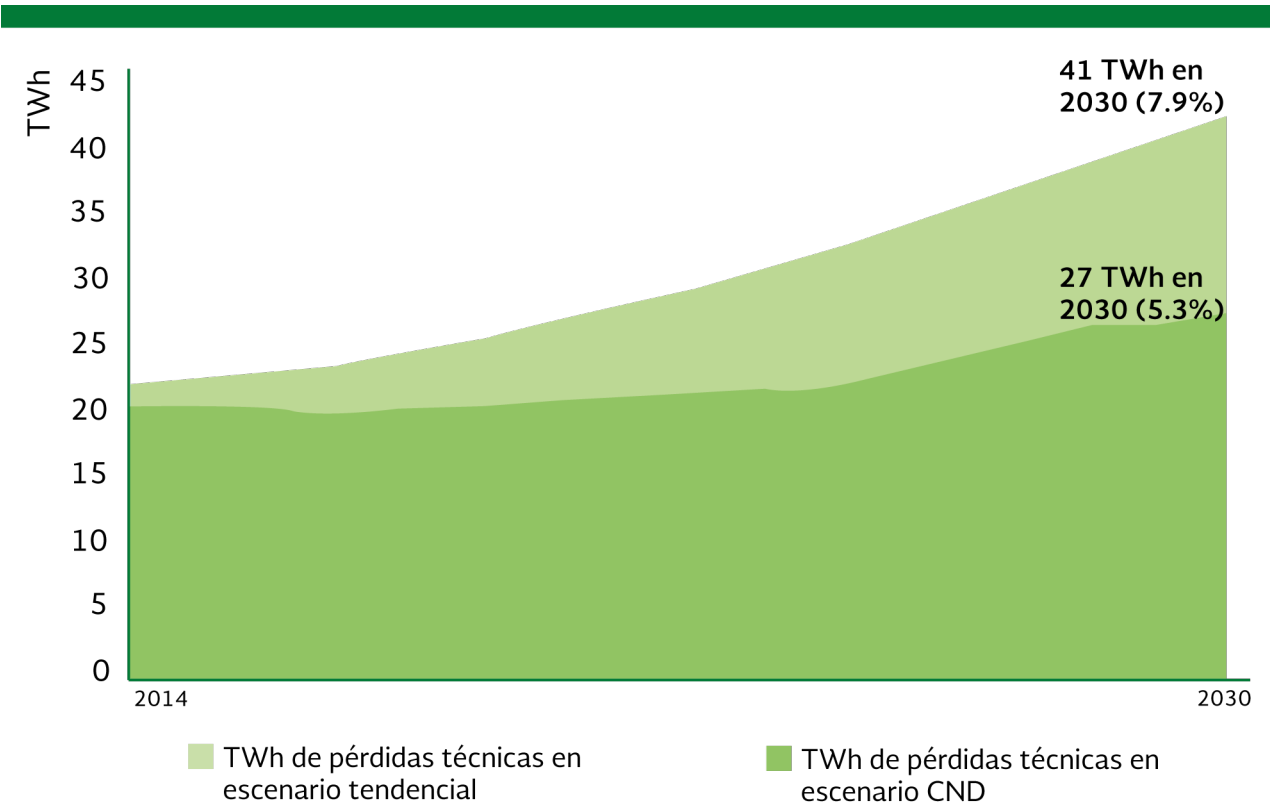
Proyección de escenarios. El escenario tendencial advierte que el porcentaje de pérdidas técnicas, como proporción del consumo neto proveniente del SEN, se mantendrá constante en términos relativos; es decir, seguirá en 7.9 por ciento anual, hecho que indica, en términos absolutos, un incremento del volumen de pérdidas técnicas de 21 TWh en 2014 a 41 TWh en 2030 o prácticamente el doble (**Cuadro II.2**).

En el escenario de mitigación, la disminución de pérdidas técnicas sería el resultado de la inversión total en infraestructura de la red eléctrica, encaminada a hacer más eficientes elementos como transformadores, circuitos de distribución de media tensión, redes de baja tensión, entre otros.

Año	Consumo neto Sistema Eléctrico Nacional (SEN) (TWh)	Pérdidas técnicas escenario tendencial (TWh)
2014	271.85	21.48
2015	278.81	22.03
2016	283.72	22.41
2017	288.52	22.79
2018	302.12	23.87
2019	314.80	24.87
2020	329.25	26.01
2021	344.05	27.18
2022	359.30	28.38
2023	375.49	29.66
2024	393.24	31.07
2025	413.21	32.64
2026	434.02	34.29
2027	455.92	36.02
2028	478.67	37.81
2029	498.40	39.37
2030	518.94	41.00

Cuadro II. 2 Pérdidas técnicas tendenciales 2014 - 2030.
Fuente: INECC, 2015.

La planeación del Sector Eléctrico sugiere que el nivel de pérdidas técnicas podría reducirse y situarse en 5.5 por ciento en 2024. De mantener ese esfuerzo, se tendería a un nivel de pérdidas técnicas de 5.3 por ciento en 2030, tendencia que supondría una generación evitada de 13.7 TWh de electricidad en 2030 (**Gráfica II.5**), estimados con base en la Oferta Neta de Energía (SENER, 2014). Tal reducción representaría una mitigación de 6.6 MtCO₂e en 2030, y en forma agregada 55 MtCO₂e para el periodo 2014-2030.



Gráfica II. 5 Escenario de reducción de pérdidas técnicas, 2014-2030.
Fuente: INECC, 2015.

Método de costeo. Mediante una revisión exhaustiva de fuentes de información, sobre todo de documentos oficiales del sector (POISE 2014, PRODESEN 2016, Prospectivas del Sector Eléctrico e Informes anuales de CFE), se identificó un monto de inversión para modernizar la red eléctrica y sus consecuentes efectos sobre la disminución de las pérdidas técnicas.

De acuerdo con el Informe Anual de la Comisión Federal de Electricidad, CFE 2015, ese año las pérdidas totales pasaron de 13.85 a 13.11 por ciento del consumo neto. Esta cifra porcentual se contrastó con los valores absolutos del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN 2016) que concluyen que las pérdidas totales de la red pasaron de 37.2 TWh en 2014 a 36.3 TWh en 2015.

Se fijó un monto de inversión promedio por cada MWh disminuido en pérdidas totales, y se asume que el valor para pérdidas técnicas es de 390 dólares por MWh evitado. Este valor requiere de mayor precisión, sobre todo al separar los tipos de pérdidas, la cual se conseguirá con acceso a información confiable recopilada en el sector mismo. Con el costo medio estimado por MWh-evitado de pérdidas técnicas, se calcula el costo anual para cumplir con la disminución de las pérdidas técnicas planteadas, mismas que a su vez están ligadas a la mitigación anual proyectada. El proceso consiste en multiplicar las pérdidas técnicas anuales evitadas por su costo unitario expresado en dólares de 2017.

Fuentes de información. Los datos utilizados para el cálculo, tanto en términos de registros como de proyecciones son, en su mayoría, de organismos oficiales de los sectores energéticos y ambientales. Las principales referencias son:

- CFE (2014). Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE). México.
- SENER (2014). Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2027.
- Secretaría de Energía (2015). Prospectiva del Sector Eléctrico 2014-2028.
- SENER (2016a). Prospectiva del Sector Eléctrico 2015-2029.
- SENER (2016c). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2016.
- CFE (2013). Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico (COPAR).
- BM (2009). Estudio sobre la Disminución de las Emisiones de Carbono (MEDEC). México.
- CFE (2015). Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico (COPAR).

Resultados. Hasta el momento, los cálculos indican un costo bruto de 15,557 millones de dólares para el periodo 2014-2030 y al ser cuantificados los ahorros, originados por la disminución de la necesidad de generación de electricidad, disminuyen a un costo neto de 8,093 millones de dólares; es decir, cerca de la mitad. El costo medio de mitigación en 2030 se estimó en 17.23 dólares por tonelada de CO₂e mitigada. Esta medida es la única, entre las cuatro analizadas para el sector, en que no se obtiene un costo neto negativo al contabilizarse los ahorros asociados; sin embargo, su viabilidad es alta ya que el mantenimiento de las redes de transmisión y distribución es un proceso continuo y necesario.

II.3.4 SUSTITUIR EL COMBUSTÓLEO POR GAS NATURAL

De manera puntual, la medida buscaría sustituir el uso de combustóleo por gas natural en plantas que no se planeaba repotenciar aunque, de adelantarse su retiro, podrían contribuir a la mitigación de GEI; es decir, se aplica a la nueva capacidad instalada durante el periodo 2014-2030. Aquí se contabiliza el costo total por instalar plantas de generación, a diferencia de la medida II.3.2 en la que básicamente se toma en cuenta el costo de modernizar.

Proyección de escenarios. El escenario tendencial se planteó de acuerdo con el ciclo de planeación 2013-2014, se estimó que en 2014 se consumirían 142.6 mil barriles diarios de combustóleo para Servicio Público (CFE, 2014). Una vez aprobada la reforma energética, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) consideró que el desplazamiento del uso de combustóleo se aceleraría de tal manera que, en 2019, las centrales legadas y las centrales externas legadas (antes Servicio Público), utilizarían sólo 10 mil barriles diarios, mientras que proyecciones anteriores consideraban que en 2028 todavía se utilizarían 13 mil barriles diarios del combustible.

Para el escenario de mitigación se calculó, en primer término, la generación evitada por termoeléctricas, la cual es igual a la que se generará por ciclo combinado; sin embargo, si se realiza el mismo proceso de cálculo para la generación por ciclo combinado.

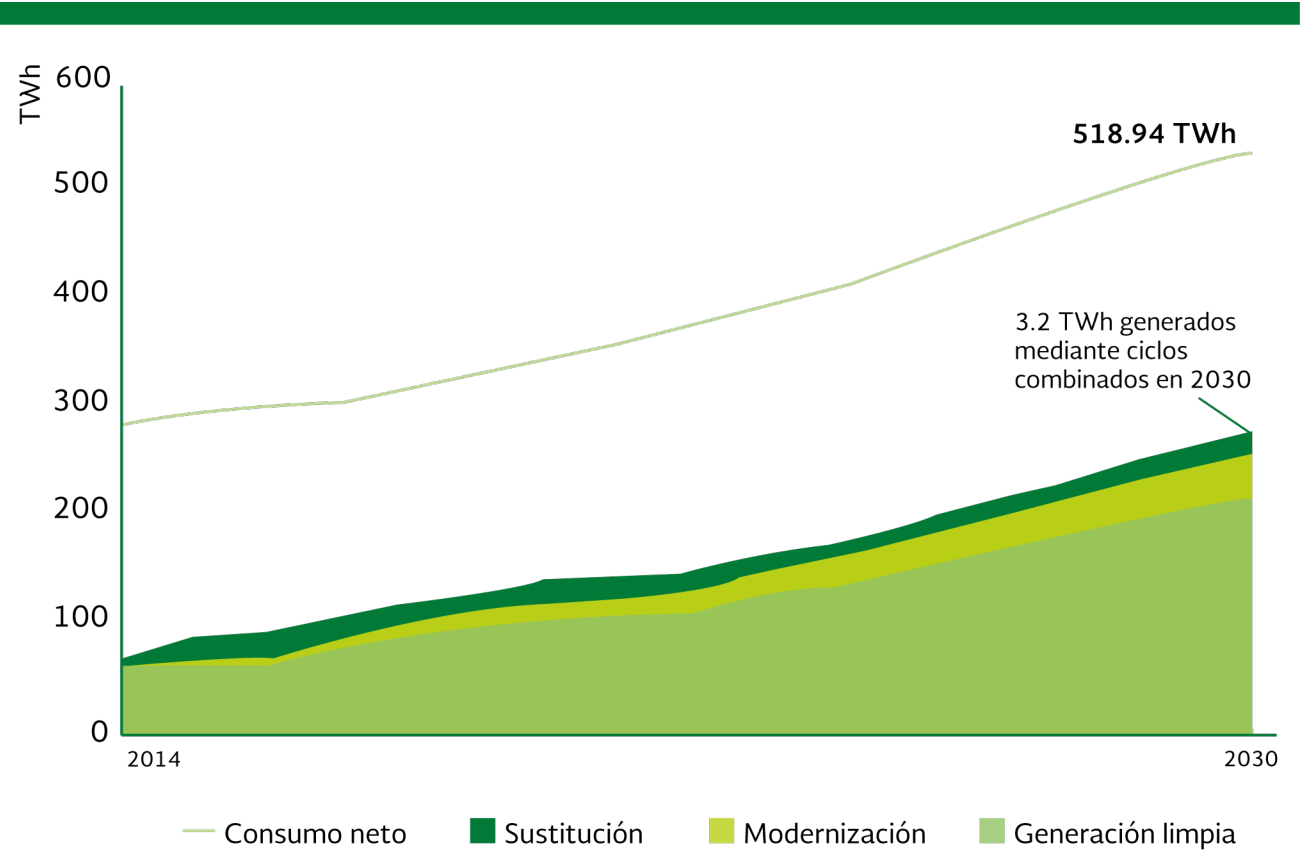
La generación total de esta medida es: 153 TWh de 2014 a 2030, y 3.2 TWh en 2030, asociados con 28.5 MtCO₂e mitigadas en el periodo 2014-2030, y 0.6 MtCO₂e en 2030 (Gráfica II.6).

Método de costeo. Para el cálculo se utiliza el costo nivelado en términos reales de generación por cada una de las tecnologías. En este caso sólo se multiplica la generación necesaria por el costo nivelado respectivo. Se desagregan los costos nivelados de COPAR y se mantienen constantes los

elementos referentes a inversión, agua y operación y mantenimiento, mientras que el rubro correspondiente al costo del combustible varía con los movimientos de los precios que proyecta SENER.

Fuentes de información. Como se ha mencionado, los datos utilizados para el cálculo, tanto en términos de registros como de proyecciones, proceden en su mayoría de fuentes oficiales de los sectores energético y ambiental. Las principales referencias son:

- CFE (2014). Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POI-SE). México.
- SENER (2014). Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2027.
- SENER (2015). Prospectiva del Sector Eléctrico 2014-2028.
- SENER (2016a). Prospectiva del Sector Eléctrico 2015-2029.
- SENER (2016c). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2016.



Gráfica II. 6 Sustrucción de combustibles, 2014-2030.
Fuente: INECC, 2015.

- CFE (2013). Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico (COPAR).
- BM (2009). Estudio sobre la Disminución de las Emisiones de Carbono (MEDEC). México.
- CFE (2015). Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico (COPAR).

Resultados. Los resultados preliminares indican un costo bruto de la medida de 6,243 millones de dólares en el periodo 2014-2030, que al restar los costos del escenario tendencial, darían un costo neto de -9,028 millones de dólares. Además, un costo medio de mitigación en 2030 de -322 dólares.

Debido a que el costo de generar electricidad mediante ciclo combinado es menor que hacerlo con termoelectricas convencionales (por el menor costo del gas y el mayor factor de planta de los Ciclos Combinados a Gas Natural), la sustitución del combustóleo por gas no sólo da como resultado una menor emisión sino también menores costos, que se traducen en ahorros asociados por aplicar la medida.

II.4 CONCLUSIONES

La inversión estimada (costo bruto), necesaria para instrumentar las cuatro medidas de mitigación no condicionadas del sector, ronda los 67,800 millones de dólares¹¹ para el periodo 2014-2030. Sin embargo, uno de los principales retos consiste en difundir las ventajas, tanto económicas como de mitigación, de instrumentar dichas medidas. De concretarlas, el costo neto del sector sería cercano a los -26,234 millones de dólares; es decir, el

país podría ahorrar esos recursos, además de mitigar las emisiones del sector y sus impactos ambientales. Los resultados agregados reflejan que el costo medio de mitigación del sector es de -61.3 dólares por tonelada mitigada durante el periodo 2014-2030 (Figura II.1)

México cuenta con una meta gradual de energías limpias en la matriz de generación eléctrica, establecida en la Ley de Transición Energética aprobada a finales de 2015 (DOF, 2015), que ofrece un panorama positivo del cumplimiento de la mayor parte de la mitigación planteada por la CND en el mediano plazo.

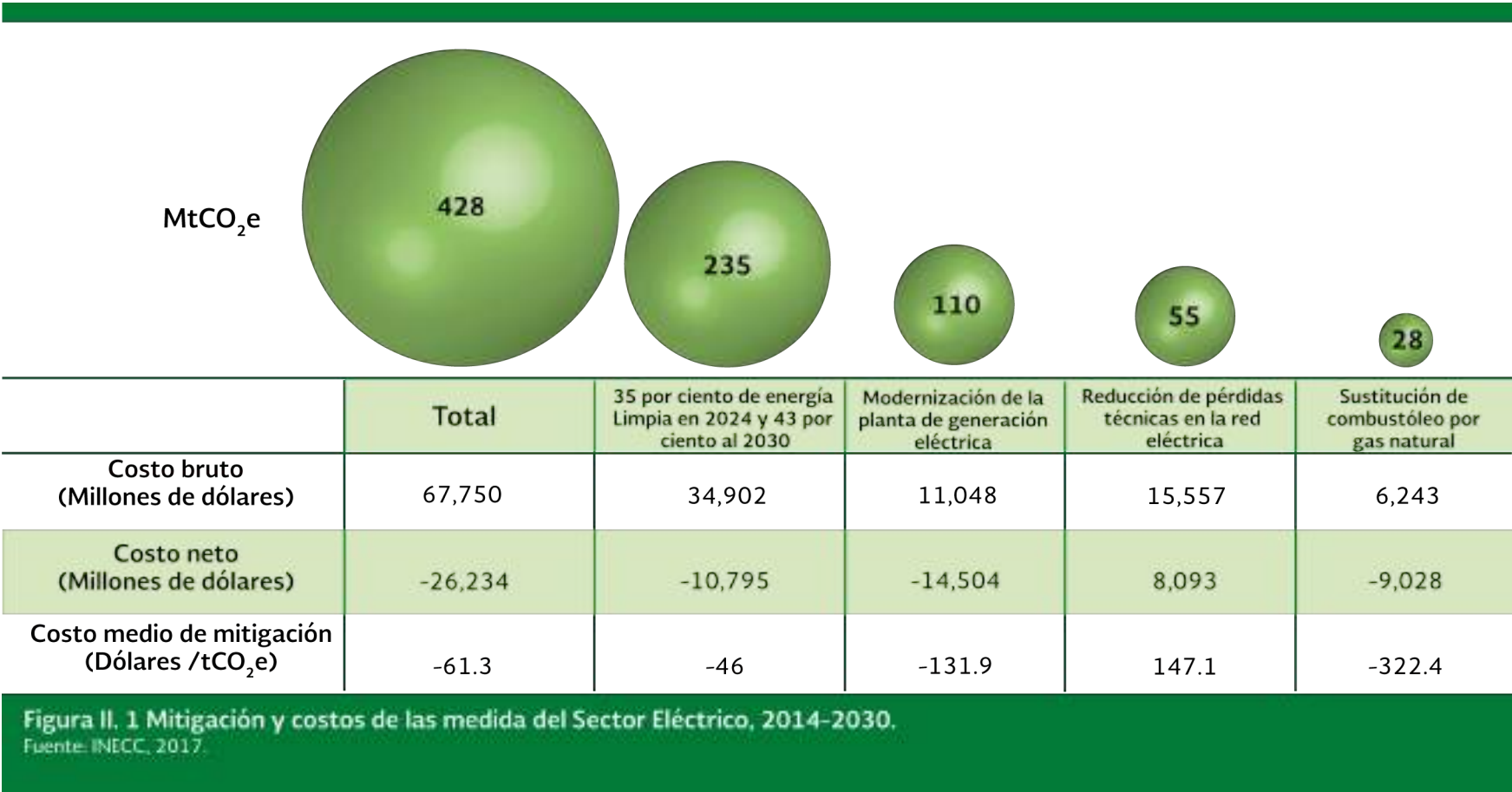
El avance tecnológico, que conlleva una disminución tendencial en los costos de generación de las “energías limpias”, comparadas con las convencionales, puede ser una palanca de apoyo decisiva para alcanzar esta meta.

La transición energética dependerá, además, de la adecuada instrumentación del mercado de Certificados de Energía Limpia (CEL) por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), de Subastas de Energías Renovables por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y, en general, del sistema de obligaciones en materia de certificados de energías limpias conducido por la SENER.

Por otra parte, el Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS), que grava los combustibles fósiles para generar energía eléctrica (combustóleo, coque y carbón) ha funcionado como incentivo para uso de combustibles más limpios, como el gas natural. En esta tendencia, la CFE se ha comprometido a reducir en 90 por ciento el uso de combustóleo para generación eléctrica en 2018, respecto de 2012 (CFE, 2014). Además, refinerías como la de Tula y Salamanca se espera que dejen de producir combustóleo a partir de 2019.

¹¹ Todas las cantidades monetarias se expresan en dólares de 2017.

Adicionalmente, se espera que el nuevo marco regulatorio, producto de la Reforma Energética, permita mayor inversión pública y privada en transmisión y distribución, así como el uso de nuevas tecnologías y modelos de negocio para la operación, gestión del sistema y de la demanda. Como parte de ello, operan programas encaminados a reducir las pérdidas técnicas y no técnicas de la red, como el Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución (CFE) o el Programa de Redes Eléctricas Inteligentes.



REFERENCIAS

BM. (14 de marzo de 2017). Indicadores del Banco Mundial. Obtenido de <http://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.ELEC.KH.PC>

CFE. (2013b). Reporte Anual CFE 2013.

CFE. (2014). Informe Anual CFE 2014.

CFE. (2014a). Programa de Obras e Inversiones del sector eléctrico, POISE 2014-2028.

DOF. (2008). Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética, LAERFTE.

DOF. (2012). Ley General de Cambio Climático, LGCC.

DOF. (2015). Ley de Transición Energética, LTE.

INECC. (2013). Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

IPCC. (2013). *Fifth Assessment Report (AR5). Intergovernmental Panel of Climate Change*. Obtenido de <https://www.ipcc.ch/report/ar5/>.

OCDE. (14 de marzo de 2017). *IEA electricity information statistics*. Obtenido de http://www.oecd-ilibrary.org/energy/data/iea-electricity-information-statistics__elect-data-

Presidencia de la República. (14 de marzo de 2017). [www.gob.mx](https://www.gob.mx/presidencia/documentos/declaracion-de-lideres-de-america-del-norte-sobre-la-alianza-del-clima-energia-limpia-y-medio-ambiente). Obtenido de <https://www.gob.mx/presidencia/documentos/declaracion-de-lideres-de-america-del-norte-sobre-la-alianza-del-clima-energia-limpia-y-medio-ambiente>

SEMARNAT. (2015). Aviso para el reporte del Registro Nacional de Emisiones.

SENER. (2013). Prospectiva de Energías Renovables 2013-2027. México.

SENER. (2013a). Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2027.

SENER. (2014). Prospectiva del Sector Eléctrico 2014-2028. México.

SENER. (2014a). Prospectiva de Energías Renovables 2014-2028.

SENER. (2016). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN). México.

III. SECTOR RESIDENCIAL Y COMERCIAL¹

¹ En el Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero (INEGyCEI) las emisiones de los Sectores Residencial y Comercial se contabilizan en un solo sector debido a que este inventario se realiza con base en las guías metodológicas acordadas por la Conferencia de las Partes, es decir, con base en las directrices del Grupo Intergubernamental sobre el Cambio Climático.

III.1 ANTECEDENTES

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), el Sector Residencial y Comercial es de los que más energía consumen a nivel global; su demanda alcanza cerca de 22 por ciento de la energía total del planeta (IEA, 2017).

En 2015, el Sector Residencial y Comercial de México se situó como el tercer consumidor final de energía con 18 por ciento del total, sólo después del Sector Transporte cuyo consumo fue de 47 por ciento y del Sector Industrial con 32 por ciento. En específico, este sector consumió 960 Petajoules (PJ)² de los cuales corresponden 757 al residencial, 172 al comercial y 31 PJ al público (SENER, 2016).

Se reportaron 26 Millones de toneladas de CO₂e (MtCO₂e) emitidas en 2013, mismas que contribuyeron con 4 por ciento de las emisiones totales

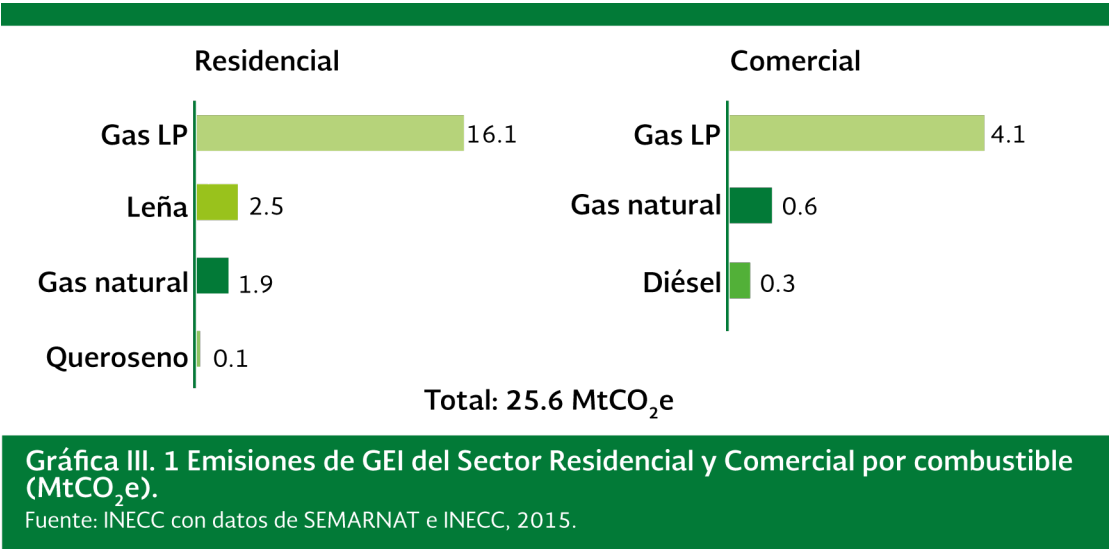
2 Un Petajoule = 10¹⁵ Joules. El Joule es la unidad aceptada por el Sistema Internacional de Unidades utilizada para medir energía y representa la cantidad de energía necesaria para mover un kilogramo (kg) con una aceleración de un metro por segundo al cuadrado (m/s²) a lo largo de una distancia de un metro (m).

de Gases de Efecto Invernadero (GEI) a escala nacional, y 19 mil toneladas de Carbono Negro (CN), es decir, 15 por ciento del total reportado en el mismo año (SEMARNAT; INECC, 2015).

Al desglosar las emisiones del sector, 90 por ciento correspondió a bióxido de carbono (CO₂), 9 por ciento metano (CH₄) y 1 por ciento a óxido nitroso (N₂O), (en unidades de CO₂ equivalente -CO₂e-). Las emisiones se generan básicamente por la combustión de gas Licuado de Petróleo (LP), gas natural, leña y diésel³ utilizados para calentar agua y en la cocción de alimentos, actividades de mayor demanda de combustible. (Gráfica III.1).

De acuerdo con la Secretaría de Energía (SENER), el consumo total de energía del Sector Residencial en el país se satisface principalmente con gas LP y leña. Cada uno muestra una participación de alrededor de un tercio del consumo total; en tercer lugar aparece la electricidad, con 27 por ciento del consumo total.

3 Las emisiones por combustión de diésel representan sólo el 1 por ciento del total generado en el Sector Residencial y Comercial, sin embargo, dichas emisiones se atribuyen principalmente a la utilización de plantas generadoras de energía eléctrica a diésel en el Sector Comercial.



Por otra parte, en el Sector Comercial la electricidad ocupa el primer lugar, con 48 por ciento del total de energía consumida, y el segundo el gas LP, con 38 por ciento (SENER, 2016).

III.2 MEDIDAS DE MITIGACIÓN

Con las medidas no condicionadas definidas para el Sector Residencial y Comercial en conjunto, se busca mitigar 5 MtCO₂e y 9 mil toneladas de CN en 2030, es decir, 18 y 60 por ciento del total de emisiones del sector, respectivamente, en relación con el escenario tendencial.

Para reducir el volumen de emisiones se establecieron dos medidas que, unidas, mitigarían 18 MtCO₂e entre 2020 y 2030. Dichas medidas son las siguientes:

- 1. Utilizar equipos ahorradores de agua para disminuir la demanda de energía para calentamiento de agua.
- 2. Sustituir calentadores convencionales por otros eficientes (instantáneos y solares).

III.3 ESTIMACIÓN DE COSTOS Y DESCRIPCIÓN DE LAS MEDIDAS

La metodología para estimar los costos se basó en un esquema desagregado, el cual se caracteriza por un enfoque microeconómico en el que se toman en cuenta consumos individuales y se agregan a escala nacional.

En primer término, se diseñó el escenario tendencial que muestra el comportamiento teórico de las

emisiones y de sus componentes si las medidas no se aplicaran. Después, se diseñó el escenario de mitigación o CND que prevé lo que ocurriría al instrumentarse las medidas e incluye el comportamiento de las emisiones y de sus componentes. De la diferencia de emisiones del escenario CND y el escenario tendencial resulta el volumen de mitigación de la medida (Gráfica III.2).

Para elaborar la línea base se tomó en cuenta el dato inicial del Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero (INEGyCEI) 2013. Después, se establece una tasa de crecimiento del número de calentadores y de penetración de otras tecnologías, de acuerdo con las prospectivas de la SENER y los datos demográficos del Consejo Nacional de Población (CONAPO) y del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI). Este ejercicio arroja como resultado un volumen de emisiones del sector de 28 MtCO₂ en 2030.

Posteriormente, se identificaron elementos necesarios para instrumentar las medidas y se calcularon los costos asociados a cada escenario.

Finalmente, con la diferencia del costo para instrumentar las medidas bajo un escenario CND, menos el costo de la inacción o del escenario tendencial, se derivó el costo neto y se normalizó con la mitigación de cada medida y así obtener el costo medio de mitigación, el cual indica el costo de cada tonelada mitigada.

III.3.1 UTILIZAR EQUIPOS AHORRADORES DE AGUA PARA DISMINUIR LA DEMANDA DE ENERGÍA PARA CALENTAMIENTO DE AGUA

La medida consiste en sustituir regaderas convencionales en viviendas a partir de 2020, hasta lograr que el 75 por ciento del parque total en 2030

esté conformado por regaderas ecológicas⁴ en las viviendas, y así disminuir la cantidad de agua caliente para aseo personal (ducha); por tanto, la cantidad de energía requerida para calentarla y, de esta forma, reducir las emisiones.

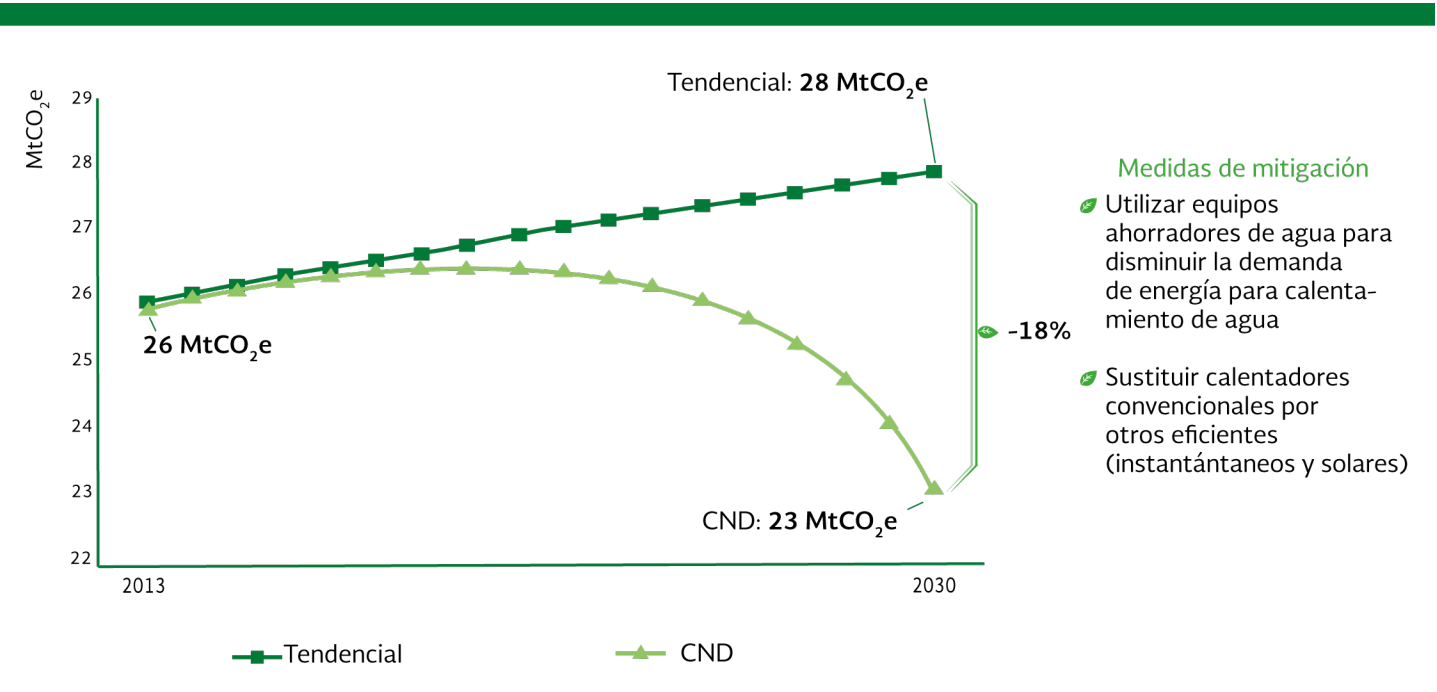
Proyección de escenarios. Para construir el escenario tendencial se proyectó el número de viviendas en el país de forma lineal al año 2030, con una tasa media de crecimiento anual de 2 por ciento, de acuerdo con los censos del INEGI. La proporción de viviendas que cuenta con regadera es de 72 por ciento (INEGI, 2016) (Figura III.1).

De esta forma, el escenario tendencial está determinado por el número de viviendas nuevas que cuentan con regadera, mientras que en el escenario de mitigación se incluye una tasa de penetración de regaderas ecológicas sobre el total de viviendas proyectadas en cada año, que arroja la cifra total de regaderas para cada escenario.

Se calculó el consumo individual de energía requerida para la ducha con regadera convencional, y se estimó el ahorro de energía que tendría un individuo al utilizar una regadera ecológica. Estas cantidades se convirtieron a su equivalente en kilogramos de gas LP para posteriormente, multiplicarlo por su factor de emisión. Los supuestos utilizados se observan en el Cuadro III.1.

Método de costeo. Para instrumentar esta medida, los costos estimados se obtienen al multiplicar el parque de cada escenario por el precio de las regaderas ecológicas. Respecto de los precios de éstas, se tomaron promedios de cifras observadas en 2017; por ejemplo, de las regaderas que se comercializan en el mercado minorista, de los precios del gas reportados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), y del tipo de cambio reportado por el Banco de México (BANXICO).

⁴ De acuerdo con la NOM-008-CNA-1998, se considera regadera ecológica cuando su gasto mínimo de agua es menor a 3.8 litros por minuto (SEMARNAT, CONAGUA, 1998).



Gráfica III. 2 Escenario tendencial y mitigación del Sector Residencial y Comercial.
Emisiones de GEI (2013) : 26 MtCO₂e
Mitigación del sector (2030) : 5 MtCO₂e
Fuente: INECC, 2015.

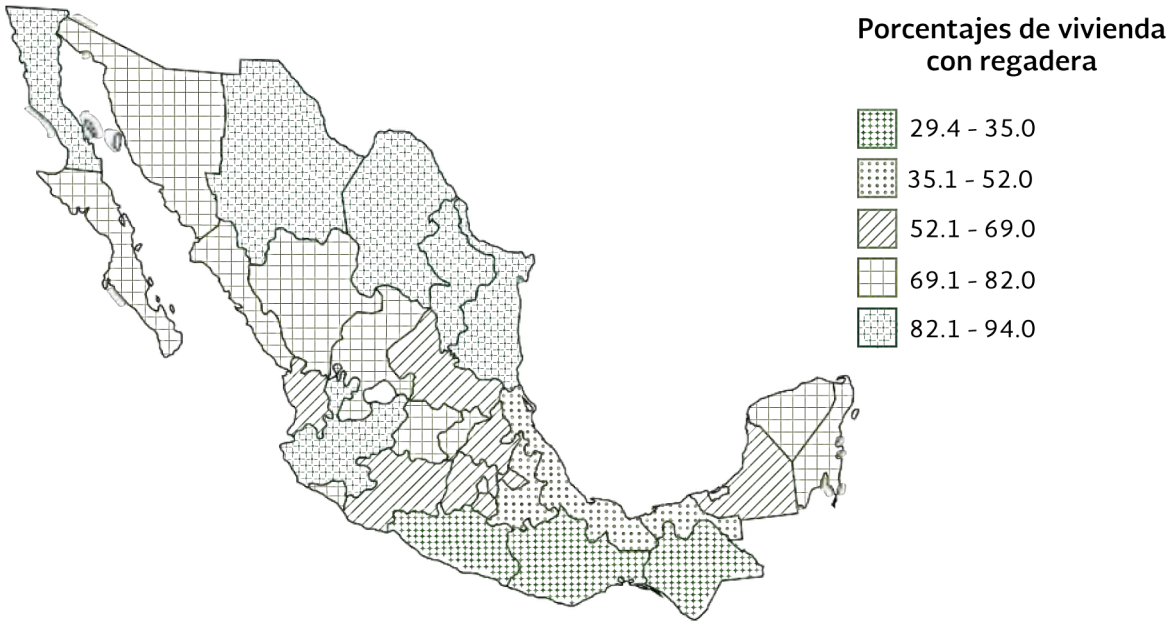


Figura III. 1 Porcentajes de viviendas en el país que cuentan con regadera.
Fuente: INECC con datos de INEGI, 2015.

Parámetro	Valor	Unidades	Fuente
Volumen de agua caliente utilizada para baño por persona	87.72	Litros	CONAGUA, 2012
Temperatura promedio del agua caliente para que una persona se bañe	38.00	°C	Alberta Health Services, 2012
Eficiencia de calentador convencional	76%	Adimensional	DOF, 2011
Eficiencia de calentador instantáneo	84%	Adimensional	DOF, 2011
Factor de emisión de gas natural	57.76	tCO ₂ /TJ	IMP, 2014
Poder calorífico neto del gas natural	46.74	MJ/Kg	IMP, 2014
Factor de emisión del gas LP	65.08	tCO ₂ /TJ	IMP, 2014
Poder calorífico neto del gas LP	46.16	MJ/Kg	IMP, 2014
Promedio de habitantes por vivienda en 2030	3.36	Habitantes	CONAPO, 2015

Cuadro III. 1 Principales supuestos utilizados en la medida de equipos ahorradores de agua.
Fuente: INECC, 2017.

Fuentes de información. Las principales fuentes de información consultadas para el cálculo de costos de esta medida fueron:

- INECC (2013). Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (2013).
- SENER (2014). Prospectiva de Gas Natural y Gas LP 2014-2028.
- SENER (2016). Prospectiva de Gas LP 2016-2030.
- SENER (2016). Prospectiva de Gas Natural 2016-2030.
- CONUEE (2011). Dictamen Técnico de Energía Solar Térmica en Vivienda.
- CONUEE (2016). Ahorros de energía por tecnologías consideradas en la hipoteca verde de INFONAVIT.
- INECC (2014). Factores de emisión para los diferentes tipos de combustibles fósiles que se consumen en México.
- CONAGUA (2012). Estimación de los factores y funciones de la demanda de agua potable en el sector doméstico en México.
- DOF (1998). Norma Oficial Mexicana NOM-008-CNA-1998, Regaderas empleadas en el aseo corporal-Especificaciones y métodos de prueba.
- Profeco (2011). Estudio de calidad: regaderas para aseo personal. Revista del consumidor.

Asimismo, se consultaron documentos de la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), Asociación Nacional de Energía Solar (ANES) y Comisión Nacional de Vivienda (CONAVI). Del INEGI se utilizó información poblacional, como la Encuesta Intercensal 2015, la Encuesta Nacional de Ingreso y Gastos de los Hogares, los Censos de Población y Vivienda, así como estimaciones y proyecciones del CONAPO. También se consultaron precios de mercado registrados por la CRE y BANXICO.

Resultados. El ahorro de energía por el uso de una regadera ecológica que disminuya la cantidad de agua caliente para la ducha es de 40 por ciento y se estimó en 12,530 Mega Joules (MJ) al día por vivienda.

Los resultados de la estimación indican que la introducción de regaderas ecológicas del escenario CND, tiene un costo bruto de 31 millones de dólares y un costo neto de -727 millones de dólares, es decir, llevar a cabo la medida generaría un ahorro, en precios constantes de 2017, en el período 2020-2030. El costo medio de mitigación en 2030 es de -58 dólares y se tendría una mitigación aproximada de 10 MtCO₂e en el período 2020-2030.

III.3.2 SUSTITUIR CALENTADORES CONVENCIONALES POR OTROS EFICIENTES (INSTANTÁNEOS Y SOLARES)

De acuerdo con la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE), la más promisorio oportunidad de ahorro de energía en el Sector Residencial y Comercial se encuentra en la sustitución de equipos ineficientes por otros de mayor eficiencia, ya que al incorporar nuevos calentadores de agua gradualmente mejorará el rendimiento de los combustibles utilizados en este entorno (SENER, 2013).

Esta medida consiste en sustituir los calentadores convencionales por otros como los instantáneos o solares. Para fines prácticos del cálculo de costos, se separó la medida en dos estimaciones: una para calentadores instantáneos que contempla la sustitución gradual de calentadores convencionales en vivienda hasta que, en el año 2030, la mitad del número de calentadores cambie por instantáneos. La segunda estimación consideró un aumento de la penetración de calentadores solares a razón de 68 mil metros cuadrados anuales, adicionales a la línea base de

crecimiento para esta tecnología considerada por la SENER.

Proyección de escenarios. Para construir el escenario tendencial se proyectó de forma lineal el número de viviendas en el país al 2030. De acuerdo con el INEGI, en 2015, del total de viviendas 49 por ciento reportó contar con calentador de agua. En este escenario se capturó información de la Prospectiva 2016-2030 de la SENER (SENER, 2016), ya que muestra un ahorro significativo de energía en el consumo nacional de gas, debido a la sustitución de equipos de calentamiento de agua convencionales por otros más eficientes en un escenario tendencial.

El escenario CND de calentadores instantáneos se generó con base en información de los fabricantes y de acuerdo con la Norma Oficial Mexicana NOM-003-ENER-2011, de eficiencia térmica de calentadores de agua para uso doméstico y comercial. Así, la eficiencia térmica promedio del parque de los equipos instantáneos mostrará una mejora de 8 puntos porcentuales frente a los equipos convencionales.

Se calculó la energía necesaria para que una persona se duche tanto con un calentador convencional como con uno más eficiente, para obtener los kilogramos de gas LP ahorrados. Con información de la SENER, para 2030 se proyectó a escala nacional un consumo de energía asociado al calentamiento de agua y se multiplicó por sus factores de emisión.

En el caso de los calentadores solares, vale recordar que estos dispositivos transforman la radiación solar en energía térmica, es decir, son transformadores de energía cuya operación sustituye el equivalente de gas LP o gas natural que utilizan los calentadores a gas.

Para construir el escenario tendencial, se siguió la misma metodología usada para los calentadores solares; pero se considera, de acuerdo con INEGI,

que 3.2 por ciento de las viviendas en 2015 disponen de un calentador solar, así como información de aprovechamiento de energía solar del Balance Nacional de Energía (SENER, 2016) y de las especificaciones de operación mínimas para los calentadores solares en función de la NMX-ES-001-2005. Algunos supuestos adicionales utilizados se observan en el **Cuadro III.2**.

Método de costeo. El costo de la medida se obtiene al sumar: a) el parque estimado de calentadores instantáneos multiplicado por el precio promedio de este calentador en el mercado minorista, más b) el parque estimado de calentadores solares multiplicado por su precio promedio en el mercado minorista.

Para obtener el costo bajo el escenario tendencial, se calcula la energía requerida por un calentador convencional y se convierte a su equivalente en kilogramos de gas LP. Se agrega a escala nacional y se multiplica por el precio promedio del gas reportado por la CRE.

Para el caso de los calentadores solares, se calcula el gas que se ahorraría al utilizar estos equipos, se agrega a nivel nacional y se multiplica por el precio del gas reportado por la CRE.

Fuentes de información. Algunas fuentes de información adicionales a las consultadas en el caso de la medida de regaderas ecológicas fueron:

- DOF (2011). Norma Oficial Mexicana NOM-003-ENER-2011. Eficiencia térmica de calentadores de agua para uso doméstico y comercial. Límites, método de prueba y etiquetado.
- SENER (2013). Balance Nacional de Energía 2013.
- SENER (2016). Balance Nacional de Energía 2016.
- De Buen, R. O. (2016). La NOM de eficiencia energética para calentado-

Parámetro	Valor	Unidades	Fuente
Eficiencia de calentador convencional	76%	Adimensional	DOF, 2011
Eficiencia de calentador instantáneo	84%	Adimensional	DOF, 2011
Proporción de GN utilizado para calentamiento de agua en residencial	57%	Adimensional	De Buen, 2016
Proporción de GLP utilizado para calentamiento de agua en residencial	65%	Adimensional	De Buen, 2016
Factor de emisión de gas natural	57.76	tCO ₂ /TJ	IMP, 2014
Poder calorífico neto del gas natural	46.74	MJ/Kg	IMP, 2014
Factor de emisión del gas LP	65.08	tCO ₂ /TJ	IMP, 2014
Poder calorífico neto del gas LP	46.16	MJ/Kg	IMP, 2014
Área promedio de calentadores solares	3.04	m ²	SENER, 2013
Aporte de energía de calentadores solares, 24 horas	8.00	MJ/m ²	CONUEE, 2011
Participación de calentadores solares (equipos nuevos) en 2030	67%	Adimensional	ANES, 2016
Ahorro de gas por uso de calentadores solares	80%	Adimensional	ANES, 2016

Cuadro III. 2 Principales supuestos utilizados en la medida de sustitución de calentadores convencionales.
Fuente: INECC, 2017.

res de agua y sus impactos energéticos, económicos y ambientales.

Resultados. El ahorro de energía por el uso de un calentador instantáneo es de 2,983 Kilojoules (KJ) al día por vivienda, en tanto que el ahorro de energía por el uso de un calentador solar se calculó en 32 mil KJ al día por vivienda. Los resultados de la estimación muestran que aumentar el parque de calentadores instantáneos y solares arroja un costo bruto de 1,093 millones de dólares y un costo neto de 500 millones de dólares en el período 2020-2030.

Aunque en los ahorros derivados de esta medida se incluyen ambos tipos de calentador, la rentabilidad de los solares es más alta que la de los instantáneos, ya que los calentadores solares tienen un ahorro mayor por unidad de inversión y un tiempo de recuperación de la inversión tres veces menor.

El costo medio de mitigación en 2030 es de 13 dólares. La mitigación aproximada de la medida, en el período 2020-2030, es de 7.8 MtCO₂e.

III.4 CONCLUSIONES

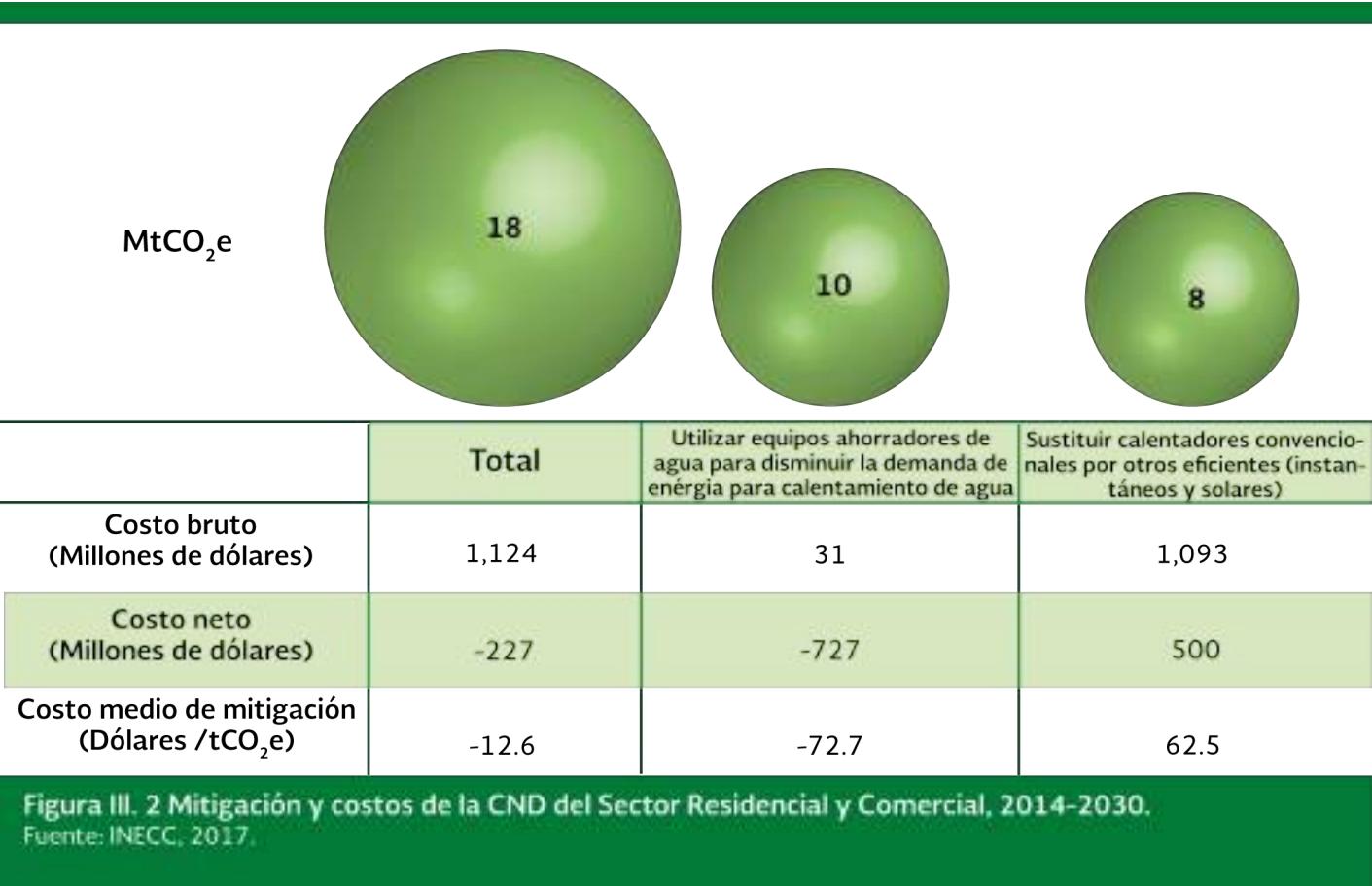
Instrumentar las dos medidas de mitigación, no condicionadas, en el Sector Residencial y Comercial alcanza un costo bruto de 1,124 millones de dólares en el período 2020-2030. El costo neto es de -227 millones de dólares, con una mitigación de 5 MtCO₂e en 2030 y un total acumulado en el período 2020-2030 cercano a 18 MtCO₂e (Figura III.2). Es decir, si se llevan a cabo estas dos medidas, además de contribuir con el cumplimiento de las CND, se tendría un ahorro de 227 millones de dólares en el país.

La medida más rentable del sector consiste en utilizar equipos ahorradores de agua y así disminuir la demanda de energía para calentamiento de agua, ya que la inversión necesaria para adquirir regaderas ecológicas es de las más bajas en comparación con la inversión necesaria para instrumentar medidas en otros sectores. De ese modo

se obtendrían ahorros en términos monetarios, además de otros beneficios (no contabilizados en esta estimación) derivados de utilizar menor cantidad de agua en cada ducha.

Si bien el Sector Residencial y Comercial es el que menos emisiones genera y el que menos volumen de mitigación aportará a las CND, desempeña un papel relevante debido a que se relaciona con los consumos en los hogares y comercios, donde las personas perciben costos y ahorros de forma directa.

En la medida que se difundan los beneficios de usar paquetes de tecnologías más eficientes en viviendas o comercios, y que se ofrezca una mayor gama de tecnologías a las que puedan acceder fácilmente los consumidores, es de esperarse una mitigación de mayor impacto en este sector.



REFERENCIAS

CONAGUA. (2012). Estimación de los factores y funciones de la demanda de agua potable en el sector doméstico en México. Obtenido de https://www.researchgate.net/profile/Gloria_Soto2/publication/274053633_Estimacion_de_los_factores_y_funciones_de_la_demanda_de_agua_potable_en_el_sector_domestico_en_Mexico/links/5512dcd90cf20bfdad523655/Estimacion-de-los-factores-y-funciones-de-la-deman

CONAPO. (2015). Estimaciones y proyecciones de la población por entidad federativa. CDMX: N/A.

CONUEE. (2016). Ahorros de energía por tecnologías consideradas en la hipoteca verde de INFONAVIT. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/195060/Analisis_EE_Hipoteca_Verde_feb_2017_2.pdf

CRE. (2017). Historial de precios promedio al público de gas reportados por los distribuidores. Obtenido de <https://www.gob.mx/cre/documentos/historial-de-precios-promedio-al-publico-de-gas-lp-reportados-por-los-distribuidores?state=published>

DOF. (1998). Norma Oficial Mexicana NOM-008-CNA-1998, Regaderas empleadas en el aseo corporal-Especificaciones y métodos de prueba. Obtenido de http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=4893451&fecha=21/09/1998

DOF. (2011). Eficiencia térmica de calentadores de agua para uso doméstico y comercial. Límites, método de prueba y etiquetado. Obtenido de NOM-003-ENER-2011: <http://www.dof.gob.mx/normasOficiales/4458/sener/sener.htm>

IEA. (2017). World Energy Balances. Obtenido de <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WorldEnergyBalances2017Overview.pdf>

INECC. (2013). Inventario de gases y compuestos de efecto invernadero. Obtenido de http://www.inecc.gob.mx/descargas/cclimatico/2015_inv_nal_emis_gei_result.pdf

INECC. (2014). Factores de emisión para los diferentes tipos de combustibles fósiles que se consumen en México . Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/110131/CGCC-DBC_2014_FE_tipos_combustibles_fosiles.pdf

INECC e IMP. (2014). Factores de emisión para los diferentes tipos de combustibles fósiles y alternativos que se consumen en México. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/110131/CGCCDBC_2014_FE_tipos_combustibles_fosiles.pdf

INECC y SEMARNAT. (2015). Primer Informe Bienal de Actualización ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. México: INECC/Semarnat.

INECC y SEMARNAT. (2015). Primer Informe Bienal de Actualización ante la Convención Marco de las Naciones Unidas. Obtenido de http://www.inecc.gob.mx/descargas/cclimatico/2015_bur_mexico_low_resolution.pdf

INEGI. (2016) Encuesta Intercensal 2015. Obtenido de <http://www.beta.inegi.org.mx/proyectos/enchogares/especiales/intercensal>

IPCC. (2000). *Methodological and Technological Issues in Technology Transfer*. Obtenido de <http://www.ipcc.ch/ipccreports/sres/tectran/index.php?idp=0>

CONUEE. (2011). Dictamen Técnico de Energía Solar Térmica en Vivienda.

SEGOB; SHCP; SEDESOL; SEMARNAT; SENER; SE; SAGARPA; SCT. (2016). Fondo para el cambio climático. Obtenido de Convocatoria Nacional N° 08/16: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/136377/Convocatoria_Nacional_08_16_Semarnat.pdf

SEMARNAT, CONAGUA. (1998). Diario Oficial de la Federación. Obtenido de NOM-008-CNA-1998: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=4893451&fecha=21/09/1998

SEMARNAT e INECC. (2015). Primer Informe Bienal de Actualización ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

SENER. (2013). Prospectiva de energías renovables. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/62948/Prospectiva_de_Energ_as_Renovables_2013-2027.pdf

SENER. (2014). Prospectiva de Gas Natural y Gas LP 2014-2028. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/62944/Gas_natural_y_Gas_L.P._2014-2028.pdf

SENER. (2016). Balance Nacional de Energía. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/288692/Balance_Nacional_de_Energ_a_2016__2_.pdf

SENER. (2016). Prospectiva de Gas LP 2016-2030. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/177623/Prospectiva_de_Gas_LP.pdf

SENER. (2016). Prospectiva de Gas Natural 2016-2030. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/177624/Prospectiva_de_Gas_Natural_2016-2030.pdf

IV. SECTOR PETRÓLEO Y GAS

IV.1 ANTECEDENTES

Desde que se expropió el sector petróleo en 1938, este recurso ha sido uno de los principales motores de la economía nacional. En los últimos 15 años se ha observado una tendencia positiva de la participación porcentual en las ganancias petroleras respecto al Producto Interno Bruto (PIB), ya que transitó de 3.06 por ciento en 2000 a 3.68 por ciento en 2014 (Banco Mundial, 2016).¹

También ha sido uno de los mayores contribuyentes a los ingresos del gobierno federal. En los últimos 25 años, el sector ha aportado aproximadamente una cuarta parte del presupuesto federal con máximos de hasta 44 por ciento, como el observado en 2008 (SHCP, 2016).

A partir del 20 de diciembre de 2013, cuando entró en vigor la Reforma Constitucional en Materia de Energía Eléctrica y Petróleo (“Reforma energética”), se modificó el esquema de gestión de los recursos energéticos del país (Pemex, 2014).

Al abrirse a la participación de inversionistas privados, se presentan oportunidades para renovar y mejorar la infraestructura del sector, que podrían aumentar la eficiencia y rentabilidad del mismo, y mejorar la calidad de los combustibles que contribuirán a la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

En el Inventario de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero (INEGyCEI) de 2013, el sector reportó emisiones derivadas de la producción, transporte, distribución, procesamiento y uso de hidrocarburos de Petróleos Mexicanos (Pemex) en sus siete subsidiarias;² así como por fuentes fijas de emisión (tanto de equipos de combustión, oxidadores, quemadores, separadores y torres como de venteo en plantas de amonia-

co y de etileno, venteos en plantas de gas natural y emisiones fugitivas propias) (INECC; SEMARNAT, 2015; DOF, 2015).

La línea base de emisiones del sector se estimó a partir de su producción y a la expectativa de crecimiento económico, publicada en los documentos Prospectiva de Petróleo y Petrolíferos 2013–2027 y Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2013–2027 (SENER, 2014). Esta línea base alcanza 137 Millones de toneladas de CO₂e (Mt-CO₂e) de GEI y 2.9 miles de toneladas de Carbono Negro (CN) en 2030 (INECC, 2015).

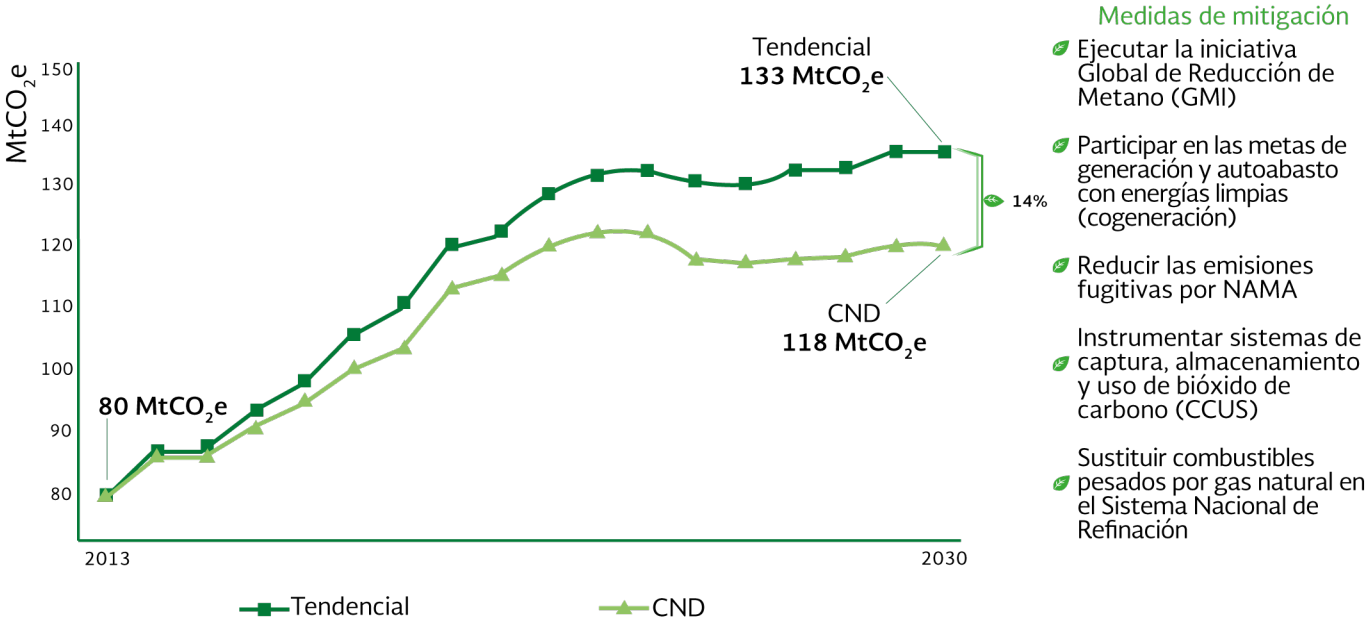
IV.2 MEDIDAS DE MITIGACIÓN

Para reducir el volumen de emisiones de este sector se definieron cinco medidas no condicionadas que, en conjunto, mitigarían 19 MtCO₂e de GEI en 2030 y 151 MtCO₂e de GEI durante el lapso de 2014 a 2030 (**Figura IV.1**):

-  Ejecutar la iniciativa Global de Reducción de Metano (GMI).
-  Participar en las metas de generación y auto abasto con energías limpas (cogeneración).
-  Reducir las emisiones fugitivas por NAMA.
-  Instrumentar sistemas de captura, almacenamiento y uso de bióxido de carbono (CCUS)
-  Sustituir combustibles pesados por gas natural en el Sistema Nacional de Refinación.

¹ En 2015 el porcentaje baja a 1.3 por ciento debido al descenso del precio del petróleo.

² Pemex Exploración y Producción; Pemex Cogeneración y Servicios; Pemex Fertilizantes; Pemex Etileno; Pemex Logística; Pemex Perforación y Servicios; y Pemex Transformación Industrial



Gráfica IV. 1 Escenario tendencial y mitigación del Sector Petróleo y Gas.

Emisiones de GEI (2013): 80 MtCO₂e
Mitigación del sector (2030): 19 MtCO₂e
Fuente: INECC, 2015.

IV.3 ESTIMACIÓN DE COSTOS Y DESCRIPCIÓN DE LAS MEDIDAS

Debido a la diversidad de las medidas enunciadas, la adopción de una metodología única daría como resultado un análisis sesgado; de ahí que el análisis se enfoque a la estimación de los costos netos de los proyectos considerados en la ruta de mitigación del sector.

IV.3.1 EJECUTAR LA INICIATIVA GLOBAL DE REDUCCIÓN DE METANO (GMI)

La Iniciativa Global de Reducción de Metano (GMI, por sus siglas en inglés), tiene origen en una asociación voluntaria y multilateral instituida en 2004, cuyo objetivo es reducir las emisiones mundiales de metano y la mitigación, recupe-

ración y uso del mismo como fuente de energía limpia. La GMI apunta a que la reducción de emisiones del gas pueda figurar como una medida costo-efectiva para reducir emisiones de GEI y que, a su vez, abone a la seguridad energética, al crecimiento económico y a la mejora en la calidad del aire, así como a la seguridad de los trabajadores del sector (GMI, 2016).³

Las emisiones de metano en el Sector Petróleo y Gas son resultado de la operación convencional del sector y de la suspensión de procesos en los centros de trabajo. Estas emisiones pueden ser mitigadas por soluciones costo-efectivas al mejorar y actualizar, tanto las tecnologías, como los equipos con que opera el sector (GMI, 2017).

³ La GMI alcanza estos objetivos mediante la creación de una red internacional de países socios, miembros del sector privado, bancos de desarrollo, universidades y organizaciones no gubernamentales enfocada a realizar evaluaciones, crear capacidades, crear asociaciones y compartir información para facilitar el desarrollo de proyectos de reducción de metano en los países socios.

IV.3.2 REDUCIR LAS EMISIONES FUGITIVAS POR NAMA

Las Acciones Nacionalmente Apropriadas de Mitigación (NAMA, por sus siglas en inglés) en sistemas de procesamiento, transporte y distribución de gas natural están orientadas a mitigar las emisiones fugitivas en los distintos componentes del sistema de gas natural de México.

El objetivo del programa consiste en alcanzar los niveles de emisiones fugitivas de países como Estados Unidos y Canadá, lo cual representaría pasar de un factor de emisiones de 118 toneladas de gas natural (metano) por Petajoule (PJ)⁴ procesado, transportado y distribuido a un factor de 57 toneladas de metano por PJ (tCH₄/PJ). La NAMA incluye toda liberación intencional o no intencional de metano que pueda ocurrir durante la extracción, procesamiento y entrega de gas natural hasta su punto de utilización final. El potencial de mitigación identificado es de 3.23 MtCO₂e en 2030 y de 28.33 MtCO₂e en el periodo 2014 a 2030.

Proyección de escenarios. El escenario tendencial de esta medida supone que el sistema de gas natural de México no mejora su factor de emisión en el periodo 2014 a 2030, el cual se mantendría fijo en 118 tCH₄/PJ y se fugarían cerca de 100 mil tCH₄ en 2030 o 1 millón de tCH₄ en el periodo analizado.

En el escenario de mitigación se asume pasar del factor de fugas de 118 tCH₄/PJ en 2013 hasta llegar a 57 tCH₄/PJ en 2030, a una tasa de mejora lineal de 3.6 tCH₄/PJ por año.

Método de costeo. Para estimar el costo del escenario de mitigación se tomó como punto de partida el estudio realizado por la empresa CO₂ Solutions. Dicho estudio, denominado “Programa

En el marco de la cooperación entre la GMI y Pemex, se realizaron 20 proyectos en los cuales se midieron y diagnosticaron diversos centros de trabajo. Dichos proyectos buscan mejorar la eficiencia energética y operativa, así como aprovechar el gas natural que, de otra forma, sería liberado a la atmósfera (Pemex, 2011).

El potencial de mitigación estimado es de 9.5 MtCO₂e en el año 2030, volumen que representa cerca de 50 por ciento de la Contribución Nacionalmente Determinada (CND) del sector.

Método de costeo. Dado que ambas medidas, GMI y reducción de emisiones fugitivas por NAMA, se desarrollarían en el sistema de procesamiento, transporte y distribución de gas natural, se tomaron como referencia las estimaciones de costos realizadas para la medida de “Reducción de emisiones fugitivas por NAMA” adecuándolas al potencial de mitigación de GMI.

Fuentes de información. La información requerida para realizar el análisis de costos para esta medida fue elaborada por Pemex, donde se le considera reservada, por lo que no fue posible acceder a ella.

Además, no se advierte una diferenciación clara entre los proyectos incluidos en los esfuerzos de GMI y aquellos considerados en la medida de “Reducción de emisiones fugitivas por NAMA”. Los proyectos de ambas medidas se aplicarían sobre el mismo sistema de extracción, producción, transporte y distribución de gas natural, por lo que la mitigación atribuible a las medidas podría contabilizarse por duplicado.

Resultados. Con estas limitaciones, el costo medio de mitigación obtenido fue de 2.51 dólares/tCO₂e en 2030 y el costo bruto durante el periodo 2014–2030 fue de 255 millones de dólares. Será importante definir claramente los alcances de la medida con Pemex para estimar un costo de mitigación confiable.

⁴ Un Petajoule = 10¹⁵ Joules. El Joule es la unidad aceptada por el Sistema Internacional de Unidades utilizada para medir energía y representa la cantidad de energía necesaria para mover un kilogramo (kg) con una aceleración de un metro por segundo al cuadrado (m/s²) a lo largo de una distancia de un metro (m).

de reducción de emisiones (NAMA) en sistemas de procesamiento, transporte y distribución de gas natural a través de la reducción de emisiones fugitivas” estimó que el costo por desarrollar la NAMA sumaría 35 millones de euros (CO₂ Solutions, 2012).

Se asoció dicho costo a la producción promedio de México de 2,235 PJ entre 2009 y 2011 (CO₂ Solutions, 2012). Para calcular dicho monto se identificaron proyectos similares en otras latitudes, como los que operan en las repúblicas de Armenia y de Uzbekistán. En esos países se calculó el costo como parte de los documentos requeridos por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC, por sus siglas en inglés) para financiar sus acciones bajo el programa de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) (CO₂ Solutions, 2012).

A partir de esta información, se calculó el costo unitario por PJ y se recopiló información histórica y prospectiva de la producción de gas natural anual del periodo 2013–2030 de la Secretaría de Energía (SENER, 2016).

Fuentes de información. La base del cálculo de costos de la NAMA de emisiones fugitivas se elaboró a partir de las siguientes fuentes:

- CO₂ Solutions (2012). Programa de reducción de emisiones (NAMA) en sistemas de procesamiento, transporte y distribución de gas natural por reducción de emisiones fugitivas
- SENER (2015 y 2016). Prospectiva de Gas Natural y Gas LP 2013–2027; 2014–2028, y 2015–2029
- BANXICO (2016). Cotización de las divisas de la canasta DEG 1999–2015
- SAT (2017). Información Fiscal del Servicio de Administración Tributaria (SAT) sobre el Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC)

- INECC (2015) Primer informe bienal de actualización ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático.
- US EIA (2015) *Annual Energy Outlook 2015 with projection to 2040* de la.
- IEA (2015) *World Energy Outlook 2015 de la International Energy Agency*
- IPCC (1995) Segundo Informe de Evaluación del IPCC.
- IPCC (2014) Quinto Informe de Evaluación del IPCC.
- EPA (2016) Programa de Extensión de Metano de Carbón de la *Environmental Protection Agency* (EPA)

Resultados. Para obtener el costo bruto y el costo medio de mitigación, se multiplicó el factor de fugas; de 118 tCH₄/PJ en 2013 hasta llegar a 57 tCH₄/PJ en 2030, por los volúmenes de producción prospectivos de la SENER para obtener las fugas anuales y el costo para evitarlas. Posteriormente se asoció dicho costo a la mitigación anual. En 2030 se obtuvo un costo medio de mitigación de 2.15 dólares/tCO₂e. En tanto que el costo bruto de la NAMA para el periodo 2014–2030 es de 106 millones de dólares.

IV.3.3 PARTICIPAR EN LAS METAS DE GENERACIÓN Y AUTOABASTO CON ENERGÍAS LIMPIAS (COGENERACIÓN)

Pemex identificó nueve complejos con potencial para cogenerar de manera eficiente 2,986 Mega Watts (MW) de capacidad total con proyectos iguales o mayores a 100 MW cada uno: Tula (638 MW), Minatitlán (450 MW), Salamanca (430 MW), Cadereyta (380 MW), Salina Cruz (350 MW), Madero (350 MW), Cangrejera (144 MW), Morelos (144 MW) y Atasta (100 MW). Si se llevaran a cabo estos proyectos, Pemex podría solventar sus requerimientos de energía térmica y

eléctrica a un costo menor y obtendría beneficios adicionales por la venta de los excedentes eléctricos a la red nacional o de Certificados de Energía Limpia (CEL).

El potencial de mitigación de esta medida es de 2.85 MtCO₂e de GEI en 2030 por la disminución del consumo eléctrico y la mejora en eficiencia energética (reducción en el consumo de combustibles y reemplazo de combustibles pesados por gas natural) para producir los requerimientos térmicos de los nueve complejos mencionados.

Proyección de escenarios. En el escenario base se asume que Pemex consumiría, y compraría, el 100 por ciento de la electricidad del Sistema Eléctrico Nacional, equivalente a una capacidad instalada de 2,986 MW.⁵ Con respecto a la energía térmica, se planteó que Pemex también consumiría la totalidad de dicha energía que se generaría por los nueve proyectos; sin embargo, no fue posible disponer de las cifras de la entrega térmica para cada uno de los proyectos.

En el escenario de mitigación se consideró la instalación progresiva del potencial de cogeneración; el 59 por ciento se instalaría entre 2014 y 2020, mientras que el potencial restante se instrumentaría de 2021–2030. De forma tal que durante el periodo 2014–2020 se instalarían 1,761.7 MW; es decir, 251.7 MW anuales. Por otra parte, de 2021 a 2030 se desarrollaría una capacidad de 1,224.3 MW, o 122.4 MW anuales. Con base en la capacidad total de cada año, se estimó la generación total anual, con un factor de planta de 92.5 por ciento, y valores que van de 2,039 GWh en 2014 a 24,195 GWh en 2030.

Método de costeo. Para estimar el costo del escenario base, se multiplicó el consumo eléctrico de Pemex por el precio de la electricidad. El precio empleado fue el de la tarifa media de CFE para la Gran Industria de 2015 publicado en el Sistema

de Información Energética de la SENER (106,181 dólares /kWh) (SENER, 2017).

El escenario de mitigación se desarrolló por medio del Costo Nivelado de Energía (LCOE, por sus siglas en inglés). Como referencia se utilizó la información de una planta de cogeneración prototipo descrita en Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico (COPAR) 2015, con capacidad (376 MW) similar al promedio de los nueve proyectos (330 MW) (CFE, 2015). Los costos considerados para el desarrollo del LCOE incluyen: inversión total, combustible, operación y mantenimiento (fijos y variables) y agua. Para los costos, con excepción del correspondiente a la inversión en capital,⁶ se tomaron en cuenta los incrementos anuales considerados en COPAR 2015.

Fuentes de información. La base de cálculo para estimar los costos de la medida está integrada con información de:

- CFE (2015) Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico (COPAR)
- Pemex (2016) Plan de Negocios Pemex 2017–2021
- Pemex (2014 y 2015) Informe de Sustentabilidad Pemex 2014 y 2015
- SENER (2017) Sistema de Información Energética
- SENER (2015 y 2016) Balance Nacional de Energía 2014 y 2015
- IEA (2016) *Annual Energy Outlook 2015*
- Presidencia de la República (2015) Programa Nacional de Infraestructura 2014–2018

⁶ Siguiendo el ejemplo ilustrativo de COPAR 2015, el desembolso total de la inversión en capital se hace en el primer periodo del proyecto.

⁵ Se estimó un factor de planta de 92.5 por ciento.

Resultados. De acuerdo con la descripción del método de costeo para el escenario base y del escenario de mitigación, se estimó que el costo bruto de la medida es de 1,575 millones de dólares y el costo medio de mitigación de la medida alcanza 27.64 dólares/tCO₂e en 2030.

IV.3.4 INSTRUMENTAR SISTEMAS DE CAPTURA, ALMACENAMIENTO Y USO DE BIÓXIDO DE CARBONO (CCUS)

El Grupo Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés), define a la Captura, Uso y Almacenamiento de bióxido de carbono (CCUS, por sus siglas en inglés) como: “...un proceso consistente en la separación del CO₂ emitido por la industria y fuentes relacionadas con la energía, su transporte a un lugar de almacenamiento y su aislamiento de la atmosfera a largo plazo” (IPCC, 2005). En México se ha planteado utilizar el CO₂ capturado en los complejos de Pemex dedicados a la fabricación de etileno, amonio y fertilizantes (SENER, 2014). Esta medida sería desarrollada por las subsidiarias Pemex Etileno y Pemex Fertilizantes en los complejos de Morelos, Cangrejera, Pajaritos y Cosoleacaque (Pemex Fertilizantes, 2017; Pemex Etileno, 2016). Se ha identificado un potencial de mitigación de 1.9 MtCO₂e de GEI en el año 2030.

Proyección de escenarios. Ya que la modificación de los procesos productivos en Pemex Etileno y Pemex Fertilizantes para incluir CCUS no procedería, a menos que se lleve a cabo la medida, no se planteó un escenario base. Es decir, Pemex no incurriría en ningún costo de forma tendencial en ausencia de la medida.

Para el escenario de mitigación se tomó información del IPCC con la intención de generar diversos escenarios con diferentes combinaciones tecnológicas (IPCC, 2005). La única constante en los

cuatro escenarios fue la fase inicial que consideró la captura de CO₂ en la producción de hidrógeno y amoníaco o el refinamiento de gas como la más cercana a lo indicado por la medida. Se formularon los siguientes escenarios de captura de CO₂:

1. En la producción de hidrógeno y amoníaco o el refinamiento de gas, transporte por gasoducto, almacenamiento geológico, verificación y vigilancia del mismo. En este escenario también se consideró el almacenamiento por carbonatación mineral.
2. En la producción de hidrógeno y amoníaco o el refinamiento de gas, transporte por gasoducto y recuperación mejorada de hidrocarburos.
3. En la producción de hidrógeno y amoníaco o el refinamiento de gas, almacenamiento oceánico simple y verificación, así como su vigilancia. En este caso, el almacenamiento oceánico simple se refiere a la liberación directa en la columna de agua oceánica o en el fondo del océano; es decir, disolución del CO₂ en aguas oceánicas (el costo considerado incluye su transporte a una distancia de entre 100 y 500 kilómetros de la costa).
4. En la producción de hidrógeno y amoníaco o el refinamiento de gas, transporte en buque o por gasoducto oceánico, almacenamiento oceánico, verificación y vigilancia. En este caso, el almacenamiento oceánico es mediante la creación de lagos de CO₂ líquido en el fondo marino.

Aunque el escenario 1 no es la combinación tecnológica de menor costo, resultó el más idóneo para México, ya que el Mapa de Ruta Tecnológica de CCUS (MRT CCUS), así como reportes de la SENER y la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), mencionan que el almacenamiento geológico es el más propicio para

el país (SENER/CFE, 2012; Mota-Nieto, 2013; SENER, 2014).

Método de costeo. El costo del escenario de mitigación consideró la información del IPCC para las fases de captura, transporte por gasoducto, almacenamiento geológico, así como la verificación y vigilancia de los depósitos geológicos para garantizar la permanencia del CO₂ en los mismos. Se evaluaron los costos unitarios promedio (dólares por tonelada de bióxido de carbono) para cada una de las etapas. En la fase de transporte, en sus diferentes variantes, se estimó el costo promedio por kilómetro. Una vez que se obtuvieron los costos promedio se asociaron al potencial de mitigación calculado y así se obtuvo el costo de la medida (IPCC, 2005).

Fuentes de información. La información base para calcular los costos procede de las siguientes fuentes:

- IPCC (2015). Captación y almacenamiento de bióxido de carbono
- CFE (2015). Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico (COPAR).
- SAT (2017). Información Fiscal del Servicio de Administración Tributaria (SAT) sobre el Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC).
- SENER (2014). Mapa de Ruta Tecnológica de CCUS en México.
- Global CCS Institute (2015 y 2016)). *The Global Status of CCS 2014 y 2015.*

Resultados. Como ocurre en las medidas anteriores, el costo bruto y neto es el mismo ya que, como se mencionó, de no desarrollarse la medida el CO₂ simplemente sería liberado sin costo adicional alguno. El costo bruto de la medida es de 565 millones de dólares en el periodo 2014–2030, mientras que el costo medio de mitigación alcanza 10.32 dólares/tCO₂e en 2030.

IV.3.5 SUSTITUIR COMBUSTIBLES PESADOS POR GAS NATURAL EN EL SISTEMA NACIONAL DE REFINACIÓN

El Sistema Nacional de Refinación (SNR) se integra por seis refinерías, 8,946 km de poliductos, 5,181 km de oleoductos, 11,729 estaciones de servicio, 15 terminales marítimas (terminales y residencias de operación marítima), 73 terminales terrestres de almacenamiento (TAR), 16 buques-tanque propios y 133 en arrendamiento, 525 carros tanque propios y 369 fletados, 1,485 autotanques propios y 2,639 fletados (SENER, 2016; Pemex, 2016). Esta infraestructura tiene la capacidad de procesar 740.3 mil barriles diarios (mbd) (SENER, 2017).

La refinación de petróleo crudo requiere de grandes cantidades de energía, cuyo origen son combustibles pesados (principalmente combustóleo), los cuales emiten hasta 100 kg de CO₂ por Gigajoule (GJ) (MINETUR, 2016). Dado el mejor desempeño ambiental del gas natural, se propuso sustituir el combustóleo por este tipo de gas. Se ha identificado un potencial de mitigación de 1.5 MtCO₂e de GEI en 2030.

Proyección de escenarios. Una de las limitantes para estimar el costo de esta medida radica en que gran parte de la información del SNR es de carácter estratégico y, por tanto, confidencial, de ahí que no se haya estimado escenario base ni de mitigación para esta medida.

Método de costeo. En el contexto de esta consideración, se tomó como costo bruto la inversión anunciada por Pemex de 23 mil millones de dólares para modernizar el SNR (Pemex, 2015). El comunicado señala que la inversión tendría el beneficio de mitigar hasta 90 por ciento de las emisiones de GEI y de contaminantes criterio.⁷ La inversión se distribuyó conforme al porcentaje del potencial de mitigación anual en correspondencia con el total.

⁷ Ozono a nivel del suelo, materia particulada y monóxido de carbono.

IV.4 CONCLUSIONES

Fuentes de información. La principal fuente de información es el Boletín de Pemex (Pemex, 2015), aunque también se consultaron otras publicaciones como:

- SENER (2015 y 2016). Prospectiva de Gas Natural y Gas LP 2014–2028 y 2015–2029.
- SENER (2015 y 2016). Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2014–2028 y 2015–2029.

Resultados. Con base en la información anterior se estimó un costo bruto para el periodo 2014–2030 de 2,924 millones de dólares y un costo medio de mitigación de 65.47 dólares/tCO₂e en 2030.

El Sector Petróleo y Gas es vital para la economía mexicana por sus aportaciones al erario y por el suministro de energía para todas las actividades productivas. El desarrollo de las medidas de mitigación analizadas podría abrir nuevas oportunidades de negocio, tanto para Pemex como para el sector, y fomentaría su modernización a la vez que mejoraría la eficiencia de los procesos de refinación.

Además de los beneficios por mitigación de GEI, las medidas repercutirían en la calidad de vida de la población y aportarían cobeneficios como mayor participación de Pemex en el presupuesto gubernamental, garantizar seguridad energética, reducir el costo de los principales petrolíferos, mejorar la calidad de gasolina y diésel (al disminuir la emisión de los contaminantes criterio en

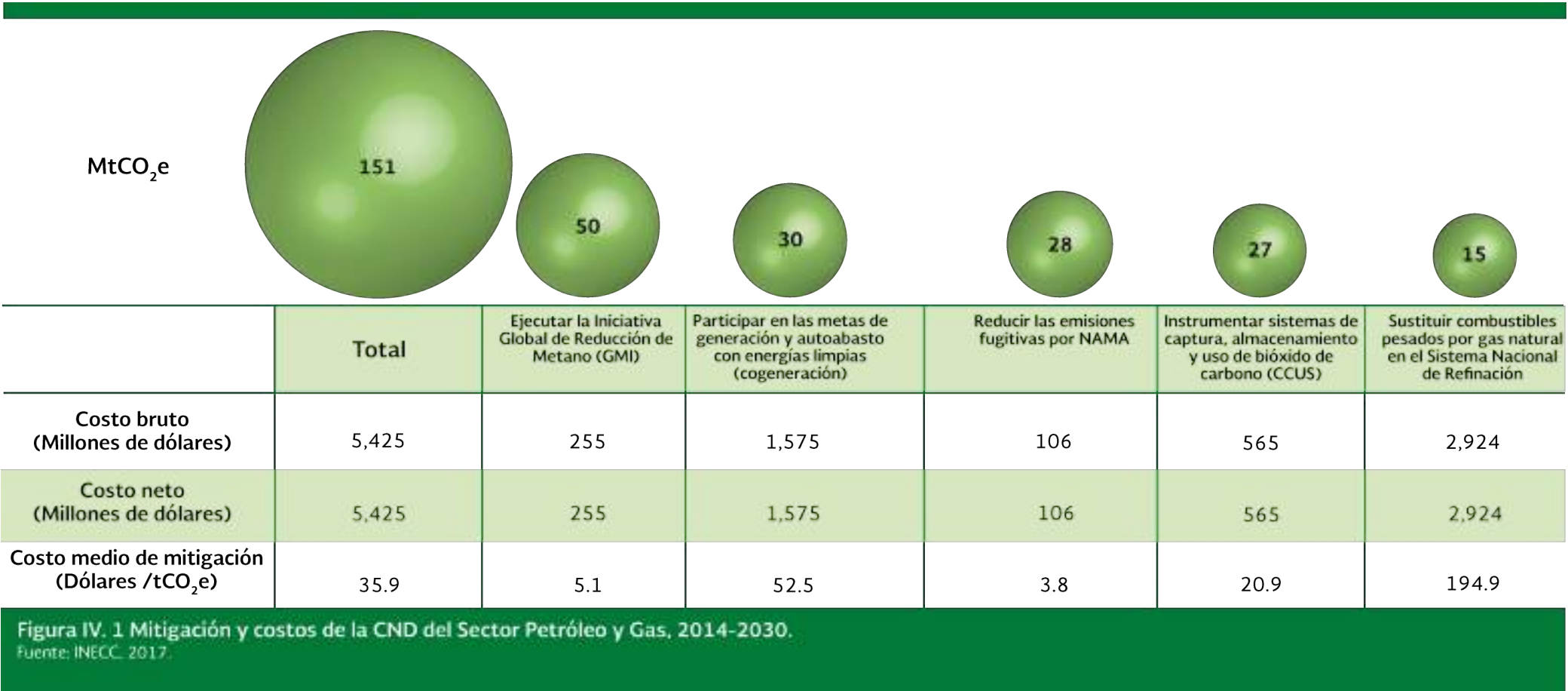
zonas metropolitanas), mejorar la salud de la población cercana a los centros de refinación y de los usuarios de combustibles, así como asegurar la sustentabilidad financiera a largo plazo de una de las principales fuentes de ingresos del país.

Los costos medios de mitigación estimados resultaron bajos, dados los ahorros generados por la eficiencia mejorada de los procesos. El costo elevado del cambio de combustóleo a gas natural en el SNR se debe a diversas fuentes de incertidumbre y a la ausencia de información específica.

Las medidas de GMI, reducción de emisiones fugitivas por NAMA y el cambio de combustóleo a gas natural, poseen el potencial de convertir fugas de metano a beneficios por la venta del gas natural.

En tanto, el desarrollo de proyectos de cogeneración es una gran oportunidad para Pemex, ya que le permitiría dejar de ser solo un proveedor de petrolíferos y convertirse, también, en participante en el mercado eléctrico (**Figura IV.2**). Al respecto, Pemex podría participar con 5.4 por ciento de la capacidad de generación limpia en 2030 o 40 por ciento del potencial de cogeneración eficiente (SENER, 2016).

El costo neto de instrumentar las cinco medidas sectoriales en el periodo 2014–2030, se estimó en 5,425 millones de dólares y el costo medio de mitigación en 35.9 dólares por tonelada de CO₂e.



REFERENCIAS

- ATCO México. (27 de julio de 2016). Nuestros proyectos. Obtenido de Central de cogeneración de gas natural (PEMEX): <http://www.atcomexico.mx/es-mx/Our-Projects/Pages/default.aspx>
- Banco Mundial. (2016). Rentas del petróleo (% del PIB). Obtenido de <http://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.PETR.RT.ZS?end=2014&locations=MX&start=1970&view=chart>
- BN Americas. (27 de julio de 2016). Energía Eléctrica México. Obtenido de Planta de Cogeneración Salamanca: <http://www.bnamericas.com/project-profile/es/salamanca-co-generation-plant-cogeneration-salamanca>
- CFE. (2015). Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico (COPAR Generación 2015). Ciudad de México: CFE.
- CO₂ Solutions. (2013). Programa de Reducción de Emisiones (NAMA) en Sistemas de Procesamiento, Transporte y Distribución de Gas Natural a través de la Reducción de Emisiones Fugitivas. San Pedro Garza García: Carbon Solutions de México S.A. de C.V.
- DOE/EIA. (2015). *Annual Energy Outlook 2015*. Washington, D.C.: EIA.
- DOF. (2015). Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos. Ciudad de México: Diario Oficial de la Federación.
- Editorial Ecoprensa. (28 de marzo de 2016). Economía Hoy. Obtenido de Abengoa abandona los proyectos para Pemex, rompe alianza con Enel: <http://www.economiahoy.mx/empresas-eAm-mexico/noticias/7450210/03/16/Abengoa-abandona-los-proyectos-para-Pemex-rompe-alianza-con-Enel.html>
- Expansión. (27 de octubre de 2014). Empresas. Obtenido de PEMEX INVERTIRÁ 1,400 MDD EN COGENERACIÓN DE ENERGÍA: <http://expansion.mx/negocios/2014/10/27/pemex-invertira-1400-mdd-en-cogeneracion-de-energia>
- GMI. (2016). *Global Methane Initiative: An Overview*. Washington D.C.: GMI.
- GMI. (2017). *Oil & Gas Systems*. Obtenido de <https://www.globalmethane.org/sectors/index.aspx?s=oilngas>
- INECC. (2012). 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. Ciudad de México: INECC.
- INECC. (2015). Compromisos de Mitigación y Adaptación ante el Cambio Climático para el Periodo 2020-2030: iNDC intended Nationally Determined Contribution. Compromisos de Mitigación y Adaptación ante el Cambio Climático para el Periodo 2020-2030: iNDC intended Nationally Determined Contribution (pág. 19). Ciudad de México: INECC.

- INECC y SEMARNAT. (2015). Primer Informe Bienal de Actualización ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Ciudad de México: INECC/SEMARNAT.
- IPCC. (2005). La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono. Ginebra: IPCC.
- IPCC. (2005). La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono. Ginebra: IPCC.
- Milenio. (21 de noviembre de 2014). El periodismo necesita inversión. Comparte este artículo utilizando los íconos que aparecen en la página. La reproducción de este contenido sin autorización previa está prohibida. Obtenido de http://www.milenio.com/negocios/Refineria_de_Madero-Ciudad_Madero-Eleazar_Gomez_Zapata-Pemex_0_413358720.html
- Mota-Nieto. (2013). Evaluación de la Capacidad de Almacenamiento Geológico de CO₂ en la Región de San Fernando, Tamaulipas. Ciudad de México: UNAM.
- PEMEX. (2011). *Petroleos Mexicanos Report: Oil and Gas Subcommittee Meeting*. Cracovia : Pemex.
- PEMEX. (2014). Reforma Energética en México y PEMEX como Empresa Productiva del Estado . Ciudad de México: PEMEX.
- PEMEX. (2015). Boletines nacionales. Obtenido de Anuncia Pemex inversiones por 23 mil millones de dólares: http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2015-notainformativa-nacional.aspx
- PEMEX. (24 de mayo de 2016). Logística. Obtenido de <http://www.pemex.com/nuestro-negocio/logistica/Paginas/Default2.aspx#.WrqhbS7OXIU>
- Pemex Etileno. (2016). Nuestro Negocio. Obtenido de Etileno: <http://www.pemex.com/nuestro-negocio/Paginas/etileno.aspx>
- Pemex Fertilizantes. (2017). Nuestro Negocio. Obtenido de Fertilizantes: <http://www.pemex.com/nuestro-negocio/Paginas/fertilizantes.aspx>
- PNI. (2014). Plan Nacional de Infraestructura 2014 - 2018. Ciudad de México: Presidencia de la República.
- SENER. (2014). Mapa de ruta tecnológica de CCUS en México. Ciudad de México: SENER
- SENER. (2014). Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2013 - 2027. Ciudad de México: SENER.
- SENER. (2014). Prospectiva de Petróleo y Petrolíferos 2013 - 2027. Ciudad de México: SENER.
- SENER. (18 de mayo de 2016). Mapa “Infraestructura nacional de petrolíferos”. Obtenido de <https://www.gob.mx/sener/articulos/mapa-infraestructura-nacional-de-petroliferos-31065>

SENER. (2016). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2016 - 2030. Ciudad de México: SENER.

SENER. (2016). Prospectiva de Gas Natural y Gas LP 2015 - 2019. Ciudad de México: SENER.

SENER. (2017). Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos. Ciudad de México: SENER.

SENER. (2017). Sistema de Información Energética. Obtenido de <http://sie.energia.gob.mx/>

SENER/CFE. (2012). Atlas de Almacenamiento Geológico de CO₂. Ciudad de México: SENER.

SHCP. (19 de enero de 2016). Estadísticas Oportunas. Obtenido de Ingresos presupuestarios del gobierno federal, petroleros y no petroleros: http://www.shcp.gob.mx/POLITICAFINANCIERA/FINANZASPUBLICAS/Estadisticas_Oportunas_Finanzas_Publicas/Paginas/unica2.aspx

V. SECTOR INDUSTRIAL

V.1 ANTECEDENTES

Desde su acelerado crecimiento bajo las tesis económicas del llamado “Desarrollo Estabilizador”,¹ el Sector Industrial² de México se ha convertido en uno de los principales motores de la economía mexicana. En los últimos 10 años ha empleado, en promedio, a 11.4 millones de mexicanos, casi una décima parte de la población total y ha provisto seguridad social y recursos financieros a las familias de esos trabajadores (CONAPO, 2014; INEGI, 2017).

Adicionalmente, en los últimos 15 años el sector ha participado con 26 por ciento del Producto Interno Bruto (PIB) nacional, en promedio, y ha experimentado un crecimiento medio anual de 2 por ciento.

Aunque su participación en el PIB ha descendido 1.6 puntos porcentuales durante el mismo periodo, tendencia que indica la transición de la economía nacional hacia una más enfocada en el sector de los servicios, el Sector Industrial aportó 61 por ciento de los ingresos presupuestarios del gobierno federal en 2015, y superó en poco más de cuatro veces los ingresos petroleros que aportaron 13 por ciento para el mismo año (SHCP, 2016; INEGI, 2017).

Para desarrollar sus actividades, el sector consume grandes volúmenes de energía. En promedio, en los últimos 15 años cerca de 18 por ciento del consumo nacional de energía correspondió a la industria, y de este porcentaje casi dos terceras partes provienen de combustibles fósiles.

El consumo del sector tiene alta correlación con su producción e, igualmente durante los últimos

15 años, no se observa un desacoplamiento en la relación consumo energético–producción (eficiencia energética).³ Durante el periodo 2000–2015, esta relación ha tenido un valor promedio de 0.449 Exajoules por millón de pesos (EJ/PIB) (como máximo 0.495 y como mínimo 0.418 EJ/PIB / +- 0.04 EJ). Este hecho, en conjunto con el alto consumo de combustibles fósiles, constata la necesidad del sector por realizar medidas de mitigación. El estancamiento en la eficiencia energética y un alto consumo de combustibles fósiles, propician un sostenido aumento en las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y Carbono Negro (CN) provenientes del Sector Industrial (Gráfica V.1).

En 2013, las emisiones de GEI sumaron 115 Millones de toneladas de bióxido de carbono equivalente (MtCO₂e) y 35 mil toneladas (mt) de CN. El 17 por ciento de las emisiones totales de México convierte al sector en el tercer mayor emisor de GEI, después del transporte y la generación eléctrica (SEMARNAT, 2015). El volumen más grande de emisiones del sector corresponde a las ramas del cemento y de la industria siderúrgica, con 30 y 24 MtCO₂e, respectivamente o 47 por ciento de las emisiones de GEI del sector (INECC, 2013).

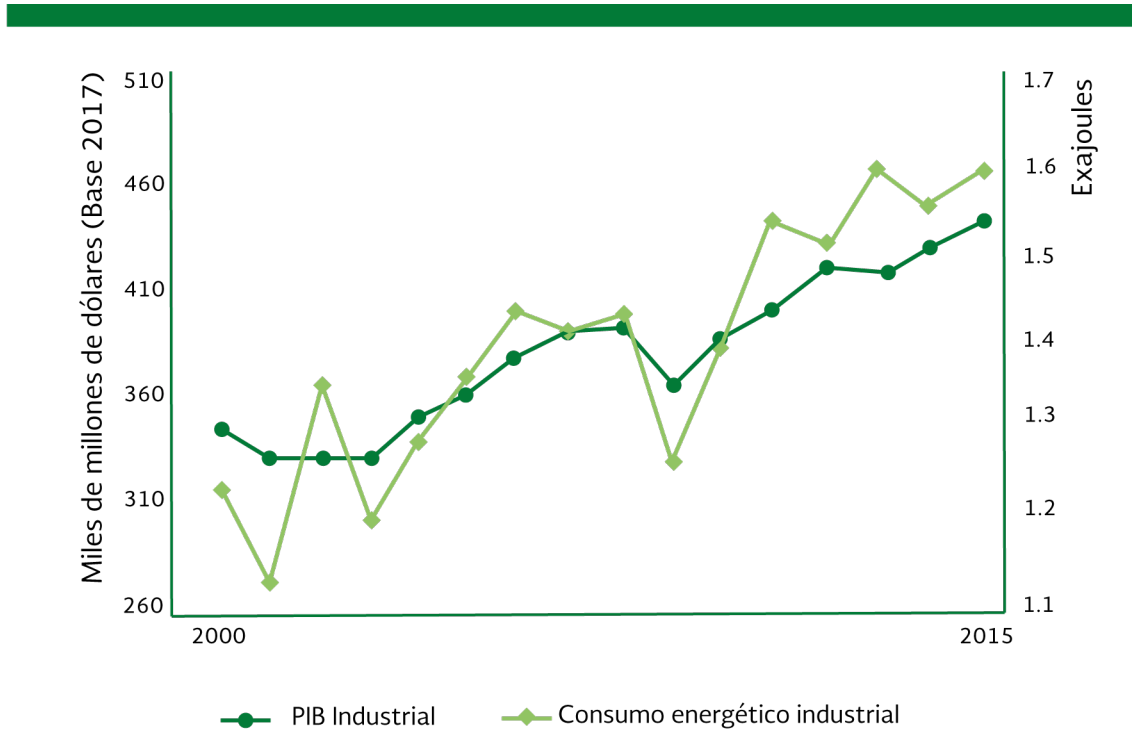
En un escenario tendencial, sin instrumentar las medidas CND, las emisiones industriales llegarían a 165 MtCO₂e de GEI y a 56 mt de CN en 2030. Esto significaría un aumento de 47 por ciento en las emisiones de GEI y de 60 por ciento de CN. Los esfuerzos de las CND para el sector de la industria sólo contribuyen con 1 por ciento al esfuerzo nacional y representan una disminución de 5 por ciento respecto a las emisiones tendenciales propias del sector.

Para la consecución de las metas de las CND será importante que este sector desempeñe un papel más activo en los esfuerzos de mitigación. Las acciones de mitigación que el sector desarrollará,

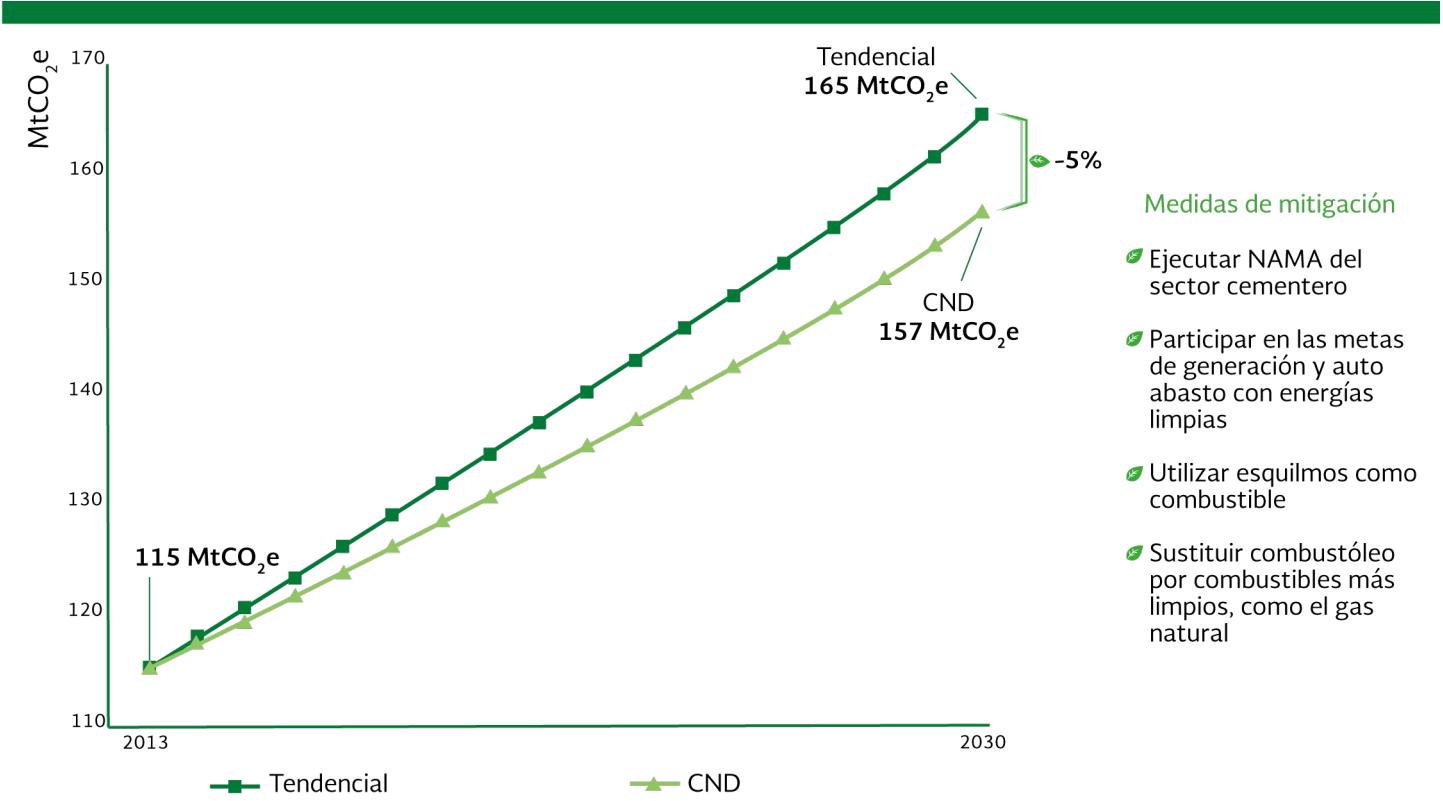
1 Comprende el periodo 1954–1970, en que la economía se caracterizó por un alto crecimiento de la producción, bajas tasas de inflación, estabilidad en el tipo de cambio, gasto gubernamental expansivo en infraestructura y el proteccionismo de la industria nacional a la competencia externa

2 Por sector industrial se entiende al sector secundario, según la clasificación del INEGI excepto actividades petroleras y de generación de electricidad.

3 El coeficiente de correlación entre el consumo energético y el PIB del sector industrial es de 0.99.



Gráfica V. 1 Consumo energético y producción del Sector Industrial.
Fuente: INECC, con datos del Sistema de Información Energética e INEGI 2017.



Gráfica V. 2 Escenario tendencial y mitigación del Sector Industrial.
Emisiones de GEI (2013): 115 MtCO₂e
Mitigación del sector (2030): 15 MtCO₂e
Fuente: INECC, 2015.

no sólo tendrán beneficios ambientales, sino también alentarán la competitividad, eficiencia, valor agregado y menor vulnerabilidad, por la reducción del costo de los energéticos.

V.2 MEDIDAS DE MITIGACIÓN

Para conformar el Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero (INEGyCEI) (INECC, 2013), el Sector Industrial reportó emisiones de tres tipos: i) de proceso, resultantes de reacciones químicas intrínsecas de los procesos industriales (producción de cemento, acero, químicos, entre otros), así como fugas en sistemas de gas o petróleo; ii) de combustión, generados por la quema de combustibles para generar energía eléctrica o térmica; y iii) emisiones

fugitivas por minado y manejo de carbón en la industria minera (INECC-SEMARNAT, 2015).

Para estimar la línea base de emisiones se utilizaron datos reportados por las empresas en las Cédulas de Operación Anual (COA) 2013, complementados con información de la Secretaría de Energía (SENER) en el Sistema de Información Energética (SIE) (INECC-SEMARNAT, 2015). Como se mencionó antes, la línea base de GEI y CN del sector ha sido proyectada para alcanzar 165 MtCO₂e de GEI y 56 mt de CN en 2030 (Gráfica V.2).

El potencial de mitigación, respecto de las emisiones tendenciales del sector en 2030, se sitúa en 8 MtCO₂e de GEI. Para reducir dichas emisiones se han avanzado cuatro medidas no

condicionadas de mitigación, alineadas con las actividades del sector.

A continuación se presentan en orden de importancia por su potencial de mitigación:

1. Ejecutar la Acción Nacional Apropriada de Mitigación (NAMA, por sus siglas en inglés) del sector cementero.
2. Participar en las metas de generación y auto abasto con energías limpias.
3. Utilizar esquilmos como combustible.
4. Sustituir combustóleo por combustibles más limpios, como el gas natural.

V.3. ESTIMACIÓN DE COSTOS Y DESCRIPCIÓN DE LAS MEDIDAS

Debido al carácter heterogéneo de las medidas del Sector Industrial, la definición de una metodología única daría como resultado un análisis sesgado para algunas de ellas. Por tanto, el análisis se enfocó hacia la estimación de los costos para instrumentar los proyectos contemplados por la ruta indicativa de mitigación sectorial. El cálculo tiene como finalidad identificar los costos promedio de mitigación de cada medida, con miras a determinar una ruta costo-efectiva de reducción de emisiones.

V.3.1 EJECUTAR NAMA DEL SECTOR CEMENTERO

El proceso medular en la cadena de producción cementera reside en la calcinación en los hornos de *clinker*. Para llegar a las altas temperaturas requeridas, la industria consume grandes cantidades de combustibles pesados, cuyas emisiones llegan hasta 4,184 kg de CO₂ por Tonelada de Petróleo Equivalente (TOE, por sus siglas en inglés) (MINETUR, 2016). Se estima que el consumo de la industria cementera será de alrededor de 3.34 millones de TOE anuales en los próximos 15 años. En caso de que el consumo total de la industria fuera abastecido plenamente con combustóleo, las emisiones cementeras podrían llegar a 14 MtCO₂e cada año.

Proyección de escenarios. Para construir el escenario tendencial se tomó información de la Prospectiva de Petróleo y Petrolíferos 2013-2027 y de la Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2013-2027, las cuáles desglosan el consumo de petrolíferos y gas natural del sector cementero para los próximos 15 años (SENERa, 2014; SENERb, 2014). Se tomó información histórica del Sistema de Información Energética (SIE) sobre la demanda cementera de carbón y, a partir de ésta, se proyectó, mediante una regresión lineal, el periodo 2015-2030 (SENERa, 2016). La información se ordenó por unidades, ya que tanto volúmenes, como precios de los combustibles, eran diferentes. Los datos se transformaron a TOE.

El escenario de mitigación se construyó mediante el planteamiento de CREARA⁴ en cuanto a la participación porcentual de cada uno de los combustibles, fósiles y alternos (8 por ciento de combustibles alternos en 2020 y 21 por ciento en 2030), y se ajustó el consumo de forma que cumpliera con la condición de llegar a 3.8 millones de TOE en 2030.

4 CREARA es una empresa de consultoría española que elaboró el documento: “Diagnóstico y Propuestas de Mitigación de Emisiones de Gases Efecto Invernadero en el Sector de la Construcción en México, incluye el cemento y el acero”, en 2013.

Método de costeo. Se consideraron los precios oficiales publicados tanto en la Prospectiva de Petróleo y Petrolíferos 2013-2027 como en la Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2013-2027, además de Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico 2013⁵ (CFE, 2013; SENERa y SENERb, 2014). Asimismo, se tomaron precios de diferentes fuentes, ya que ninguno de los documentos aborda la totalidad de los combustibles utilizados por la industria cementera.

En cuanto a los precios de los residuos sólidos urbanos y llantas, se tomaron los precios señalados en los Documentos de Diseño de Proyecto (PDD por sus siglas en inglés) de CEMEX, 67.67 y 22.79 dólares por tonelada, respectivamente. Estos precios se incrementaron 3 por ciento anualmente con la finalidad de reflejar el encarecimiento de llantas y residuos sólidos urbanos al convertirse en energéticos (3 por ciento corresponde a la tasa de inflación promedio durante el periodo 2010-2015).

Fuentes de información. Las bases de datos elaboradas para realizar los cálculos fueron alimentadas con registros y proyecciones de organismos oficiales de los sectores energético y ambiental. Las principales referencias son:

- CREARA *International* (2013). Diagnóstico y propuestas de mitigación de emisiones GEI en el sector de la construcción en México (cemento y el acero).
- SENER (2016a). Sistema de Información Energética.

5 El INEGI clasifica a la minería, petróleo y gas, generación eléctrica, construcción e industrias manufactureras como sector secundario. Debido a que los precios de los energéticos son similares, se toman como referencia los precios de COPAR 2013. Para que la información sea homogénea, se consideraron precios de 2013 para todos los energéticos, en razón de que los referidos documentos presentan información diferente. 2013 fue el año que contó con los precios de todos los energéticos; éstos se actualizaron a 2015 mediante el INPC del SAT.

- SENER (2014a y 2016a). Prospectiva de Petróleo y Petrolíferos 2013-2027 y 2015-2029.
- SENER (2014b y 2015b). Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2013-2027 y 2014-2028.
- CFE (2015b). Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico 2015.

Resultados. El costo bruto de la medida, dada la matriz energética que se diseñó, es de 1,323.24 millones de dólares de 2014 a 2030. El costo neto resultó, igualmente, en 1,323.24 millones de dólares para dicho periodo, debido a que no se detectaron ahorros inherentes a la instrumentación de la medida. Finalmente, al dividir el costo neto entre el potencial total de emisiones evitadas, el costo medio de mitigación resultó de 17.57 dólares/tCO₂e en 2030.

V.3.2 PARTICIPAR EN LAS METAS DE GENERACIÓN Y AUTO ABASTO CON ENERGÍAS LIMPIAS

Esta medida indica la alineación del Sector Industrial con las metas de generación eléctrica a partir de fuentes limpias. En este caso, se espera una mitigación de casi 18 MtCO₂e entre 2014 y 2030.

Proyección de escenarios. En el escenario tendencial, el INECC proyectó que el auto abasto eléctrico del Sector Industrial alcanzaría 22.86 Terawatts hora (TWh) en 2030 del cual, casi 88 por ciento, estaría compuesto por plantas de ciclo combinado y una mezcla fósil.⁶ Es un supuesto que, en este escenario tendencial, el resto de la electricidad se compra a la red nacional y se con-

6 Por falta de información referente a la construcción de los escenarios, no se ha podido determinar la composición de dicha mezcla. Para los cálculos, se utiliza la mezcla utilizada nacionalmente en el sector eléctrico.

cluye que las emisiones asociadas con esta ruta de generación sumarían 4.4 MtCO₂e en 2030.

El escenario de mitigación indica que la generación mediante fuentes fósiles (ciclo combinado+mezcla fósil), disminuye gradualmente su participación en el auto abasto industrial, hasta representar 65 por ciento en 2030, contra 88 por ciento en el escenario tendencial.

En el mismo año la generación por medio de fuentes renovables de energía alcanza 2.83 TWh, mientras que mediante cogeneración eficiente, considerada fuente limpia, siempre que cumpla con los estándares de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), se generan 5.18 TWh.

La suma de energía de las fuentes limpias contabiliza 8.01 TWh, equivalente a 35 por ciento del auto abasto total. Este escenario asume que el auto abasto local se alinea con la Ley de Transición Energética (LTE), al alcanzar 35 por ciento de generación limpia en 2024 y mantener ese nivel hasta 2030.

A diferencia del Sector Eléctrico, en esta medida no hay un esfuerzo adicional que incremente la generación limpia por encima del 35 por ciento en los años posteriores a 2024.

Método de costeo. Para calcular el costo bruto de generación con fuentes limpias, se multiplica el costo unitario de cada tecnología, expresado en dólares por Megawatt hora, por la cantidad generada a partir de cada fuente. La suma de esos productos indica la erogación total que se requiere para cumplir con la meta de 35 por ciento de generación limpia a 2024 y mantener dicha participación hasta 2030. Mientras que para el escenario tendencial, esto es, si no se generara esa energía con fuentes limpias, la generación total se multiplica por el precio promedio de CFE para el Sector Industrial, operación que da como resultado el costo total de esa electricidad para el sector, si no se autoabasteciera con

fuentes limpias. La comparación entre ambos montos totales permite observar si el costo neto de instrumentar la medida es positivo o negativo.

Fuentes de información. Las bases de datos organizadas para realizar los cálculos fueron alimentadas con los registros y proyecciones, en su mayoría, de organismos oficiales de los sectores energético y ambiental. Las principales referencias son:

- ☛ CFE (2015b). Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico (COPAR).
- ☛ DOF (2015). Ley de Transición Energética.
- ☛ SENER (2014c). Prospectiva del Sector Eléctrico 2014-2028.
- ☛ SENER (2016b). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional.

Resultados. El costo bruto de mitigación de esta medida asciende a 4,135.48 millones de dólares al 2030. El costo neto alcanza 1,002.09 millones de dólares al mismo año. La cifra arroja un costo medio de mitigación de 55.61 dólares en 2030.

V.3.3 UTILIZAR ESQUILMOS COMO COMBUSTIBLE

La industria azucarera mexicana comparte su origen con los del México colonial (Aroche, 2004). Desde el siglo XVI, esta agroindustria ha sido referente del sector industrial mexicano; en 2015 aportó 0.47 por ciento del PIB total de México y 9 por ciento del PIB del sector primario (SAGARPA, 2016). Tiene presencia en 15 entidades federativas y en 227 municipios en los que genera dos millones de empleos directos e indirectos.

La base de la industria azucarera del país es el cultivo y cosecha de la caña de azúcar. Duran-

te la zafra⁷ 2014–2015 se cosecharon 783,515 hectáreas (ha) en el territorio nacional; 16 por ciento de la producción cañera fue cosechada mecánicamente, mientras que el restante 84 por ciento lo hicieron a mano 70 mil trabajadores (SAGARPA, 2015).

Proyección de escenarios. Operan dos prácticas convencionales para la gestión de los esquilmos en los campos cañeros: i) dejarlos en el campo como fertilizante o ii) quemarlos con el objetivo de liberar nutrientes para la siguiente zafra (CCA, 2014; Riegelhaupt I. E., 2015). Ambas prácticas generan emisiones de GEI y CN, e implican un decremento de la calidad de vida de las poblaciones cercanas a los campos cañeros (desarrollo de vectores, mala calidad del aire y enfermedades respiratorias) (CCA, 2014). Ninguna de las dos opciones genera costos para los agricultores, ya que no dedican trabajo o requieren maquinaria adicional para llevarlas a cabo.

De continuar con estas prácticas en el escenario tendencial, los campos cañeros generarían emisiones por 0.9 MtCO₂e en 2020 y en 2030, alcanzarían 2.03 MtCO₂e (INECC; BID, 2012).

Para evaluar la producción de caña en cada uno de los ingenios desde el escenario de mitigación, se utilizó el método de suavización exponencial simple,⁸ debido a la variabilidad de los datos empleados, que resulta ideal para eliminar el impacto de elementos irregulares históricos como clima y factores económicos o sociales (EGAP, 2017). El coeficiente empleado fue de 0.8, que funciona como factor de ponderación.

⁷ Zafra es el periodo del proceso de cosecha de la caña de azúcar. En México se realiza entre noviembre y julio.

⁸ La suavización exponencial simple es un método empleado para pronosticar con base en datos sin tendencia ni estacionalidad. Este mecanismo tiene como objetivo ajustar los pronósticos en dirección opuesta a las desviaciones del dato anterior, mediante una corrección que se ve afectada por un coeficiente de suavización.

Método de costeo. Una vez realizada la suavización exponencial mediante una regresión, se estimó la recta con el mejor coeficiente de determinación frente a los datos obtenidos por el Comité Nacional para el Desarrollo Sustentable de la Caña de Azúcar (CONADESUCA). La operación se hizo en cada uno de los ingenios y, a partir de las rectas, se proyectó la producción para los próximos 15 años.

Las estimaciones de producción se compartieron con Enrique Riegelhaupt, experto principal del estudio emprendido por el INECC y el BID, quien consideró apropiados los pronósticos de producción. Adicionalmente, señaló que cualquier pronóstico debería ser conservador y que la tasa promedio de crecimiento no debería exceder el 1 por ciento anual. El cálculo tiene una tasa promedio de crecimiento anual de 0.2 por ciento. (Riegelhaupt E., 2016).

Con base en el pronóstico realizado, más información proporcionada por el experto y el estudio antes mencionado, se estima que por cada tonelada de caña molida bruta, permanecen 140 kilogramos (kg) de paja en campo.

De ese 14 por ciento de biomasa, 50 por ciento es aprovechable cuando se cosecha mecánicamente y 15 por ciento cuando se hace de forma manual (INECC; BID, 2012; Riegelhaupt E., 2016). Es importante comentar que los ingenios reportan un porcentaje de caña cosechada mecánicamente, ya que su demanda no es satisfecha por un solo productor y no todos utilizan métodos mecánicos.

El comentario anterior se tomó en cuenta para estimar los esquilmos a ser transformados en pellets. Es decir, se asume que un ingenio sólo reportó una tonelada de caña molida bruta, que a su vez generó 140 kg de paja en campo y que 50 por ciento de la cosecha se realizó de forma mecánica y 50 por ciento manual.

Después de pronosticar la producción y biomasa disponibles anuales en cada uno de los ingenios, se estimó la infraestructura necesaria para su conversión a pellets combustibles. Para desarrollar el estudio INECC/BID antes referido, se planteó una planta pelletizadora prototipo con capacidad de procesar 24,480 toneladas de esquilmos al año, por lo que se dividió la biomasa disponible cada año entre la capacidad de una planta prototipo para conocer el número de plantas que cada ingenio requeriría.

La planta prototipo incluye maquinaria e infraestructura necesaria para producir pellets combustibles. Adicionalmente, se consideraron los costos de operación y mantenimiento (mano de obra, energía eléctrica y compra de paja). También se actualizó el modelo financiero presentado en el estudio INECC/BID con el propósito de reflejar el aumento en el precio de la energía eléctrica, así como del combustóleo, del tipo de cambio peso-dólar, de la mano de obra (en campo, en planta y administrativa) y vida útil de la maquinaria.

La inversión necesaria para construir una planta prototipo que consumiera las 24,480 toneladas de esquilmos antes mencionadas, tiene un costo aproximado de 1.2 millones de dólares (INECC; BID, 2012).

Para contabilizar los ingresos obtenidos por la venta de pellets y obtener un costo neto por instrumentar esta medida, se desarrolló un flujo de caja para el periodo 2014-2030. Dichos ingresos se estimaron en relación con el combustóleo que sustituirían, considerando su precio y el contenido calórico de ambos: pellets y combustóleo.

Fuentes de información. Los datos utilizados para el cálculo, tanto en términos de registros como de proyecciones, provienen en su mayoría de organismos oficiales de los sectores energético y ambiental. Las principales referencias son:

- INECC/BID (2012). Acciones nacionales apropiadas de mitigación de emisiones GEI y uso eficiente del agua en la agroindustria azucarera de México.
- CONADESUCA (2016). Informe estadístico del sector agroindustrial de la caña de azúcar. Zafras 2008/09–2014/15 Informe completo.
- CEDRSSA (2015). Reporte de la evolución y situación de la agroindustria azucarera mexicana.
- CONADESUCA/SAGARPA (2010). Resumen histórico de CONADESUCA/SAGARPA 2000–2009.

Resultados. El costo medio de mitigación en 2030 asciende a 10.38 dólares/tCO₂e. Los costos bruto y neto de mitigación coinciden, debido a la ausencia de ahorros en los cálculos, y su monto es de 478.14 millones de dólares para el periodo 2014-2030.

V.3.4 SUSTITUIR COMBUSTÓLEO POR COMBUSTIBLES MÁS LIMPIOS, COMO EL GAS NATURAL

En esta medida, la mitigación de GEI se logra por la sustitución del combustóleo por gas natural, el cual tiene un menor factor de emisión. Se desarrollaron varios supuestos importantes para que el volumen a mitigar fuese consistente con la capacidad del sistema y la tecnología de generación que se requería sustituir.

Proyección de escenarios. El escenario tendencial comienza con el cálculo del factor de mitigación de la medida, el cual indica cuánto se mitiga por cada Gigawatt hora (GWh) generado, cifra que resulta de la diferencia entre el factor de emisiones de la termoeléctrica convencional y el factor de emisiones del ciclo combinado. Una vez realizada la operación, se divide la mitigación alcanzada en cada rama industrial entre la diferencia mencionada y se obtiene la cantidad de ge-

neración que corresponde a esa mitigación. De esta manera, se establece la generación por rama o, al sumar la de todas las ramas, el total de generación eléctrica asociada con la medida.

Posteriormente, se multiplica el total por el factor de emisiones de termoeléctrica convencional para obtener la línea base de la medida. Emisiones que, en 2014, fueron de 0.26 MtCO₂e y alcanzarían 5.5 MtCO₂e en 2030.

El escenario de mitigación indica que para autoabastecer la misma cantidad de energía eléctrica que se proyecta en el escenario tendencial, debe utilizarse gas natural en lugar de combustóleo, y que la mitigación es la diferencia en emisiones de ambos combustibles.

Se utilizan los GWh calculados anteriormente y se multiplican por el factor de emisión de ciclo combinado para obtener las emisiones asociadas a la generación de auto abasto, las cuales varían entre 0.19 MtCO₂e en 2014 y 3.98 MtCO₂e en 2030.

El escenario CND proyectado indica que la mitigación asociada a la medida crece de 0.07 MtCO₂e en 2014 a 1.52 MtCO₂e en 2030, con una mitigación total para el periodo de 12.6 MtCO₂e.

Método de costeo. Para calcular el costo de esta medida, se realiza una comparación entre el gasto necesario para la nueva infraestructura y en el que se incurriría para satisfacer la demanda eléctrica planteada, si el flujo eléctrico se generase mediante termoeléctricas convencionales.

En el primer caso se multiplican los GWh necesarios para cumplir con la mitigación por su costo nivelado unitario. Por otra parte, para calcular el costo nivelado de cada tecnología, el sector energético realiza ejercicios específicos en los que se consideran las características propias de dichas tecnologías.

Aunque se entiende que los costos industriales no pueden ser equiparables con los costos del Sis-

tema Eléctrico Nacional (SEN), éstos se utilizan debido a que no se obtuvo información específica de cada una de las ramas industriales.

Al multiplicar la generación planteada para satisfacer la medida por su costo unitario, no se descuentan, dado que los valores de referencia ya capturan el efecto de ambos descuentos. Entonces, se obtiene el costo total de generar mediante ciclo combinado en cada una de las industrias planteadas y se suman para conocer el costo total de instrumentar dicha medida. Después, para calcular el costo tendencial, se multiplica la ya citada generación por el precio unitario de generar con termoeléctricas convencionales. Para ello, se obtiene el costo de referencia de la fuente ya citada.

Fuentes de información. Los datos utilizados para el cálculo, tanto en términos de registros como de proyecciones son, en su mayoría, de organismos oficiales de los sectores energético y ambiental. Las principales referencias son:

- CFE (2015b). Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico (COPAR).

Resultados. El cálculo de la medida indica que el costo bruto al 2030 asciende a 1,951.41 millones de dólares por instrumentarla, donde se deriva un costo neto de -2,962.41 millones de dólares al mismo año. Cuando los costos netos se normalizan en relación con las emisiones evitadas, el costo medio de mitigación en 2030 será de -402.11 dólares/tCO₂e.

Estos resultados son indicativos de la ventaja por aplicar la medida, ya que además de contribuir a la mitigación, genera ahorros significativos a la industria. Sin embargo, en prospectiva de largo plazo podría ser contraproducente un despliegue del mercado de gas natural, al incrementar la necesidad del suministro externo y la posibilidad de que ocurra un fenómeno de “activos varados”

(lock-in), ante la creciente viabilidad y rentabilidad de fuentes renovables y alternas de energía.

V.4 CONCLUSIONES

Los resultados del cálculo de los costos para instrumentar las medidas sugeridas para este sector, revelan el potencial para transitar hacia un contexto bajo en carbono y su viabilidad económica. En general, el costo medio de mitigación del sector es bajo (**Figura V.1**). Si bien existen medidas con alto costo de mitigación, en promedio, los costos muestran una tendencia a disminuir hacia 2030.

Se espera que el sector mitigue casi 79 MtCO₂e durante 2014-2030. De realizarse una actualización del potencial de las medidas, así como la incorporación de otras, como la relacionada con la eficiencia energética, podría representar un potencial de mitigación sectorial mayor.

El costo bruto total de estas medidas ronda los 7,888 millones de dólares para todo el periodo y los ahorros asociados con las mismas alcanzan el orden de 8,047 millones de dólares, en consecuencia el costo neto de mitigación del sector es negativo.

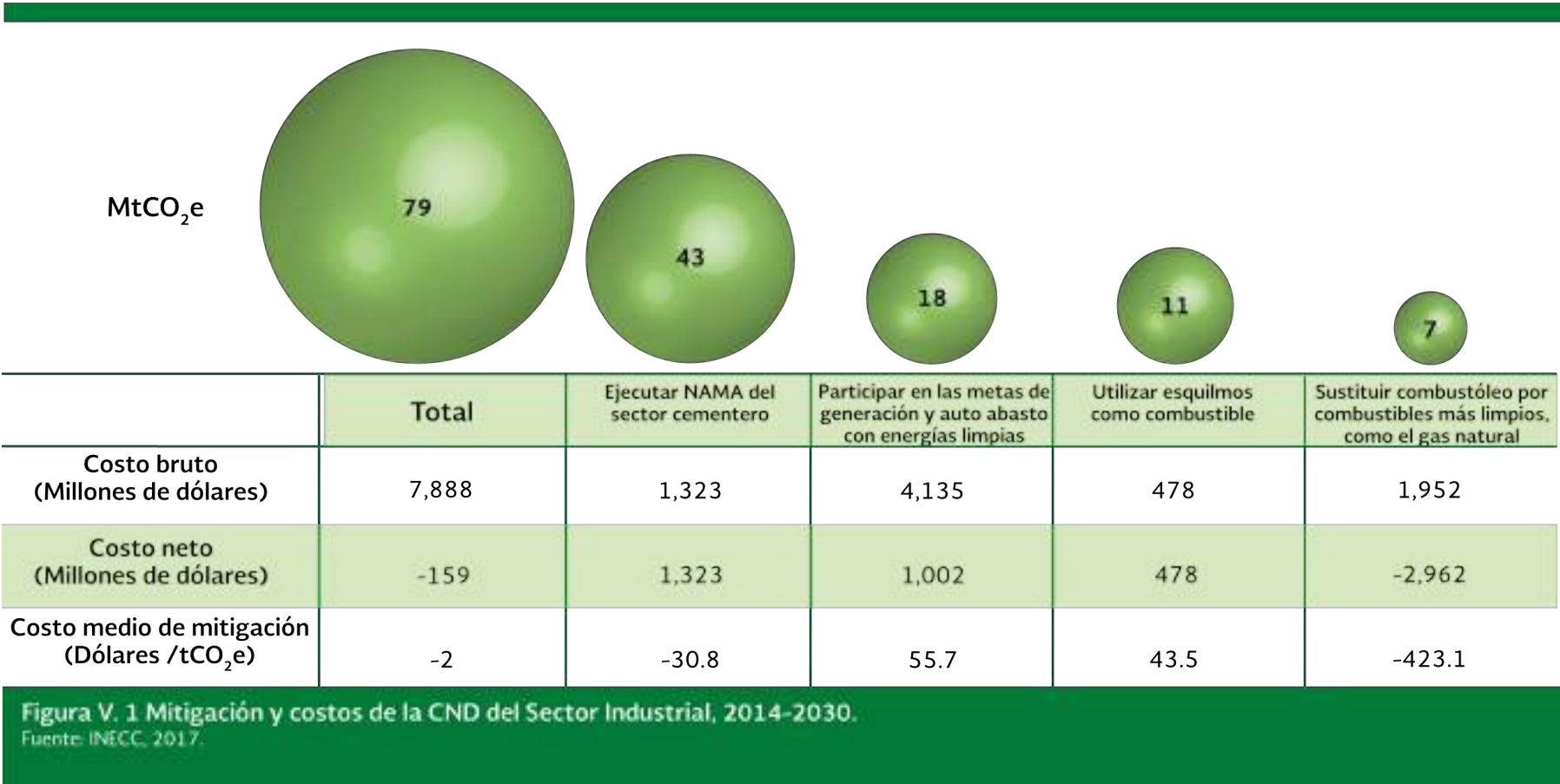
Las medidas analizadas se enfocan en la oferta que el sector hace al mercado, pero excluye medidas por el lado de la demanda, como el caso de la eficiencia energética o el reciclaje de desechos aprovechables de industrias conexas.

Para superar los retos⁹ mencionados es necesario establecer una agenda de trabajo coordinada entre el sector ambiental (SEMARNAT/INECC)

⁹ Los principales retos para estimar los costos de mitigación de las medidas del sector industrial son la falta de disponibilidad de información puntual por rama (insumos, procesos, cadenas de valor, desechos aprovechables y precios industriales para energéticos clave), la indefinición o falta de diferenciación clara de las medidas propuestas, la información disponible no es actualizada y el desconocimiento de supuestos financieros específicos que el sector emplea para analizar la viabilidad de proyectos de inversión.

con cada una de las cámaras industriales. De ese modo se podrá contar con información puntual y afinar las estimaciones para las medidas consideradas en este análisis. Posteriormente, se requeriría la actualización de las medidas para analizar aquellas aún vigentes, las cuáles deben ser reajustadas o reemplazadas.

Es imprescindible una estrecha comunicación con los industriales para que las políticas públicas ambientales sean congruentes con la política industrial.



REFERENCIAS

Aroche, D. (2004). Problemática y Crisis de la Industria Azucarera Mexicana en el Marco del Tratado de Libre Comercio de América del Norte. Cholula: UDLAP.

Binami. (2006). *Optimum utilisation of clinker by PPC production at Binami Cement Limited, Rajasthan*. Bonn: UNFCCC.

Birla Corporation Ltd. (2006). *Optimal utilization of clinker in PPC manufacturing at Brila Corporation Ltd, Raebareli Unit*. Bonn: UNFCCC.

CCA. (2014). La quema de residuos agrícolas: fuente de dioxinas. Montreal: CCA.

CEDRSSA (2015). Reporte de la evolución y situación de la agroindustria azucarera mexicana.

CEMEX. (2007). *Reducing the Average Clinker Content in Cement at CEMEX Mexico Operations*. Bonn: UNFCCC.

CEMEX. (2010). *CEMEX Mexico: Alternative fuels and biomass project at Zapotiltic cement plant*. Bonn: UNFCCC.

CEMEX. (2011). *CEMEX Mexico: Alternative fuels and biomass project at Merida cement plant*. Bonn: UNFCCC.

CEMEX. (2017). Cemento. Obtenido de “Cómo Hacemos Cemento”: <http://www.cemex.com/ES/ProductosServicios/ComoHacemosCemento.aspx>

CFE. (2013). Costos y Parametros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico . Ciudad de México: CFE.

CFE. (2015a). COPAR 2014. Ciudad de México: CFE.

CFE. (2015b). Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversion en el Sector Eléctrico (COPAR Generación 2015). Ciudad de México: CFE.

CONAPO. (2014). Proyecciones de la Población 2010 - 2050. Obtenido de <http://www.conapo.gob.mx/es/CONAPO/Proyecciones>

CONADESUCA y SAGARPA (2010). Resumen histórico de CONADESUCA/SAGARPA 2000–2009.

CONADESUCA (2016). Informe estadístico del sector agroindustrial de la caña de azúcar. Zafras 2008/09–2014/15 Informe completo.

CREARA *International* (2013). Diagnóstico y propuestas de mitigación de emisiones GEI en el sector de la construcción en México (cemento y el acero)

CREARA *International*. (2013). Estudio de medidas y acciones para la mitigación de gases de efecto invernadero en la industria de la construcción y sus subsectores en México. Madrid: CREAARA.

Derba Cement. (2013). *Clinker optimization in cement types production at Derba MIDROC cement Plant*. Bonn: UNFCCC.

DOF. (2012). Ley General de Cambio Climático.

DOF. (2015). Ley de Transición Energética.

EGAP. (2017). Escuela de Gobierno y Transformación Pública. Obtenido de Pronósticos, series de tiempo y regresión: Suavización exponencial: <https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=http://www.mty.itesm.mx/egap/materias/re-4004/Cap8.ppteia>. (2011). Voluntary Reporting of Greenhouse Gases Program. Obtenido de Fuel Emission Coefficients: <https://www.eia.gov/oiaf/1605/coefficients.html>

Grasim South Cement. (2012). Costos y. Bonn: UNFCCC.

IEA. (2015). *World Energy Outlook*. París: OECD.

INECC. (2013). Inventario de gases y compuestos de efecto invernadero: Actualización 2013. Ciudad de México: INECC.

INECC. (2015). Compromisos de Mitigación y Adaptación ante el Cambio Climático para el Periodo 2020-2030: iNDC intended Nationally Determined Contribution. Compromisos de Mitigación y Adaptación ante el Cambio Climático para el Periodo 2020-2030: iNDC intended Nationally Determined Contribution (pág. 19). Ciudad de México: INECC.

INECC. (29 de Septiembre de 2016). Diálogos Público-Privados sobre los Compromisos Nacionalmente Determinados (CND) Sector Industrial. Ciudad de México, Ciudad de México, México: INECC.

INECC; BID. (2012). Acciones apropiadas para la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero y uso eficiente del agua en la agroindustria azucarera de México. Ciudad de México: INECC.

INECC; SEMARNAT. (2015). Primer Informe Bienal de Actualización ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Ciudad de México: INECC/SEMARNAT.

INEGI. (2017). Banco de Información Económica. Obtenido de <http://www.inegi.org.mx/Sistemas/BIE/Default.aspx>

IPCC. (2005). La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono. Ginebra: IPCC.

IPCC. (2007). *Climate Change 2007: synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Geneva: IPCC.

IPCC. (2007). *Working Group III Report: Mitigation of Climate Change Fourth Assessment Report*. Cambridge: Cambridge University Press.

IPCC. (2014). *Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Ginebra: IPCC.

MINETUR. (28 de julio de 2016). Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Obtenido de El gas natural: <http://www.minetur.gob.es/energia/gas/Gas/Paginas/gasnatural.aspx>

Riegelhaupt, I. E. (2015). Esquilmos a pellets. (C. M. Figueroa, Entrevistador)

Riegelhaupt, E. (2016). Esquilmos a pellets. (C. Matias, Entrevistador)

SAGARPA. (2015). Informe estadístico del sector agroindustrial de la caña de azúcar: zafras 2008/09 – 2014/15. Ciudad de México: SAGARPA.

SAGARPA. (2016). Boletines. Obtenido de Representa agroindustria cañera nuevo por ciento del PIB primario en zafra 2015 - 2016: <http://www.sagarpa.gob.mx/Delegaciones/zacatecas/boletines/Paginas/2016B274M.aspx>

SAT. (2017). Tipo de cambio del dólar de Estados Unidos. Obtenido de Tablas e Indicadores: http://www.sat.gob.mx/informacion_fiscal/tablas_indicadores/Paginas/tipo_cambio.aspx

SEMARNAT. (2013). Carta de Intención NAMA SEMANAT - CANACEM. Distrito Federal: CANACEM.

SEMARNAT. (2015). Compromisos de Mitigación y Adaptación ante el Cambio Climático para el periodo 2020 - 2030. Ciudad de México: SEMARNAT.

SEMARNAT. (2015). Compromisos de Mitigación y Adaptación ante el Cambio Climático para el Periodo 2020 - 2030. Ciudad de México: SEMARNAT.

SEMARNAT; CANACEM. (26 de Junio de 2012). Carta de intención para fomentar la ejecución de medidas voluntarias y no vinculantes para la mitigación del cambio climático. Ciudad de México, México: SEMARNAT.

SENER. (2011). Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide la metodología para el cálculo de la eficiencia de los sistemas de cogeneración de energía eléctrica y los criterios para determinar la Cogeneración Eficiente. Ciudad de México: Comisión Reguladora de Energía.

SENER. (2012). Propectivas de Petróleo y Petrolíferos 2012 - 2026. Ciudad de México: SENER.

SENER. (2014a). Prospectiva de Petróleo y Petroliferos 2013 - 2027. Ciudad de México: SENER.

SENER. (2014b). Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2013 - 2027. Ciudad de México: SENER.

SENER. (2014c). Prospectiva del Sector Eléctrico 2014-2028.

SENER. (2015a). Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2015 - 2029. Ciudad de México: SENER.

SENER. (2015b). Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2015 - 2029. Ciudad de México: SENER.

SENER. (2016a). Sistema de Información Energética. Obtenido de <http://sie.energia.gob.mx>

SENER. (2016b). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional.

SENER. (2017). Sistema de Información Energética. Obtenido de <http://sie.energia.gob.mx/>

SHCP. (19 de enero de 2016). Estadísticas Oportunas. Obtenido de Ingresos presupuestarios del gobierno federal, petroleros y no petroleros: http://www.shcp.gob.mx/POLITICAFINANCIERA/FINANZASPUBLICAS/Estadisticas_Oportunas_Finanzas_Publicas/Paginas/unica2.aspx

VI. SECTOR AGRICULTURA Y GANADERÍA

VI.1 ANTECEDENTES

La importancia del Sector Agricultura y Ganadería reside en su aporte a la seguridad alimentaria y al bienestar nutricional nacional. Contribuye con 3.2 por ciento del total de Producto Interno Bruto (PIB) (INEGI, 2016) y el 80 por ciento de la producción agrícola procede de productores de pequeña escala que siguen prácticas tradicionales de cultivo, con parcelas que promedian cinco hectáreas (SAGARPA, 2013).

En particular el subsector ganadero se integra por una gran variedad de productores, desde exportadores de productos de alta calidad que utilizan tecnología avanzada hasta pequeños productores con infraestructura incipiente para fines de subsistencia (SAGARPA, 2013). Las emisiones del Sector Agricultura y Ganadería en 2013 registraron 80 millones de toneladas de bióxido de carbono equivalente (MtCO₂e); cifra que representa 11 por ciento del total de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) (INECC, 2013).

Las emisiones provienen de cuatro fuentes principales: fermentación entérica del ganado;¹ generación, tratamiento y descomposición de excretas del ganado estabulado² y en pastoreo; incorporación de nitrógeno en los suelos vía fertilizantes, abonos, fijación biológica y descomposición de residuos; y quema de residuos agrícolas de las cosechas.

VI.2 MEDIDAS DE MITIGACIÓN

Para reducir las emisiones del sector se plantearon tres medidas de mitigación no condicionadas con las que se podría alcanzar una reducción de 6.95 MtCO₂e (Gráfica VI.1), las cuales son:

1 Proceso digestivo de rumiantes y no rumiantes; los micro-organismos descomponen los carbohidratos en moléculas simples para que el flujo sanguíneo los absorba; el subproducto es metano (IPCC, 2006).

2 Ganado confinado en corrales alimentados en comederos y bebederos (SAGARPA, 2003).

1. Disminuir la quema de residuos de cosechas en campo en superficies agrícolas, con asistencia técnica en siete estados del país con mayor generación de residuos (Jalisco, Veracruz, Sinaloa, Guanajuato, Chiapas, Michoacán y Chihuahua).
2. Instalar y operar biodigestores para las excretas del ganado estabulado.
3. Sustituir los fertilizantes sintéticos nitrogenados por biofertilizantes.

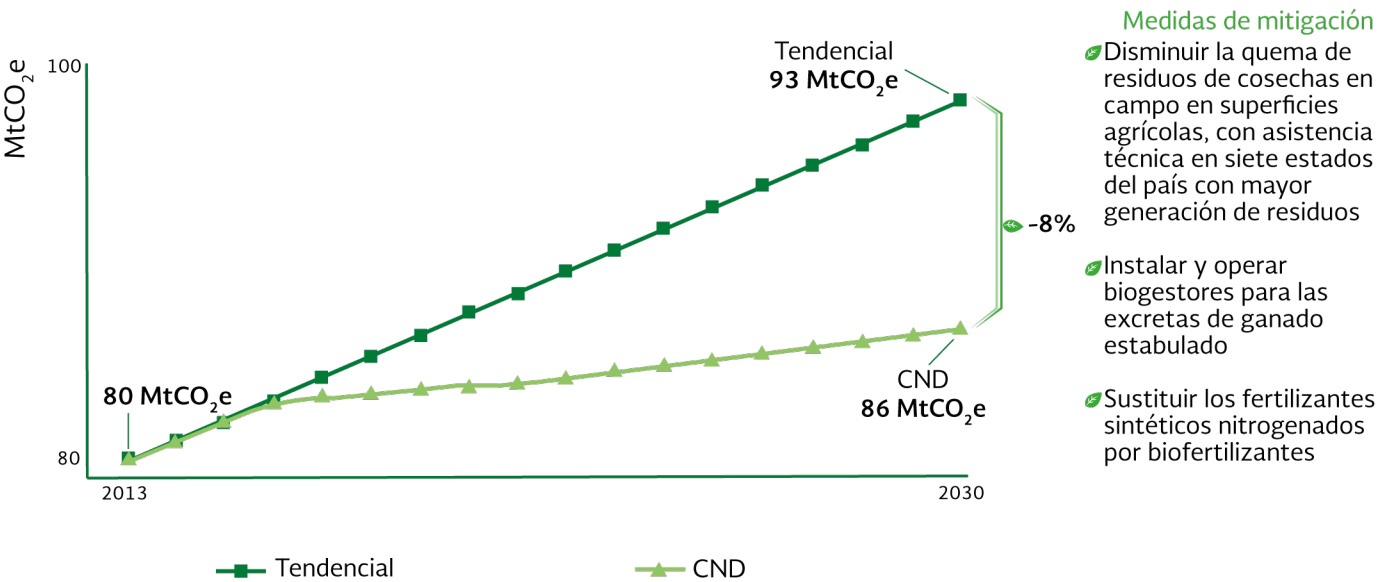
VI.3 ESTIMACIÓN DE COSTOS Y DESCRIPCIÓN DE LAS MEDIDAS

El objetivo central fue estimar el costo neto de cada medida; es decir, los costos asociados o costo bruto de la instrumentación de la medida, menos los costos evitados por la ejecución de la misma.

VI.3.1 DISMINUIR LA QUEMA DE RESIDUOS DE COSECHAS EN CAMPO EN SUPERFICIES AGRÍCOLAS, CON ASISTENCIA TÉCNICA EN SIETE ESTADOS DEL PAÍS CON MAYOR GENERACIÓN DE RESIDUOS

La quema de residuos agrícolas persiste entre los productores debido a la creencia de que el campo se enriquece con la incorporación de ceniza; sin embargo, diversos estudios demuestran que la presencia del fuego disminuye la fertilidad del suelo, ya que calcina el nitrógeno, el fósforo y la materia orgánica presente, lo que hace necesario agregar abonos químicos para contrarrestar este impacto (Coronado, 2012).

Una opción para eliminar la quema de residuos consiste en proponer un uso alternativo de los mismos, para generar un mercado en el cual puedan



Gráfica VI. 1 Escenario tendencial y mitigación del Sector Agricultura y Ganadería.
Emisiones totales de GEI (2013): 80 MtCO₂e
Mitigación total del sector (2030): 7 MtCO₂e
Fuente: INECC, 2015.

ser utilizados como fertilizantes, combustibles, biomateriales o forraje.

La medida de mitigación considera instrumentar la propuesta en varias fases: introducir de manera generalizada la agricultura de conservación; utilizar los residuos como combustible alterno en los hogares rurales; para el desarrollo de biomateriales o para el consumo del ganado como parte de su alimentación.

Proyección de escenarios. Debido a que la quema de los campos de cultivo no representa erogación alguna para el productor, el costo para el escenario tendencial es cero. Por otra parte, para el escenario de mitigación se consideró el costo del servicio de cosecha de rastrojo (secado y empaque) mediante la renta de maquinaria y su procesamiento.

Método de costeo. Como referencia, se asumieron los siguientes datos: 20.75 por ciento de los

cultivos son quemados (Encuesta Nacional Agropecuaria 2012 y 2014) y también que la quema se realiza principalmente en la producción de maíz, trigo, cebada y caña de azúcar, dado que éstos son los cultivos con mayor participación en las prácticas actuales de quema. En particular, para el cultivo de la caña de azúcar, la quema es una práctica que se considera necesaria para la producción, con sus consiguientes externalidades negativas.

Una vez que se estimó el rendimiento de los cinco cultivos en prospectiva, se calculó la cantidad promedio de rastrojo que cada cultivo genera con diferentes factores de generación de residuos agrícolas (CIMMYT, 2013).³ Para obtener el costo de la cosecha de rastrojo se utilizó la información disponible en las agendas tecnológicas de

³ 1 millón 1,739 toneladas de rastrojo de maíz por tonelada, 1 millón 1,276 toneladas por tonelada de trigo, cebada y sorgo producido, 0.14 toneladas de rastrojo por tonelada de caña producida (CIMMYT, 2013).

Instituto Nacional de Investigaciones Forestales, Agrícolas y Pecuarias (INIFAP) (INIFAP, 2015).

Fuentes de información. La información para realizar el análisis de costos para esta medida se encontró en:

- CIMMYT (2013). Rastrojos: Manejo, uso y mercado en el centro y sur de México.
- INIFAP (2015). Agenda Tecnológica del estado de Aguascalientes.
- INEGI (2012). Encuesta Nacional Agropecuaria (ENA).

Resultados. El costo bruto de la medida es de 0.50 millones de dólares en el periodo 2014-2030. Al considerar ahorros de 1.90 millones de dólares en el mismo periodo se obtuvo un costo neto (ahorro) de -1.48 millones de dólares. En 2030, el costo medio de mitigación es de -0.05 dólares por tonelada, es decir, representa un costo negativo.

Esto significa que al instrumentar la medida, se utiliza biomasa que antes se descartaba, acción que representa ahorros para los productores y reducción de emisiones de GEI.

VI.3.2 INSTALAR Y OPERAR BIODIGESTORES PARA LAS EXCRETAS DE GANADO ESTABULADO

La digestión anaerobia o fermentación es un proceso natural que ocurre cuando carbohidratos, proteínas y grasas se descomponen mediante un proceso microbiológico. Al no aplicarse ningún tratamiento, dicho proceso produce gases considerados como de GEI, principalmente: metano, bióxido de carbono, vapor de agua y óxido nitroso (IPCC, 2006).

Un biodigestor permite el manejo de residuos pecuarios. Cuenta con un contenedor (reactor) en el

que se depositan residuos orgánicos como excrementos que, al mezclarse con agua, producen gas metano (biogás) y fertilizantes orgánicos ricos en fósforo, potasio y nitrógeno (FAO, 2011).

El biogás es una mezcla compuesta principalmente por metano, generado por el proceso biológico de la biodigestión anaeróbica. Se compone, en promedio, de 50 a 70 por ciento de metano, de 30 a 40 por ciento de bióxido de carbono, 1 por ciento de hidrógeno, 3 por ciento de óxido nitroso y rastros de otros gases. De éstos, el gas de mayor interés es el metano por su uso potencial como combustible alternativo (INEGI, 2016).

Proyección de escenarios. El escenario tendencial proyecta la instalación de 434 biodigestores en el periodo 2014-2030; 95 por ciento dedicado al procesamiento de excretas porcinas y el 5 por ciento restante al de bovinas. Mientras en el escenario de mitigación se propone la instalación de 1,717 biodigestores con una participación de crecimiento gradual, que alcanza el 75 por ciento dedicado al procesamiento de excretas porcinas y el 25 por ciento restante al de bovinas en el año 2030.

Adicionalmente, se asume que el 57 por ciento de los biodigestores instalados se mantendrá en operación durante el periodo 2014-2030 y que el 25 por ciento de éstos producirán biogás destinado al consumo doméstico. Para estimar ambos escenarios, se proyectó, mediante una regresión lineal, el potencial de generación excretas hasta 2030.

Método de costeo. La operación para estimar los costos incluyó la inversión promedio necesaria para instalar biodigestores del periodo 2008-2010 por los ganaderos inscritos en el Programa de Fomento a la Agricultura: Componente de Bioenergía y Sustentabilidad del Fideicomiso de Riego Compartido (FIRCO) (FIRCO, 2015).

En cuanto a los costos de operación y mantenimiento, se utilizaron las estimaciones elaboradas

por el INECC; adicionalmente, se incluyó el costo por recolección de excretas reportado en la ENA 2008 de la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y Agricultura (FAO) en el 2008 (FAO, 2008). Para ambos escenarios se utilizaron los mismos costos unitarios. La diferencia entre los escenarios radica en el número de biodigestores por costearse y la proporción de aprovechamiento de excretas bovinas y porcinas.

Fuentes de información. La información necesaria para elaborar el análisis de costos para esta medida está contenida en:

- FAO (2008). Encuesta Nacional Agropecuaria 2008.
- FAO (2011). Manual de Biogás.

Resultados. El costo bruto de la medida asciende a 13.5 millones de dólares en el periodo 2014-2030. Al considerar los ahorros de 20 millones de dólares en el mismo periodo, se obtuvo un costo neto de -6.45 millones de dólares. El costo medio de mitigación en 2030 es -0.46 dólares por tonelada, es decir, un costo negativo o ahorro.

VI.3.3 SUSTITUIR LOS FERTILIZANTES SINTÉTICOS NITROGENADOS POR BIOFERTILIZANTES

Los suelos contienen elementos esenciales que requieren los cultivos para su desarrollo y reproducción; sin embargo, en la mayoría de los casos, no en las cantidades suficientes para obtener rendimientos comerciales con el fin de incrementar la productividad, en consecuencia, deben agregarse nutrientes por medio de fertilizantes (Gavi, 2012).

México es uno de los mayores consumidores de fertilizantes; ocupa el lugar 15 a escala global con 1.2 por ciento del consumo mundial (INIFAP, 2012). No obstante, en el campo se tiene la noción

de que mientras más abundante sea la cantidad de fertilizantes utilizados, mayor será el rendimiento de los cultivos. En ese sentido, dicha práctica conduce a la sobreutilización de los mismos; pérdidas económicas; contaminación de mantos acuíferos y aumento en las emisiones de GEI.

Parte de la solución al problema consiste en el uso de biofertilizantes,⁴ también llamados inoculantes microbianos o inoculantes del suelo, productos agro biotecnológicos basados en el uso de microorganismos vivos o latentes como bacterias y hongos que forman relaciones simbióticas con las plantas.

Una de sus funciones es potenciar la fijación de nitrógeno; asimismo, extraer los nutrientes del suelo, principalmente fósforo, potasio y azufre, para promover la absorción por parte de la planta y mejorar su producción.

De instrumentarse la medida, el potencial de mitigación es de 1.4 MtCO₂e en 2030, derivado de la reducción de emisiones de óxido nitroso, provenientes de los fertilizantes sintéticos nitrogenados.

Proyección de escenarios. En 2030, el escenario de mitigación proyecta que los biofertilizantes sustituirían el 28 por ciento del consumo nacional de fertilizantes sintéticos nitrogenados; equivalente a 371 mil toneladas de urea, en un área equivalente a una tercera parte de la superficie agrícola nacional o 7.1 millones de ha. Mientras que el escenario tendencial asume que la misma superficie continuaría utilizando fertilizantes nitrogenados.

Método de costeo. Para estimar el costo del escenario tendencial y de mitigación, se consideró el costo de los fertilizantes químicos tradicionales, de los biofertilizantes y de los estudios de suelos (necesarios para determinar la probable cantidad óptima de fertilizante por aplicar).

⁴ Cabe aclarar que el estiércol, residuos de cosechas, composta y vermicomposta no son considerados biofertilizantes, sino fertilizantes orgánicos (SAGARPA, 2015).

Se consideraron los precios de referencia del INIFAP para fertilizantes y biofertilizantes (INIFAP, 2012) y se mantuvieron constantes durante el periodo de análisis. Respecto a los estudios de suelo, se estimó el precio promedio con una empresa especializada y datos de INIFAP (665 pesos por muestra de suelo) (AGROLAB, 2007; INIFAP, 2015).

Fuentes de información. La información empleada para realizar el análisis de costos para esta medida está contenida en:

- INIFAP (2012). Introducción al uso de manejo de biofertilizantes en la agricultura.
- INIFAP (2015). Lista oficial de precios y tarifas.

Resultados. El costo bruto de la medida se sitúa en 266.24 millones de dólares durante el periodo 2014-2030. Al contabilizar los ahorros en 398.13 millones de dólares en el periodo referido, se obtuvo un costo neto de -131.89 millones de dólares. El costo medio de mitigación en 2030 es de -7.33 de dólares por tonelada.

VI.4 CONCLUSIONES

El Sector Agricultura y Ganadería ofrece un importante potencial de mitigación de GEI; el análisis realizado mostró resultados positivos al indicar que su instrumentación tendría un costo medio de mitigación negativo, -1.6 dólares/tCO₂e en 2030 y durante el periodo 2014-2030 -3 dólares/tCO₂e (**Figura III.1**).

La medida con mayor potencial de mitigación es la sustitución de fertilizantes nitrogenados por biofertilizantes. La razón estriba en su alcance nacional; sin embargo, sus beneficios ambientales no solo residen en la mitigación de GEI sino que también reducen daños a los mantos acuíferos.

Un beneficio adicional que tendrían las comunidades rurales al instalar y operar biodigestores para las excretas de ganado estabulado, es lograr la generación eléctrica con plantas térmicas que utilicen el metano.

Por último, la disminución de la quema de residuos de cosecha es una medida atractiva, ya que, si bien su alcance es reducido, constituye la medida que aporta mayor mitigación al sector. También brinda múltiples beneficios a la salud de los residentes de las zonas. Además, esta medida contribuye a la reducción de emisiones de carbono negro, cuyo efecto en el cambio climático a corto plazo es sustantivo.

De instrumentarse las tres medidas, cabría la posibilidad de generar sinergias entre ellas y aumentar el potencial de mitigación del sector. El fertilizante orgánico obtenido por los biodigestores podría ser empleado en la superficie considerada por la medida sobre biofertilizantes, sustituyendo una mayor proporción de fertilizantes químicos; al mismo tiempo, podrían ser utilizados en los campos donde se practique agricultura de conservación. Mientras que el rastrojo de la medida de “cero quema” podría alimentar a los hatos productores de excretas considerados en la medida de biodigestores.

REFERENCIAS

AGROLAB. (2007). Presentación a SAGARPA de estudio de fertilidad completa.

CIMMYT. (2013). Rastrojos: Manejo, uso y mercado en el centro y sur de México. Aguascalientes: INAFAP.

CMM. (2015). Políticas de mitigación de gases de efecto invernadero. Ciudad de México: Centro Mario Molina.

Coronado, M. (2012). Emisiones de las quemas de paja de trigo en el valle de Mexicali 1987-2010. Mexicali: Inst. Contam. Ambie.

FAO. (2008). Encuesta Nacional Agropecuaria 2008. Roma.

FAO. (2011). Manual de Biogás. Santiago de Chile: FAO.

FIRCO. (2015). Datos internos.

FUNDAR. (2015). Iniciativa Valor al Campesino. México: Fundar.

Gavi, F. (2012). Uso de fertilizantes. México: Sagarpa.

INEGI. (2016). PIB y cuentas nacionales. México: INEGI.

INIFAP. (2012). Introducción al uso de manejo de biofertilizantes en la agricura. Celaya: INIFAP.

INIFAP. (2015). Agenda Tecnologica del estado de Aguascalientes.

INIFAP. (2015). Lista oficial de precios y tarifas. Ciudad de México: INIFAP.

IPCC. (2006). Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero: Volumen 4. Agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra. Ginebra: IPCC.

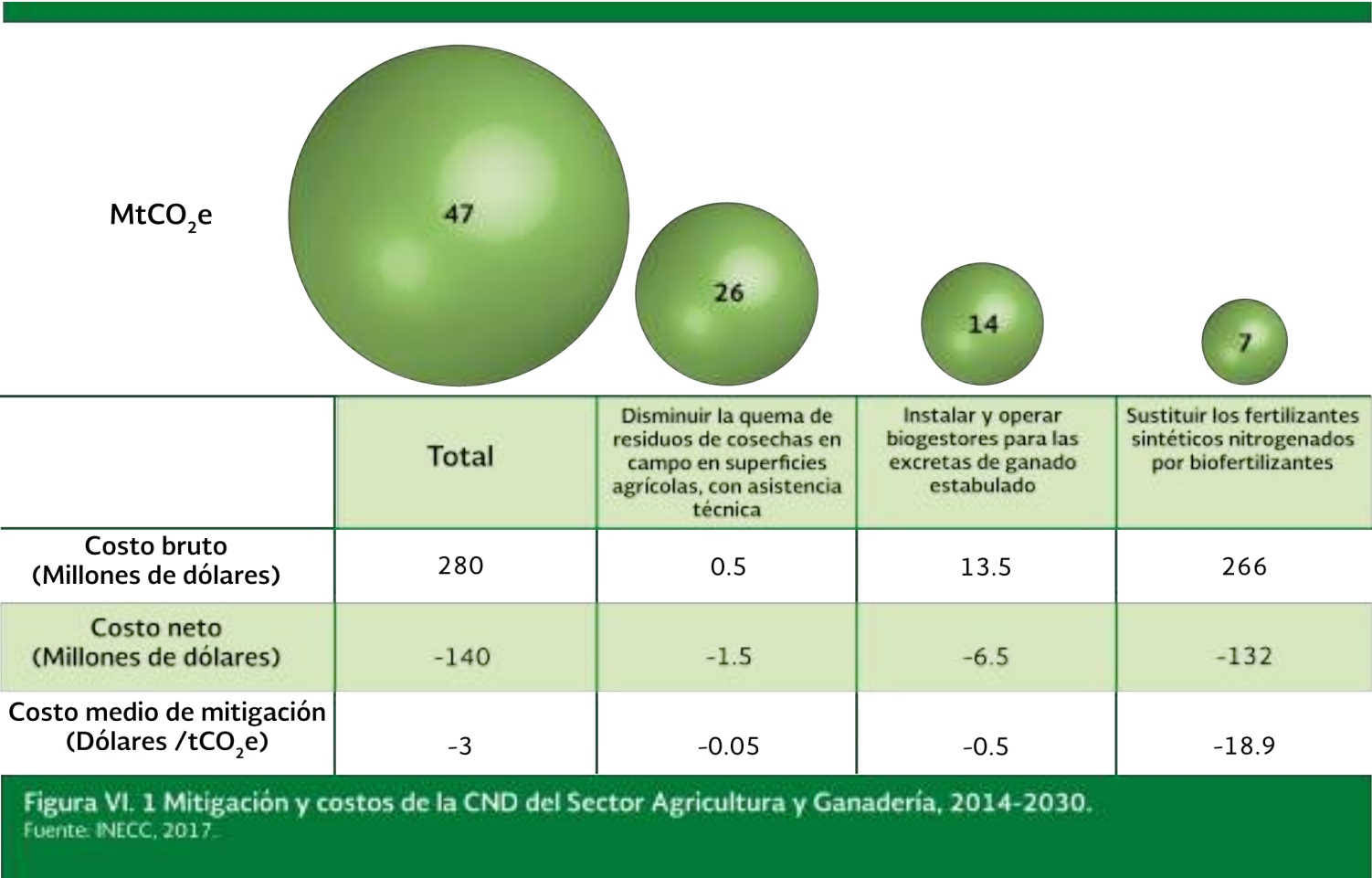
SAGARPA. (2003). Ganadería para niños. Obtenido de ¿Donde viven las reses?: <http://www.sagarpa.gob.mx/ganaderia/Ganaderito/donderes.htm>

SAGARPA. (2013). Programa Sectorial de Desarrollo Agropecuario, Pesquero y Alimentario. Ciudad de México: Diario Oficial de la Federación.

SAGARPA. (2015). Fichas técnicas de obras y prácticas de conservación y uso sustentable de suelo y agua: Abonos orgánicos. Ciudad de México: SAGARPA.

Sylvain. (2004). *Enviromental impact assesment for a farming region a reviué of methods*. Rennes Cedex, France: Elsevier.

Velázquez, J. (2002). Cantidad, cobertura y descomposición de residuos de maíz sobre el suelo. Terra.



VII. SECTOR RESIDUOS

VII.1 ANTECEDENTES

En el Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero (INEGyCEI), el Sector Residuos se integra por subsistemas de disposición de residuos sólidos urbanos (RSU), aguas residuales industriales y municipales (con y sin tratamiento); asimismo, tratamiento biológico de residuos orgánicos, incineración de residuos peligrosos y quema a cielo abierto (INECC, 2015). Para este análisis, sólo se consideraron las medidas de disposición de RSU y quema a cielo abierto, debido a su factibilidad técnica y económica.

Conviene apuntar que México generó 42.79 millones de toneladas de residuos sólidos urbanos (RSU), equivalentes a 311 kilogramos per cápita en 2012 (SEMARNAT, 2017). De las 31 millones de viviendas particulares habitadas en el país, poco más del 80 por ciento de éstas entrega los residuos al servicio de recolección, 12 por ciento los quema para evitar el mal olor y la proliferación de vectores, mientras que el resto, 6.49 por ciento, los deposita en contenedores (INEGI, 2015).

Debido a la falta de infraestructura adecuada, de esquemas de colaboración intermunicipal y de mecanismos de vigilancia estrictos, en el territorio nacional operan prácticas sub-óptimas con un impacto negativo en el ambiente como 1) disposición en tiraderos a cielo abierto o sitios no controlados, 2) quema de residuos en estos sitios, 3) quema en los traspatios de las casas habitación, así como 4) el entierro sin medidas precautorias.

En los sitios de disposición final (SDF), que consideran los rellenos sanitarios, los sitios no controlados y tiraderos a cielo abierto, se generan emisiones de metano por la descomposición anaerobia de los residuos cuando se acumulan y entie-ran. Por otro lado, la quema de residuos genera emisiones de contaminantes criterio¹ y climáticos como bióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O).

1 Ozono a nivel de suelo, material particulado y monóxido de carbono

Las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) del sector alcanzaron 31 MtCO₂e en 2013, 4.6 por ciento de las emisiones nacionales (INECC y SEMARNAT, 2015). Se estima que, para 2030 dichas emisiones aumentarán hasta 49 MtCO₂e debido al crecimiento poblacional y la urbanización (Gráfica VII.1).

VII.2 MEDIDAS DE MITIGACIÓN

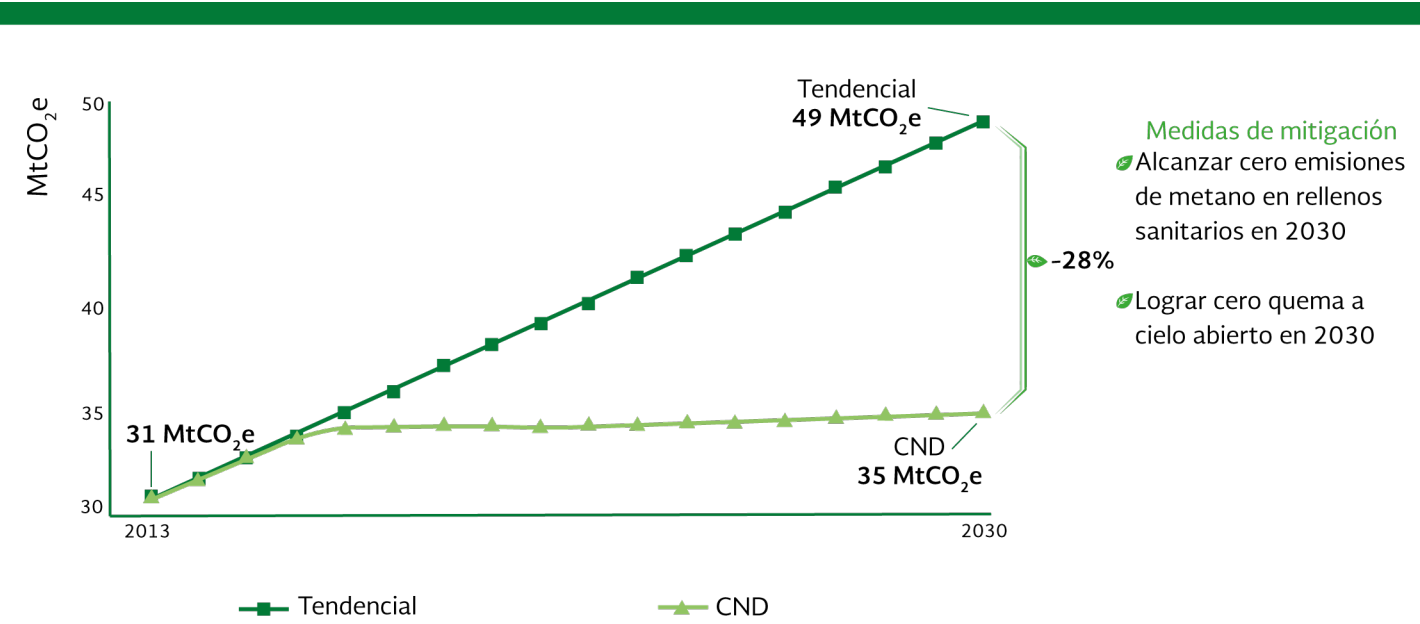
Con el propósito de promover acciones y proyectos que contribuyan a la mitigación de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y Contaminantes Climáticos de Vida Corta (CCVC) en el Sector Residuos, específicamente los sólidos urbanos, se definieron dos medidas que, conjuntamente, representan un potencial de mitigación de 14.38 MtCO₂e de GEI al 2030, éstas son:

- 1. Alcanzar cero emisiones de metano en rellenos sanitarios en 2030.
- 2. Lograr cero quema a cielo abierto en 2030.

VII.3 ESTIMACIÓN DE COSTOS Y DESCRIPCIÓN DE MEDIDAS

Se estimó el costo neto que se define como la diferencia entre el costo bruto y el costo del escenario tendencial. Los costos brutos comprenden los costos de operación y mantenimiento, asimismo contabilizan la inversión en infraestructura de las acciones de mitigación planteadas.

Es preciso mencionar que en este sector los ahorros son igual a cero, debido a que en el escenario tendencial no se efectúan desembolsos por la instrumentación de estas medidas. Por ende, en este caso el costo bruto es igual al costo neto.



Gráfica VII. 1 Escenario tendencial y mitigación del Sector Residuos.
Emisiones totales de GEI (2013): 31 MtCO₂e
Mitigación total del sector (2030): 14 MtCO₂e
Fuente: INECC, 2015.

VII.3.1 ALCANZAR CERO EMISIONES DE METANO EN RELLENOS SANITARIOS EN 2030

Esta medida supone que los rellenos sanitarios ubicados en ciudades capitales, polígonos industriales y polos turísticos del país, podrían capturar y quemar el biogás generado. Esta acción tiene un efecto incremental al año 2030, debido al aumento proyectado de la generación de residuos.

Proyección de escenarios. El escenario tendencial se focaliza en Sitios de Disposición Final (SDF) ubicados en municipios con más de cincuenta mil habitantes, los cuales emiten metano por la ausencia de acciones que permiten recuperar dicho biogás.² Por otra parte, el escenario de mitigación supone instalar infraestructura de captura y quema de metano en 157 SDF, que se traducirá en una mitigación de 13.82 MtCO₂e en 2030.

² El biogás es una mezcla compuesta principalmente por metano, generado por el proceso biológico de la biodigestión anaeróbica.

Método de costeo. Los SDF se clasifican en 87 rellenos sanitarios, 34 sitios controlados y 36 sitios no controlados (Cuadro VII.1).

Se estima que los 157 SDF considerados, reciben anualmente en promedio 22.7 millones de toneladas de residuos. Es preciso mencionar que estimar esta medida supuso convertir los 70 sitios controlados y no controlados en rellenos sanitarios, y se consideraron los siguientes costos:

- 1. Costos de saneamiento del SDF para construir rellenos sanitarios en sitios controlados y no controlados.
- 2. Inversión inicial en sitios controlados y no controlados, para su conversión en rellenos sanitarios.
- 3. Costos de operación y mantenimiento de los rellenos sanitarios.

Al tomar en cuenta estos costos para los 157 rellenos sanitarios potenciales, se consideraron los siguientes elementos para instalar y operar infraestructura en la quema de biogás:

Sitios de Disposición Final (SDF)	Categorías SDF por tonelaje recibido al día*				TOTAL
	A (Mayor a 100)	B (50 hasta 100)	C (10 y menor a 50)	D (menor a 10)	
Rellenos Sanitarios	61	15	11		87
Sitios Controlados	23	4	7		34
Sitios No Controlados	8	12	15	1	36
TOTAL	92	31	33	1	157

Cuadro VII. 1 Sitios de Disposición Final con potencial para la quema de metano en Rellenos Sanitarios.
*Categorías de conformidad con la NOM-083-SEMARNAT-2003.
Fuente: INECC, 2017.

- 1. Inversión en infraestructura para la recuperación y quema de biogás.
- 2. Costos de operación y mantenimiento para la recuperación y quema de biogás.
- 3. Para aquellos sitios que actualmente son rellenos sanitarios (87), los costos de saneamiento e inversión se consideraron iguales a cero, aunque fueron estimados los costos de operación y mantenimiento.

Los costos de inversión, operación y mantenimiento son proporcionales al tonelaje de RSU recibido, de conformidad con la clasificación de la norma en SDF tipo A, B, C y D (DOF, 2004).

Para estimar el costo de inversión, operación y mantenimiento de la quema de biogás se utilizó un modelo lineal del Banco Interamericano de Desarrollo (BID, 2006) que utiliza la mitigación de emisiones promedio anual como predictor de los costos, el cual consiste en estimar el costo de inversión y mantenimiento, en función de la reducción anual de emisiones, a partir de un estudio de costos de infraestructura para la captura y quema de biogás en 15 rellenos sanitarios en Latinoamérica.

Fuentes de información. Para estimar los costos de esta medida se utilizaron las siguientes referencias:

- SEMARNAT (2016). “Padrón de Beneficiarios” del Programa para la Prevención y Gestión Integral de Residuos de la SEMARNAT de 2006 a 2014.
- BID (2006). “Captura de gases de efecto invernadero de rellenos sanitarios para su aprovechamiento económico” publicado por el BID en 2006.

Resultados. El costo neto de esta medida es de 1,874 millones de dólares para el periodo 2014-2030 y su costo medio de mitigación es de 9.5 dólares por tonelada de CO₂ mitigada.

VII.3.2 LOGRAR CERO QUEMA A CIELO ABIERTO EN 2030

La Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos establece que las entidades federativas podrán prohibir la incineración a cielo abierto de los residuos (DOF, 2003) pues se observa que es una práctica común para el 12 por ciento de las 31 millones de viviendas del país (INEGI, 2015).

El INECC realizó un análisis geográfico de los SDF e identificó los sitios no controlados (rojo), rellenos sanitarios (verde) y sitios que se espera

sean transformados en rellenos sanitarios (amarillo) en 2030 (Figura VII.1).

Es importante destacar que los tiraderos a cielo abierto se encuentran concentrados en el sur y sureste del país en Chiapas, Oaxaca y Yucatán.

Aunado a la quema de residuos en tiraderos a cielo abierto, también se hace la quema en traspatio. Se desarrolló un análisis geográfico para ubicar los municipios de mayor quema en traspatio, donde se estima el porcentaje de residuos por vivienda habitada: reciclados, dispuestos, recolectados, enterrados o quemados (INEGI, 2015). Las zonas más afectadas por esta actividad son Suroeste, Sureste, Centro Norte y Noroeste, en especial los

estados de Veracruz, Chiapas, Estado de México y Baja California (Figura VII.2).

Proyección de escenarios. En 2013, las emisiones por quema de residuos a cielo abierto alcanzaron 0.3 MtCO₂e de CCVC y 0.2 MtCO₂e de GEI. Asimismo, no se identificó un costo para el escenario tendencial, ya que la falta de regulación y de manejo de RSU no representa costos para ningún actor.

El escenario de mitigación de esta medida considera dos acciones para desalentar la quema a cielo abierto en traspatio y en SDF, las cuales permitirán mitigar 0.56 MtCO₂e de GEI en 2030:

1. Llevar a cabo acuerdos intermunicipales para construir rellenos sanitarios.
2. Construir plantas de transferencia

Método de costeo. El análisis de costos de esta medida se presenta para ambos tipos de quema en SDF y en traspatio.

Acción 1. Acuerdos intermunicipales para construir rellenos sanitarios

Se estimó el costo potencial de llevar a cabo 66 proyectos intermunicipales para construir rellenos sanitarios con infraestructura para captura y quema de metano. Estos proyectos fueron ubicados en 219 municipios que no contaban con rellenos sanitarios, quemaban el mayor tonelaje de la

basura, contaban con el mayor número de habitantes y presentaban condiciones de accesibilidad a los municipios participantes en el acuerdo.

En todos los proyectos la estimación del costo total incluyó los siguientes elementos:

- a. Costo de saneamiento del SDF para construir rellenos sanitarios en sitios no controlados.
- b. Inversión inicial de relleno sanitario en sitios no controlados.
- c. Costos de operación y mantenimiento de los rellenos sanitarios.
- d. Inversión inicial de infraestructura para la captura y quema de biogás.
- e. Costos de operación y mantenimiento para la captura y quema de biogás.

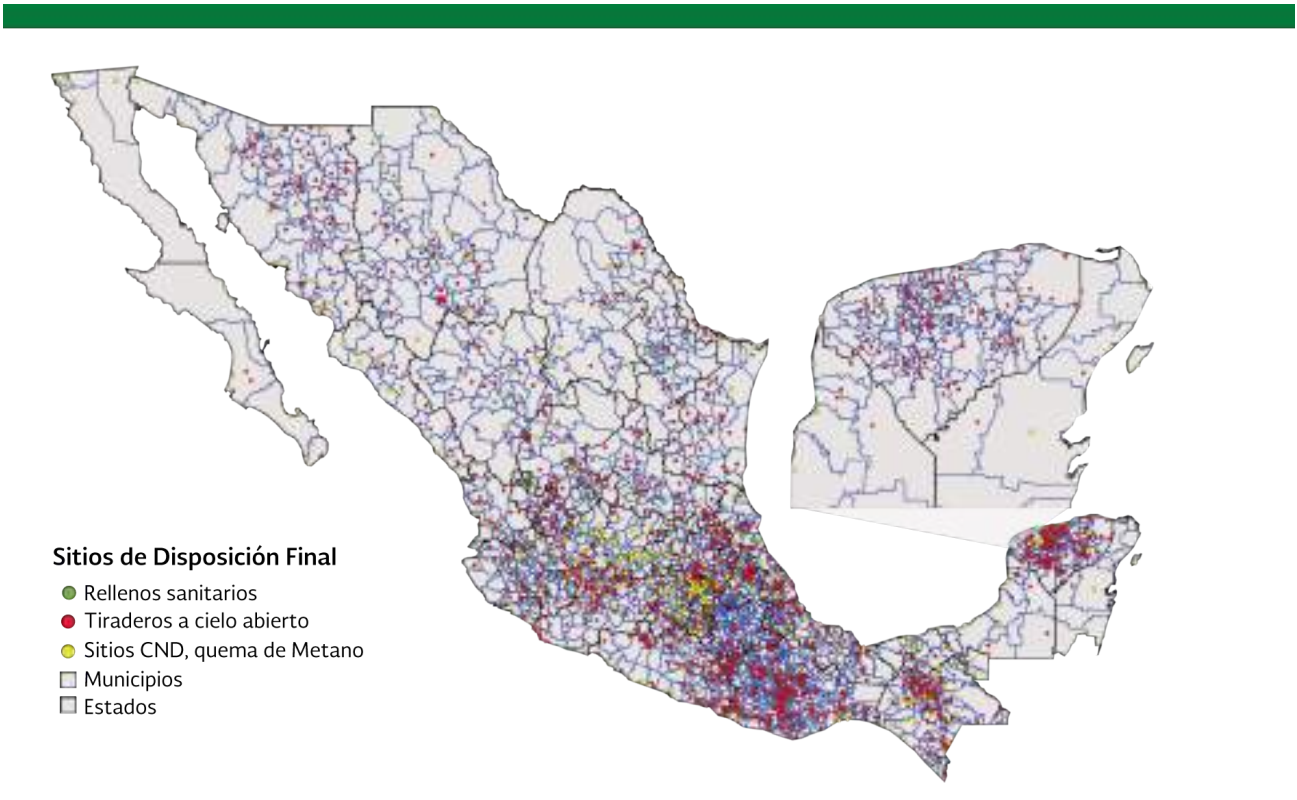


Figura VII. 1 Identificación de tiraderos a cielo abierto a nivel nacional, 2015.
Fuente: INECC, 2016.

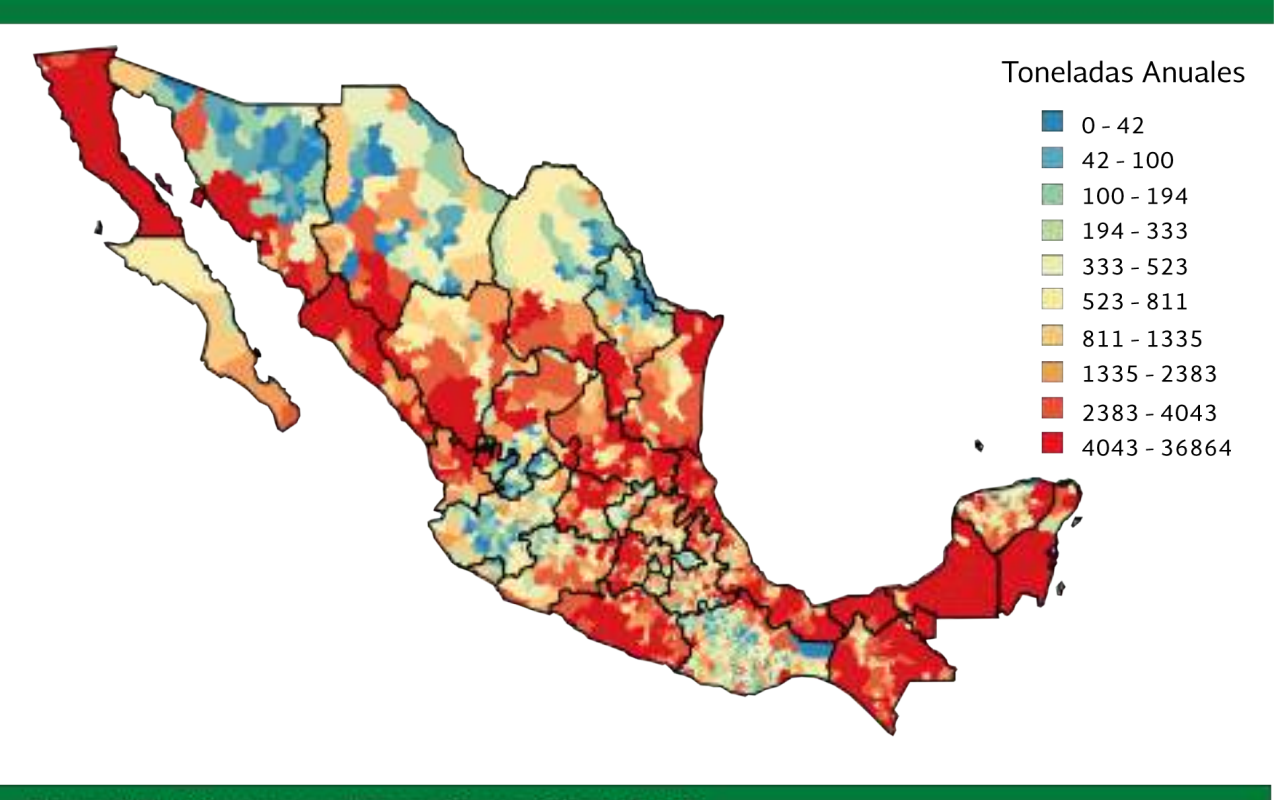


Figura VII. 2 Quema en traspatio municipal, 2015.
Fuente: INECC, 2016.

De manera similar a la medida de cero emisiones de metano en rellenos sanitarios, el análisis de costos de estas medidas utilizó la metodología del BID (BID, 2006) para calcular la inversión, los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones para la quema de metano.

Fuentes de información. Con el fin de estimar los costos de instalación de infraestructura para la quema de biogás en rellenos sanitarios, en ciudades con más de cincuenta mil habitantes, se recurrió a las siguientes fuentes:

- SEMARNAT (2016). “Padrón de Beneficiarios” del Programa para la Prevención y Gestión Integral de Residuos de la SEMARNAT de 2006 a 2014.
- BID (2006). “Captura de gases de efecto invernadero de rellenos sanitarios para su aprovechamiento económico”.

Acción 2. Plantas de transferencia.

Se estimó el costo potencial de construir 204 plantas de transferencia en el mismo número de municipios para desalentar la quema en sitios no controlados y de difícil acceso. Se consideraron municipios ubicados en zonas de difícil acceso que no contaran con rellenos sanitarios, que quemaran altos volúmenes de basura y con mayor número de habitantes.

La estimación del costo total consideró los siguientes conceptos:

- Inversión inicial de la infraestructura en la estación de transferencia. Incluye infraestructura y equipamiento.
- Costos de operación y mantenimiento de la estación de transferencia.

Se asumieron los mismos costos para las 204 plantas de transferencia que los reportados en el

proyecto intermunicipal de gestión integral de residuos sólidos de: Pajacuarán, Sahuayo, Jiquilpan, Venustiano Carranza y Villamar, todos municipios de Michoacán.

Fuentes de información. Para estimar los costos de inversión, operación y mantenimiento de estaciones de transferencia se utilizó la siguiente referencia:

- SHCP (2016). Proyecto intermunicipal de gestión integral de residuos sólidos de: Pajacuarán, Sahuayo, Jiquilpan, Venustiano Carranza y Villamar, municipios de Michoacán.

Resultados. El costo neto de la medida por construcción y operación de 66 rellenos sanitarios con infraestructura para captura y quema de metano, mediante acuerdos intermunicipales, así como la construcción y operación de 204 estaciones de transferencia suma 318.8 millones de dólares para el periodo 2014-2030; su costo medio de mitigación es de 64.64 dólares por tonelada de CO₂e mitigada.

VII.4 CONCLUSIONES

Las medidas no condicionadas en el Sector Residuos permitirían mitigar 14.7 MtCO₂e en 2030 y tendrían un costo neto de 2,192.9 millones de dólares para el periodo 2014-2030.

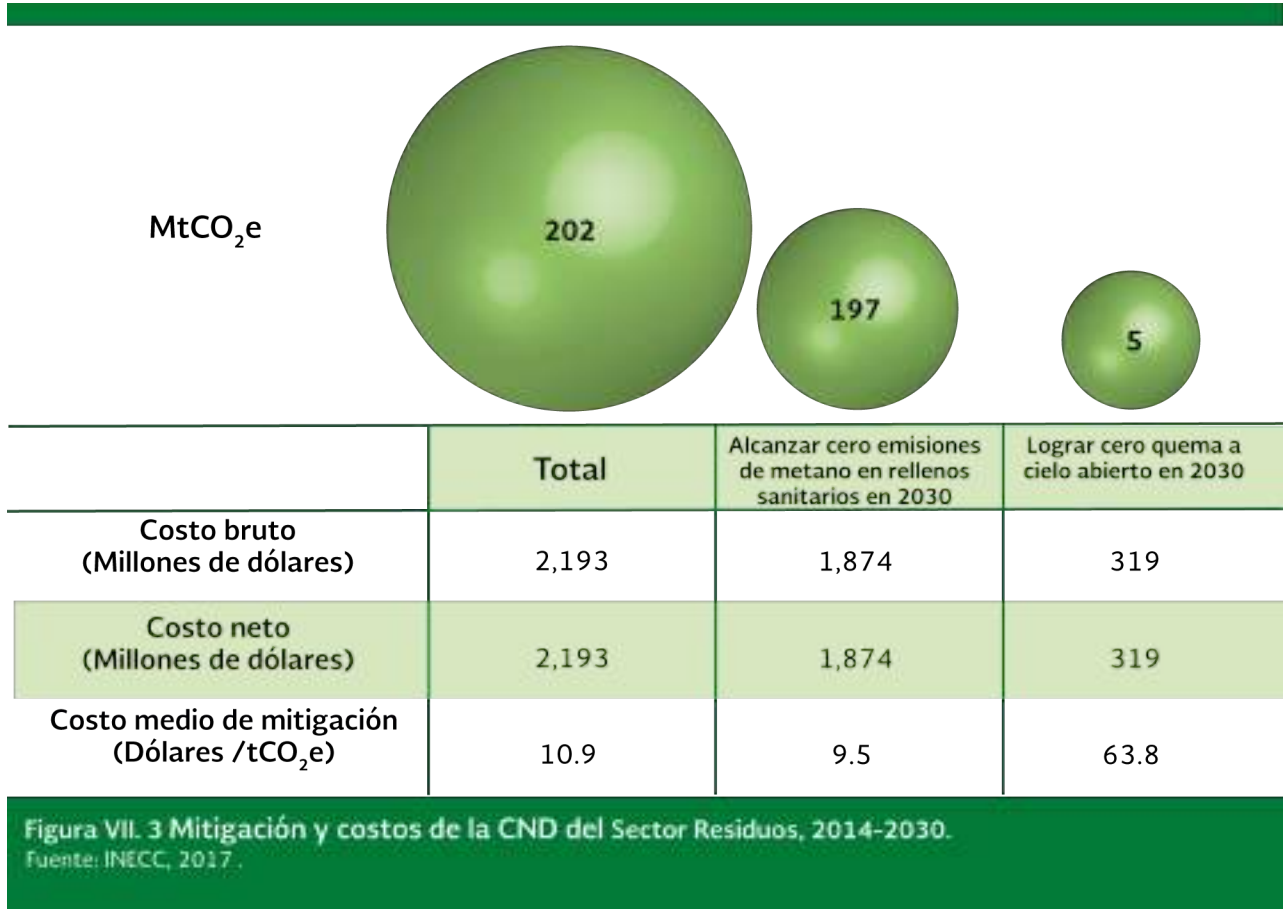
El manejo inadecuado de los residuos sólidos puede generar impactos negativos significativos para la salud humana, ya sea por vía hídrica, atmosférica o por la transmisión de enfermedades por vectores. La plena instrumentación de las medidas consideradas, además de lograr una mitigación de 14.7 MtCO₂e al 2030, contribuiría a una mejor gestión integral de los RSU y aportaría co-beneficios a las poblaciones cercanas a los SDF.

Para lograr el cumplimiento de las medidas propuestas del Sector Residuos, debe asignarse recursos presupuestales a los municipios a fin de que puedan llevar a cabo las inversiones en infraestructura. Además, la modernización del sector requiere asegurar la sustentabilidad financiera de la gestión integral de los RSU, para lo cual se deberá considerar el cobro de tarifas por la prestación de los servicios, a fin de asegurar el correcto funcionamiento de los rellenos sanitarios, estaciones de transferencia y los sistemas para captura y quema de biogás a largo plazo.

Asimismo, no debe soslayarse el potencial para la generación eléctrica a partir de metano producido en los rellenos sanitarios, cuyo aprovechamiento permitiría incrementar la mitigación de GEI y generar energía para autoconsumo en el sector

o comercializarla con la CFE. La generación de electricidad podría encauzar al Sector Residuos hacia un modelo de economía circular en el que los desechos se transforman en recursos productivos para la economía.

Las medidas “Cero emisiones en rellenos sanitarios” y “Cero quema a cielo abierto” representan un potencial de mitigación de 197.2 MtCO₂e y 4.96 MtCO₂e en el periodo 2014-2030, respectivamente (**Figura VII.3**).



REFERENCIAS

BID. (2006). Captura de gases de efecto invernadero de rellenos sanitarios para su aprovechamiento económico, Septiembre 2006. Obtenido de <http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=927>

DOF. (2004). Norma Oficial Mexicana NOM-083-SEMARNAT-2003. Especificaciones de protección ambiental para la selección del sitio, diseño, construcción, operación, monitoreo, clausura y obras complementarias en un sitio de disposición final de residuos sólidos urbanos y de manejo especial. Obtenido de <http://www.profepa.gob.mx/innovaportal/file/1306/1/nom-083-semarnat-2003.pdf>

Diario Oficial de la Federación (DOF). 2003. Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos

DOF. (2013). Diario oficial de la Federación. (2013-2018). Programa Sectorial de Medio Ambiente y Recursos Naturales 2013-2018, México.

EPA. (2010). Modelo de Biogás Mexicano 2.0. Del Landfill Methane Outreach Program. Obtenido de <http://www3.epa.gov/lmop/international/mexicano.html>

INECC. (2012) Diagnóstico Básico para la Gestión Integral de Residuos 2012. Versión extensa. Obtenido de http://www.inecc.gob.mx/descargas/dgcenica/diagnostico_basico_extenso_2012.pdf.

Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC) y Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (Semarnat). 2015. Primer Informe Bienal de Actualización ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. INECC/Semarnat, México.

INEGI. (2010). Principales resultados por AGEB y manzana urbana, Censo de Población y Vivienda 2010, Obtenido de http://www.inegi.org.mx/sistemas/consulta_resultados/ageb_urb2010.aspx?c=28111

SEMARNAT. (2009-2014). Página web Padrón de Beneficiarios. Obtenido de <http://www.semarnat.gob.mx/apoyos-y-subsidios/prevencion-y-gestion-integral-de-residuos-2013-2018/padron-de-beneficiarios>

SEMARNAT. (2012a). Informe de la situación del Medio Ambiente en México. 2016, de SNIARN. Obtenido de http://apps1.semarnat.gob.mx/dgeia/informe_12/07_residuos/cap7_1.html

SEMARNAT. (2015a). Contribución Prevista y Determinada a Nivel Nacional de México. Obtenido de http://www.semarnat.gob.mx/sites/default/files/documentos/mexico_indc_espanolv2.pdf

SEMARNAT. (2012b). Diagnóstico básico para la gestión integral de los residuos. Obtenido de http://www.inecc.gob.mx/descargas/dgcenica/diagnostico_basico_extenso_2012.pdf

SEMARNAT. (2018). ¡La basura a su lugar!. Obtenido de <https://www.gob.mx/residuos-solidos>

VIII. SECTOR USO DE
SUELO, CAMBIO DE
USO DE SUELO Y
SILVICULTURA
(USCUSS)

VIII.1 ANTECEDENTES

Este sector ofrece oportunidades para enfrentar la degradación de los ecosistemas y la baja productividad del sector forestal del país. Actualmente se contabilizan 7.4 millones de hectáreas incorporadas al manejo forestal maderable (CONAFOR 2014).

La producción maderable del país en 2015 sumó 6.1 millones de metros cúbicos rollo (m³r), en la cual participaron las siguientes entidades: Durango (28.5 por ciento), Chihuahua (18.1 por ciento), Michoacán (7.0 por ciento), Jalisco (6.7 por ciento), Oaxaca (6.7 por ciento), entre otras. Este sector representa el 0.28 por ciento del PIB a escala nacional, en tanto, el consumo es superior a la producción, situación que da como resultado una balanza comercial negativa.

El Sector USCUS muestra gran potencial para contribuir con el cumplimiento de los objetivos de mitigación acordados durante la Conferencia de las Partes (COP21) en París. La línea base del sector se mantiene en 32 millones de toneladas de bióxido de carbono equivalente (MtCO₂e) desde 2013 hasta 2030. Por medio de las Contribuciones Nacionalmente Determinadas (CND), presumiblemente las emisiones totales del sector se reducirán 144 por ciento,¹ hasta alcanzar una absorción neta de 14 MtCO₂e en 2030.

El Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero (INEGyCEI) reporta las emisiones y absorciones de bióxido de carbono (CO₂) a partir de los cambios y permanencias de los siguientes tipos de uso del suelo: 1) tierras forestales, 2) praderas, 3) tierras agrícolas, 4) asentamientos y 5) otras tierras.

Los depósitos cuantificados de cada tipo de uso de suelo son la biomasa viva (aérea y en raíz) y suelos minerales. Los gases de efecto invernadero (GEI) generados en este sector son CO₂, metano (CH₄), y óxido nitroso (N₂O), así como contaminantes

¹ En razón de que el sector se convertiría en un sumidero de carbono.

climáticos de vida corta (CCVC), tal como el carbono negro (CN), generados principalmente por incendios en tierras forestales y pastizales.

Los procesos de manejo y cambios del uso del suelo resultan en pérdidas o absorciones de carbono en biomasa o pérdida de la capacidad de absorción o captura de carbono. Ejemplos de estos procesos incluyen el manejo forestal, la deforestación y degradación, las actividades agropecuarias y los incendios, entre otros.

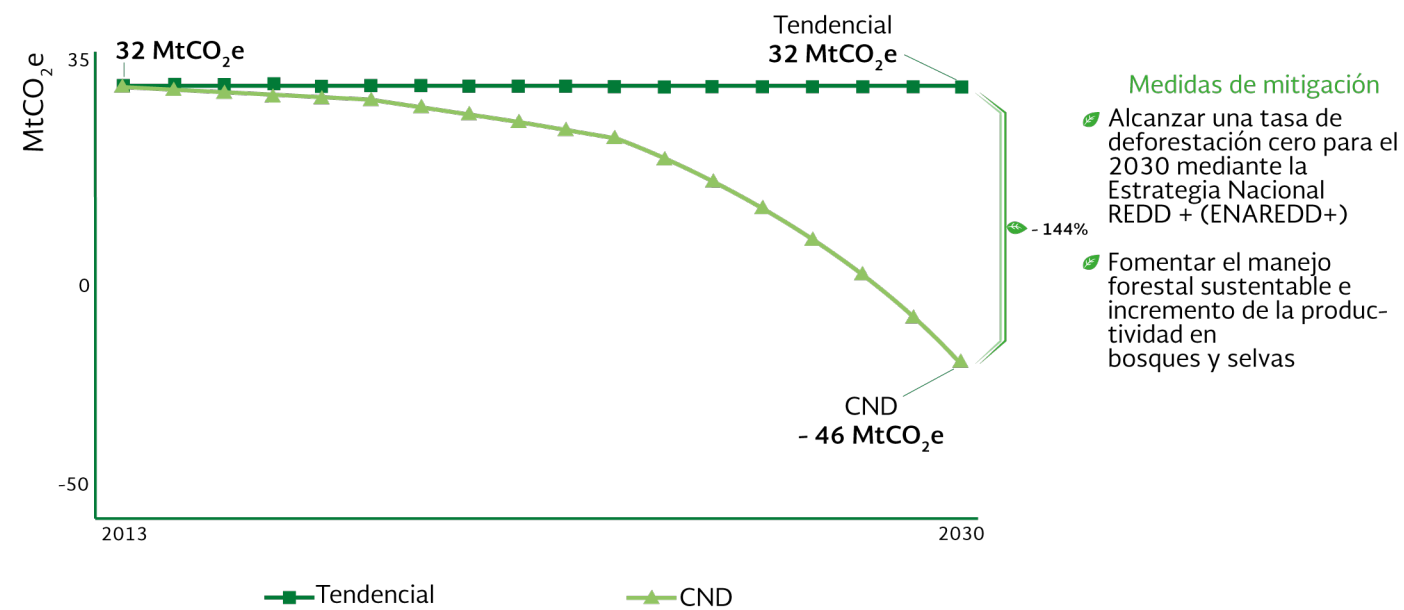
VIII.2 MEDIDAS DE MITIGACIÓN

Para reducir el volumen de emisiones de este sector, se definieron dos medidas que conjuntamente mitigarían 220.5 MtCO₂e a lo largo del periodo 2015-2030 y 46.61 MtCO₂e para 2030 estas son (Gráfica VIII.1):

1. Alcanzar una tasa de deforestación cero para 2030, mediante la Estrategia Nacional Reducción de Emisiones por Deforestación y Degradación (ENAREDD+).
2. Fomentar el manejo forestal sostenible e incremento de la productividad en bosques y selvas con vocación productiva y en terrenos con potencial para establecer plantaciones forestales comerciales.

VIII. 3 ESTIMACIÓN DE COSTOS Y DESCRIPCIÓN DE LAS MEDIDAS

Para la estimación de costos se tomó como base la diferencia entre los costos brutos en dos escenarios: el tendencial y el de mitigación o CND. A continuación, se presenta la metodología de costeo, fuentes de información y resultados de las medidas citadas.



Gráfica VIII. 1 Escenario tendencial y mitigación del Sector USCUS.

Emisiones de GEI (2013): 32 MtCO₂e
Mitigación del sector (2030): - 46 MtCO₂e
Fuente: INECC, 2015.

VIII.3.1 ALCANZAR UNA TASA DE DEFORESTACIÓN CERO PARA EL AÑO 2030 MEDIANTE LA ESTRATEGIA NACIONAL REDD+ (ENAREDD+)

Como parte del conjunto de medidas indicativas para dar cumplimiento al objetivo establecido en los Acuerdos de París, se propuso alcanzar una tasa de deforestación cero en 2030. Tal propósito significa reducir la deforestación de 157 mil hectáreas en 2015 a cero en 2030.

Se considera cambio de uso de suelo a aquel que implica pérdida de cobertura de tipo forestal. De acuerdo con diversos estudios, se reconocen cuatro tipos de cambio de uso de suelo (SEMARNAT-INECC, 2013):

1. De forestal a praderas.
2. De forestal a tierra agrícola.
3. De forestal a asentamientos.
4. De forestal a otras.

Proyección de escenarios. Se formuló un escenario de mitigación en el que la deforestación y las emisiones se reducen a una tasa constante (de 10 por ciento anual) hasta llegar a cero (las emisiones alcanzarían -46 MtCO₂e). Por su parte, el escenario tendencial es uno de inacción en el que permanece estable la tasa de deforestación.

Método de costeo. Se estimaron dos costos: 1) costo de oportunidad de actividades productivas alternas a las forestales y 2) costo de la ejecución de la Estrategia de Reducción de Emisiones causadas por la Deforestación y Degradación de Bosques (REDD+, por sus siglas en inglés). El pri-

mero se define como ingresos alternativos a los que se renuncia por llevar a cabo acciones que eviten la deforestación (Pagiola et Bosquet, 2010). El segundo, costo de ejecución, representa los esfuerzos necesarios para reducir la deforestación y degradación, incluidos los de transacción por establecer y operar REDD+ (White and Minang, 2011).

Para estimar los costos de oportunidad, se utilizó información obtenida de la Encuesta Nacional Agropecuaria (SAGARPA-FAO 2008), realizada para una muestra representativa de las Unidades Económicas del Sector Rural y Pesquero, de la cual se obtuvieron los ingresos netos para distintas actividades económicas que pueden expresarse por hectárea o por tonelada de CO₂e (White and Minang 2011).

Para formular estos costos en unidades monetarias por tonelada de CO₂e, se utilizaron los factores de emisión de cada tipo de ecosistema (INEGEI, 2013).² De esta manera, se generaron curvas de costos de oportunidad de mitigación, en función del tipo de vegetación y se elaboró una curva para la actividad ganadera y otra para la agrícola.

Los costos de la estrategia REDD+ se dividen en tres tipos (Lubowski 2008). El primero corresponde a los costos de desembolso inicial “Upfront”. El segundo representa los de transacción que se generan para conectar compradores y vendedores, y comprenden los de negociación y contratación. Finalmente, los costos administrativos, relacionados con monitoreo y aplicación de un programa de REDD+.

Los costos de desembolso inicial se obtuvieron de un caso de estudio para proyectos de instrumentación de REDD+ en Latinoamérica (Cenamo et al., 2009) que se ajustaron de acuerdo con la mitigación esperada.

² Los factores de emisión para cada tipo de uso de suelo siguen la clasificación utilizada para el Primer Informe Bianual de Actualización ante la CMNUCC (SEMARNAT 2015).

Al no contar con los costos administrativos y de transacción de instrumentar ENAREDD+, éstos se estimaron utilizando el Programa de Pago por Servicios Ambientales (PSA) de la Comisión Nacional Forestal (CONAFOR). Los PSA constituyen un instrumento comparable con los costos operativos de la estrategia REDD+.

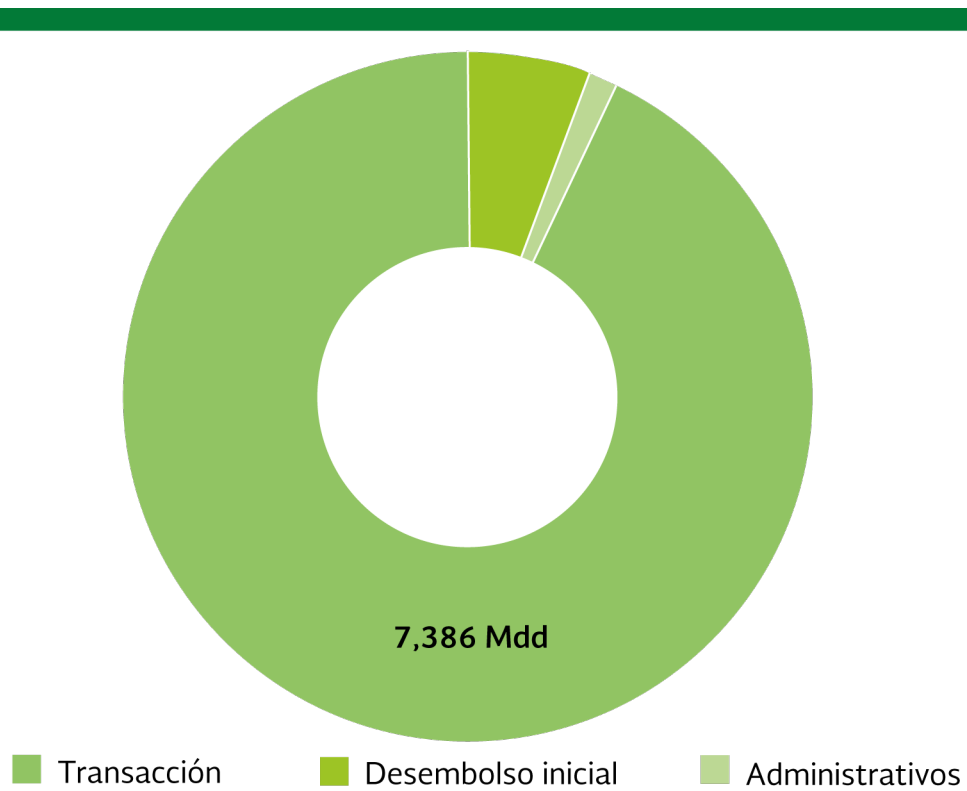
Por otro lado, a partir de las Reglas de Operación del Programa Nacional Forestal (PRONAFOR) 2016, se obtuvo el costo anual de monitorear y aplicar el programa en su modalidad “SA.1.2 de Conservación de la Biodiversidad”; de este modo se desarrollaron dos escenarios de costos administrativos y de transacción.

El primer escenario supone costos bajos y que la deforestación en el país es un fenómeno agregado (ciertas áreas y ciertos usuarios). En este caso, la superficie mínima que un beneficiario podría incorporar en el PSA, es de mil hectáreas a un costo de 35 mil pesos. El segundo escenario asume que la deforestación es un fenómeno desagregado, y el mínimo que un beneficiario podría incorporar al programa es de 100 hectáreas a un costo de 16,500 pesos (PRONAFOR, 2016).

Fuentes de información. Las bases de datos elaboradas fueron tomadas del organismo oficial CONAFOR, las principales referencias son:

- CONAFOR (2015). Estrategia Nacional REDD+
- Lubowski, R. (2008). “What are the costs and potentials of REDD?”

Resultados. En este ejercicio no se registran ahorros, debido a que no involucra directamente a un sector productivo. El costo neto obtenido para el periodo 2015-2030 sumó 7.92 mil millones de dólares y deriva en un costo medio de mitigación de 67.1 dólares por tonelada en el periodo. Los costos de transacción representan una gran proporción del total (Gráfica VIII.2).



Gráfica VIII. 2 Costos de la Estrategia Nacional REDD+.
Fuente: INECC, 2017.

VIII.3.2 FOMENTAR EL MANEJO FORESTAL SUSTENTABLE E INCREMENTO DE LA PRODUCTIVIDAD EN BOSQUES Y SELVAS CON VOCACIÓN PRODUCTIVA Y EN TERRENOS CON POTENCIAL PARA ESTABLECER PLANTACIONES FORESTALES COMERCIALES

Para 2030, se espera una producción maderable de 19.8 millones m³r alcanzable de dos formas: 1) aumentar el aprovechamiento sustentable maderable de bosques y selvas (aumento en la permanencia de uso de suelo forestal) y 2) incrementar la producción proveniente de plantaciones forestales comerciales (cambios de uso de suelo hacia forestal). Con esta propuesta se asume que la producción de

19.8 millones de m³r procede de 15 millones de hectáreas de bosques y selvas con alta vocación productiva, manejadas por Empresas Forestales Comunitarias (EFC) y de 462 mil hectáreas de Plantaciones Forestales Comerciales (PFC).

Las EFC son aquéllas formadas por ejidos y comunidades agrarias, los dos regímenes de propiedad social de la tierra vigentes en México, bajo los cuales se enmarcan dos terceras partes de los bosques del país (Madrid et al, 2009).

Por otra parte, las PFC se estructuran a partir del establecimiento y manejo de especies forestales en terrenos de uso agropecuario o terrenos que han perdido su vegetación forestal natural, con el objeto de producir materias primas maderables y no maderables para industrializar y comercializar (CONAFOR, 2015).

Proyección de escenarios. Los escenarios de mitigación se generaron con base en el PRONAFOR y documentos de trabajo del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC).

Las metas del PRONAFOR establecen que, para 2018, se alcanzaría una producción maderable de 11 millones de m³r, mediante la instrumentación de la Estrategia Nacional de Manejo Forestal Sustentable para el Incremento de la Producción y Productividad (ENAIPROS).

De estos 11 millones m³r, 8.9 millones proven- drán de bosques y selvas manejadas y 2.1 millo- nes de las PFC. Por su parte, la medida sugiere que, para alcanzar el objetivo de mitigar 21.84 MtCO₂e en 2030, se debe producir 19.8 millones de m³r de madera, procedentes de 15 millones de hectáreas de bosques y selvas manejadas y de 460 mil ha de plantaciones.

En el escenario tendencial, se tomó como pun- to inicial para trazar la línea base la producción maderable en 2014 de 6.67 millones de m³r, de acuerdo con los datos sobre la producción nacio- nal registrada en el Anuario Estadístico Forestal 2015. Se asumió que esta producción es la suma de 5.07 millones de m³r producidos por el manejo de bosques y selvas, y de 1.60 millones de m³r producidos en PFC.

Dicha producción se obtuvo a partir de las me- tas establecidas en la ENAIPROS. Este escenario plantea un incremento de la producción madera- ble que alcanza 14.20 millones de m³r en 2030. En el escenario CND, se parte del supuesto de que la mitigación comienza en 2018, cuando se habrían mitigado 12.1 MtCO₂e al cumplir los objetivos establecidos en la ENAIPROS, que se refieren a la producción de 11 millones de m³r. A partir de ese año, la producción aumentaría de manera constante durante el periodo, hasta alcanzar 19.8 millones de m³r en 2030 y 21.84 MtCO₂e mitigadas.

Método de costeo. Para las EFC se tomaron en cuenta diferentes costos que incluyen el de mane- jo forestal, el de aprovechamiento maderable y el de aserradero. Dichos costos se obtuvieron a par- tir de las propuestas de Cubbage y se utilizaron para ambos escenarios (Cubbage, 2015).

Para las PFC se tomaron en cuenta los costos de establecimiento para una plantación reportados por CONAFOR (2012) en el caso de las especies Teca (*Tectona grandis*) y Eucalipto (*Eucalyptus sp*) que reportan un periodo de vida de 25 y 7 años, respectivamente. Se seleccionaron dichas espe- cies con base en la opinión de expertos y la dis- ponibilidad de información. Se asumió que el 72 por ciento de las plantaciones corresponderían a Eucalipto y 28 por ciento a Teca.³

Fuentes de información. Las bases de datos ela- baradas fueron tomadas del orgsnizmo oficial CONAFOR, las principales referencias son:

- CONAFOR (2012). Evaluación de costos de establecimiento y mante- nimiento de Planeaciones Forestales Comerciales. México.
- CONAFOR (2014). Programa Nacio- nal Forestal 2014-2018

Resultados. A pesar de que esta medida logra un incremento en producción e ingresos, no ofrece ahorros inherentes. El costo neto obtenido para el periodo 2015-2030 fue de 3,861 millones de dólares y tiene un costo medio de mitigación de 37.5 dólares por tonelada. En 2030, cerca de 90 por ciento de los costos corresponde a EFC y el restante a PFC, debido a los altos costos que re- presenta el componente de los aserraderos.

³ El Eucalipto y Teca son especies representativas de maderas blandas y duras. En este documento, se utilizan de manera indi- cativa, sin que se promueva su cultivo y desarrollo.

VIII.4 CONCLUSIONES

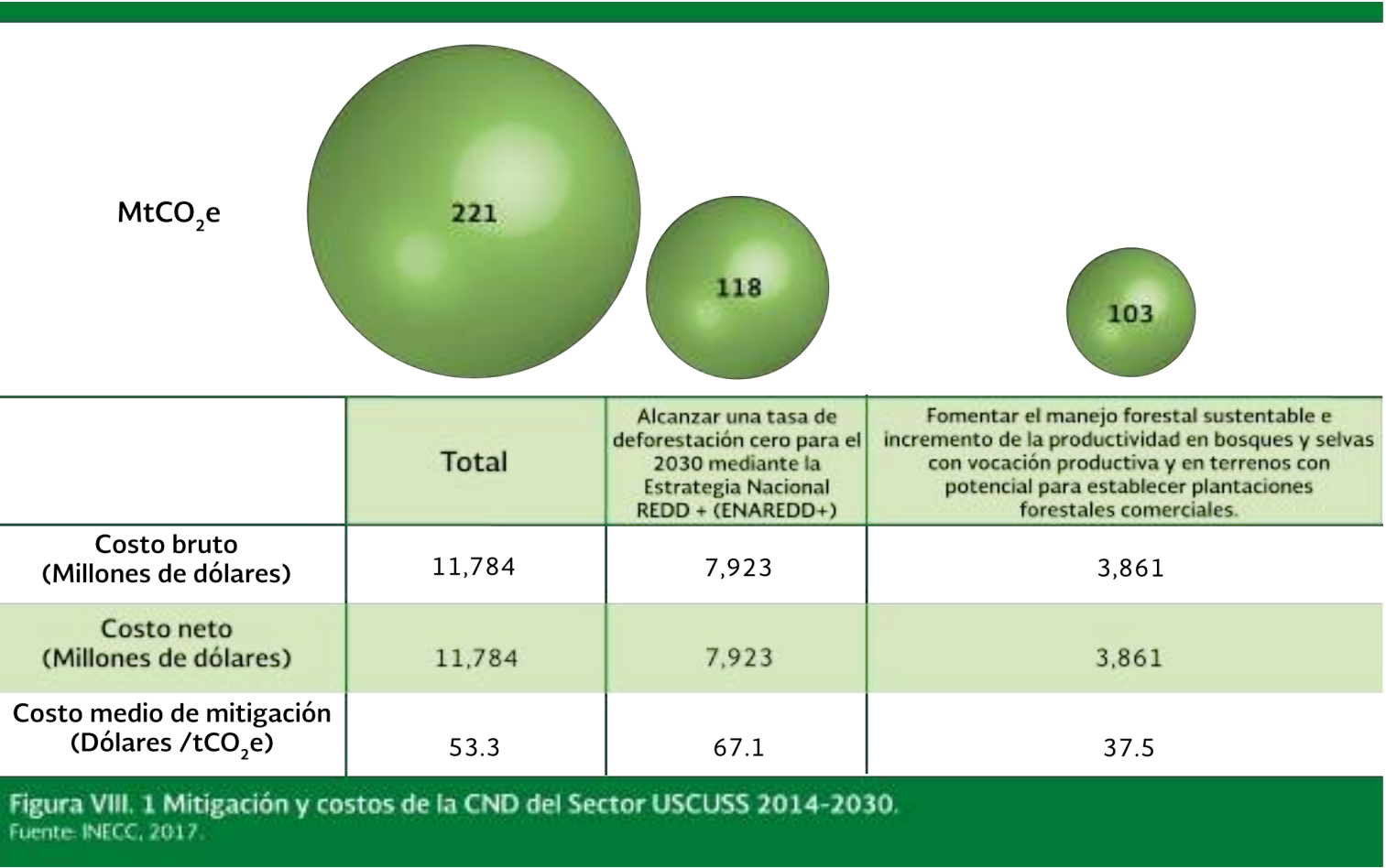
Los costos estimados para la primera medida, “Alcanzar una tasa de deforestación cero para el 2030 mediante la Estrategia Nacional REDD+” en el escenario de referencia, son de 7,923 millones de dólares totales y 67.1 dólares por tonelada abatida de CO₂e para el periodo.

Por su parte, los costos de ejecución de la segunda medida, consistente en “Fomentar el manejo forestal sustentable e incremento de la productividad en bosques y selvas con vocación productiva y en terrenos con potencial para el establecimiento de plantaciones forestales comerciales” ascienden a 3,861 millones de dólares totales y 37.5 dólares por tonelada de CO₂e evitada para el periodo de referencia (Figura VIII.1).

Los resultados indican que la ejecución de las dos medidas tendrán un costo neto aproximado de 11.7 mil millones de dólares⁴ y un costo medio de 53.3 dólares por tonelada de CO₂e mitigada, en el periodo 2015-2030.

Por otra parte, la instrumentación de la medida correspondiente a “Alcanzar una tasa cero de deforestación en 2030” resulta casi dos veces más costosa que la medida correspondiente a “Fomentar el manejo forestal sustentable...”. Esta diferencia refleja la importancia de reducir costos de transacción en la primera medida, mediante la simplificación de procesos administrativos.

Sin embargo, es relevante indicar que este cálculo no considera ahorros directos e indirectos ni cobeneficios de estas medidas, tales como el incremento en la provisión de servicios ambientales, que podrían mejorar el nivel de vida, tanto de los propietarios de los predios, como de la población cercana.



⁴ Los costos netos son idénticos a los brutos en este sector, toda vez que no se contabilizan ahorros asociados a la ejecución de las medidas planteadas.

REFERENCIAS

Cenamo, M. C., Pavan, M. N., Campos, M. T., Barros, A. C., & Carvalho, F. (2009). *Casebook of REDD projects in Latin America*. IDESAM & The Nature Conservancy, Manaus (Brazil).

CONAFOR (2012). Evaluación de costos de establecimiento y mantenimiento de Planeaciones Forestales Comerciales. México. Obtenido de <http://www.conafor.gob.mx:8080/documentos/ver.aspx?-grupo=5&articulo=4138>

CONAFOR (2014). Programa Nacional Forestal 2014-2018. México.

CONAFOR (2015). Estrategia Nacional REDD+, Obtenido de [http://www.conafor.gob.mx:8080/documentos/docs/35/6462Estrategiapor ciento20Nacionalpor ciento20parapor ciento20REDD_por ciento20\(parapor ciento20consultapor ciento20ppor cientoC3por cientoBAblica\)por ciento202015.pdf](http://www.conafor.gob.mx:8080/documentos/docs/35/6462Estrategiapor ciento20Nacionalpor ciento20parapor ciento20REDD_por ciento20(parapor ciento20consultapor ciento20ppor cientoC3por cientoBAblica)por ciento202015.pdf)

Cubbage, F.W., Davis, R.R., Rodríguez Paredes, D., Mollenhauer, R., Kraus Elsin, Y., Frey, G.E., Gonzalez Hernandez, I.A., Albarrán Hurtado, H., Cruz, A.M.S. and Salas, D.N.C., (2015). *Community forestry enterprises in Mexico: sustainability and competitiveness*. *Journal of Sustainable Forestry*, 34(6-7), pp.623-650.

Lubowski, R. (2008). “What are the costs and potentials of REDD?” in Angelsen, A. (ed.) 2008 *Moving ahead with REDD: Issues, options and implications*. CIFOR, Bogor, Indonesia.

Madrid, L., Núñez, J. M., Quiroz, G., & Rodríguez, Y. (2009). La propiedad social forestal en México. *Investigación Ambiental*, 1(2), 179–196.

Pagiola et Bousquet (2009). *Estimating the Costs of REDD at the country level*. World Bank.

SEMARNAT-INECC (2013). Inventario Nacional de Emisiones de Gases Efecto Invernadero. Obtenido de http://www.inecc.gob.mx/descargas/cclimatico/inf_inegi_public_2010.pdf

White and Minang (2011). *Estimating the opportunity costs of REDD, A training manual*. Washington D.C.

C. CONCLUSIONES

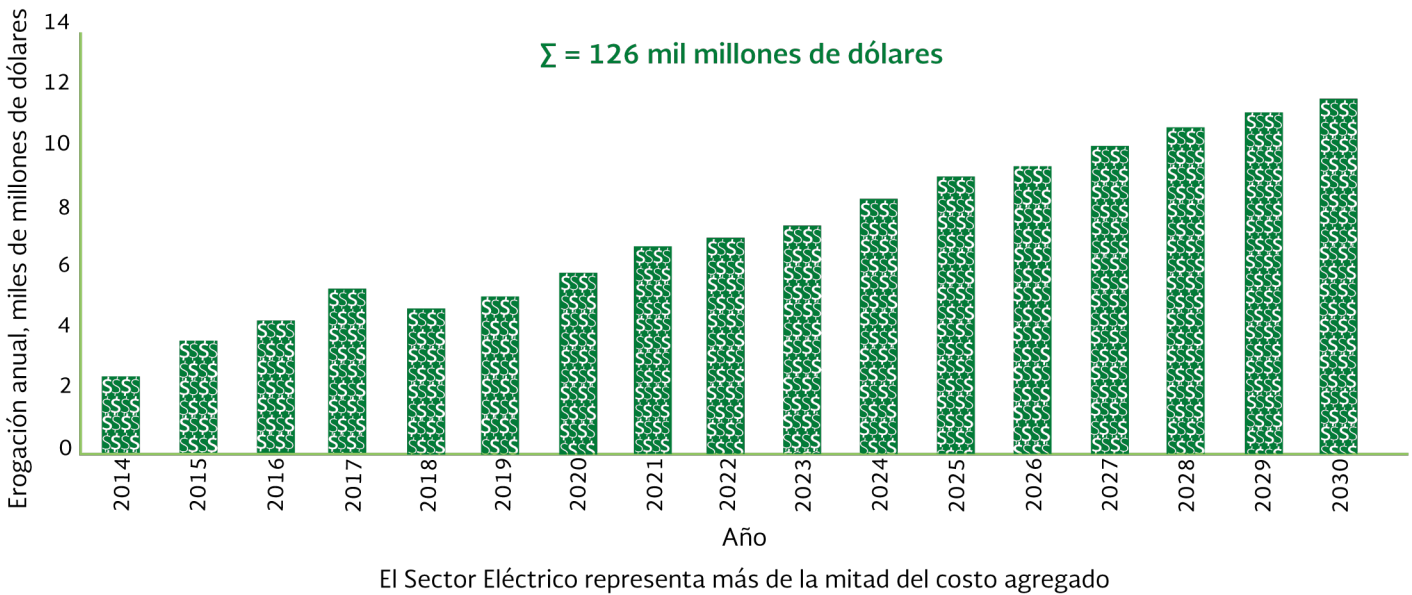
LOS GRANDES NÚMEROS

El costo agregado de las treinta medidas sectoriales asciende a poco más de 126 mil millones de dólares de 2017, devengados a lo largo del periodo 2014-2030 (**Gráfica C.1**). De ejecutarse exitosamente esta inversión, se lograría una mitigación de 1,520 millones de toneladas de bióxido de carbono equivalente vis-à-vis un escenario de inacción ante el cambio climático durante el mismo periodo (**Figura C.1**)

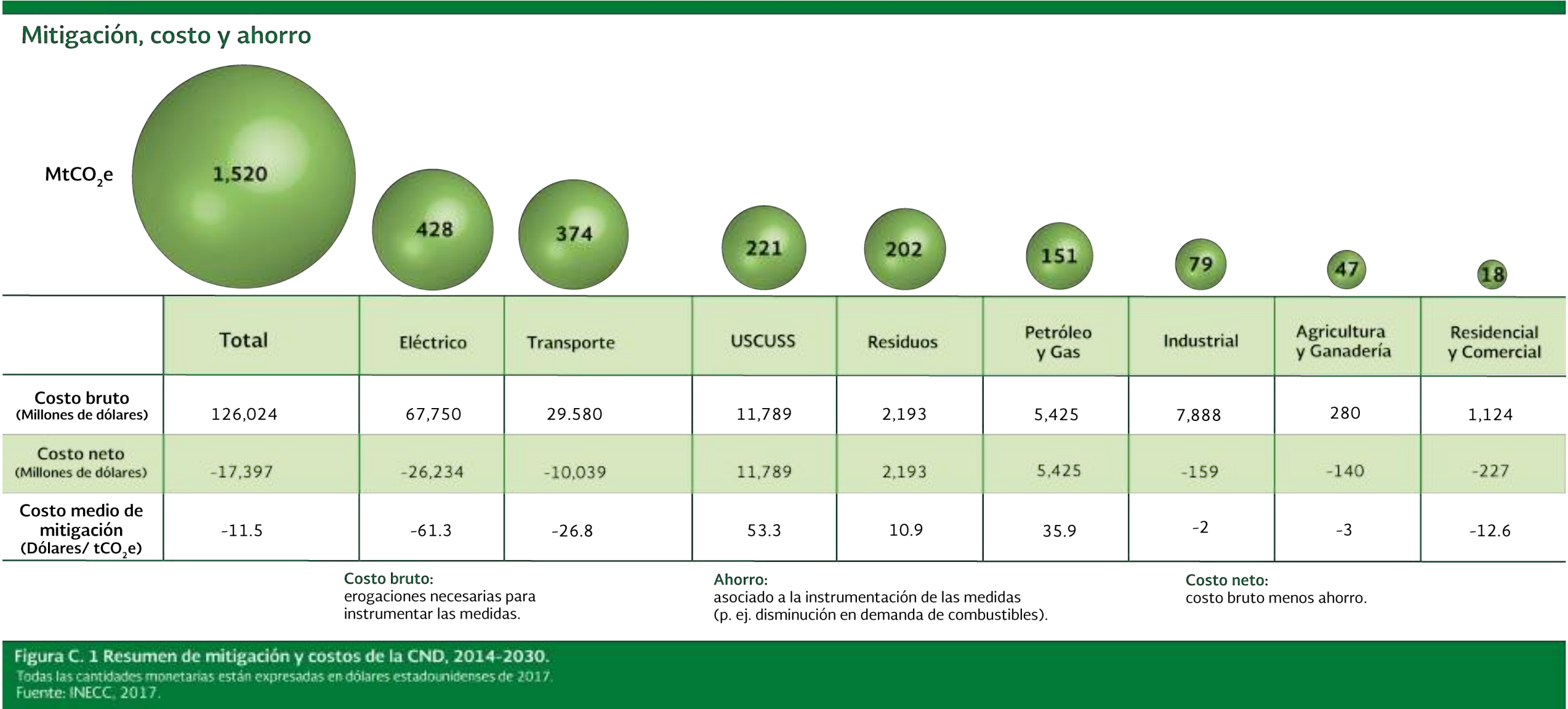
En el escenario tendencial (no deseable) de inacción, el crecimiento económico, sustentado en los mismos patrones de consumo de energía y de degradación del capital natural del país, requeriría del orden de 143 mil millones de dólares. En consecuencia, una primera gran conclusión del análisis de costos de las treinta medidas indicativas, permite afirmar que la ruta de mitigación representaría para México un costo neto o ahorro de más de 17 mil millones de dólares (**Figura C.1**).

Con la evidencia presentada en los ocho apartados sectoriales precedentes, puede afirmarse igualmente que, al cumplir con las Contribuciones Nacionalmente Determinadas (CND), la economía nacional se inscribiría en una senda relativamente estable hacia la descarbonización, ya que México habría reducido en aproximadamente 37 por ciento la intensidad carbónica de su Producto Interno Bruto y en 23 por ciento las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) per-cápita durante el periodo 2014-2030.

Cabe tomar en cuenta que el análisis de las CND soslayó esfuerzos o medidas de mitigación de emisiones de GEI que ya se realizan en el territorio nacional y que, seguramente, abonarán a la consecución de las metas de mitigación. Asimismo, es de esperar que en un futuro cercano surjan nuevas propuestas de rutas tecnológicas alternativas por parte de los sectores público y privado.



Gráfica C. 1 Erogación anual para instrumentar la CND.
Todas las cantidades monetarias están expresadas en dólares estadounidenses de 2017, (inversión inicial, costos de operación y de mantenimiento).
Fuente: INECC, 2017.



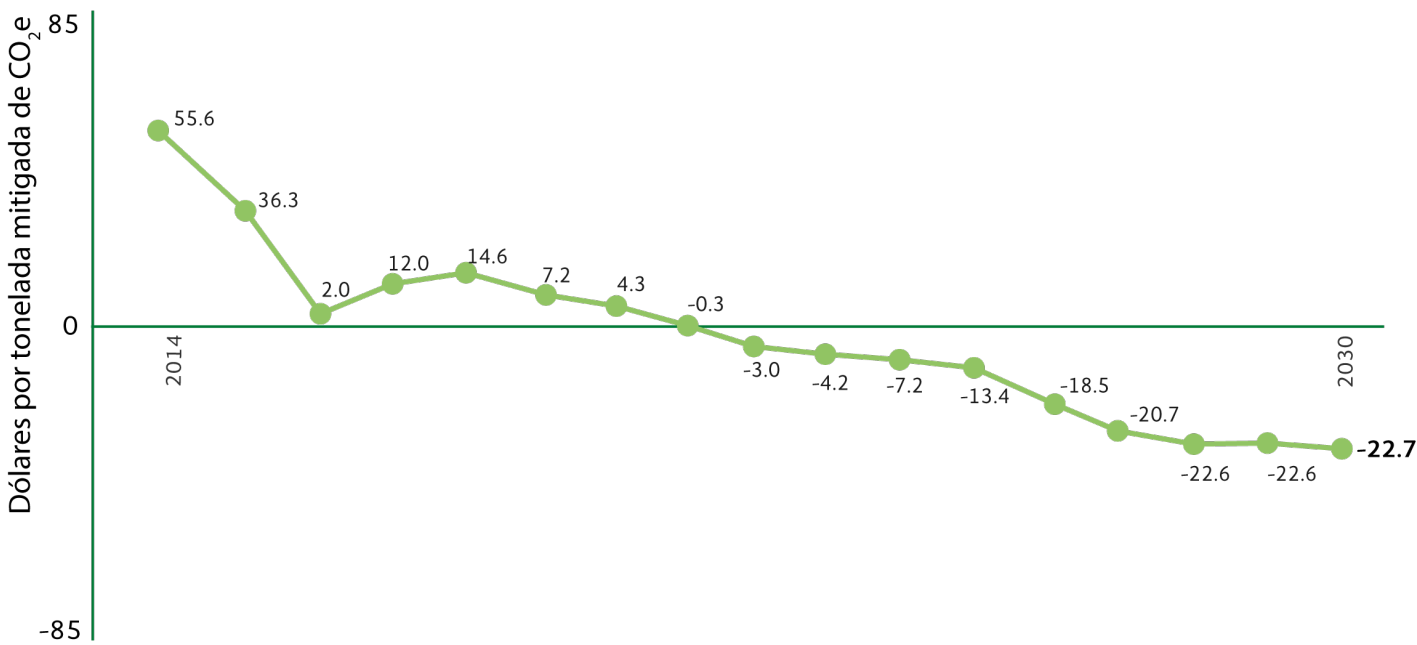
COSTOS MEDIOS DE MITIGACIÓN Y RENTABILIDAD POR SECTOR

A lo largo del periodo 2014-2030, se observó que gradualmente el costo medio de mitigación, derivado del escenario CND, disminuyó al pasar de 55.6 dólares por tonelada al inicio del periodo, a -22.7 dólares en 2030. Este comportamiento muestra un proceso virtuoso de las economías de escala que contiene la ejecución de las treinta medidas reseñadas (Gráfica C. 2).

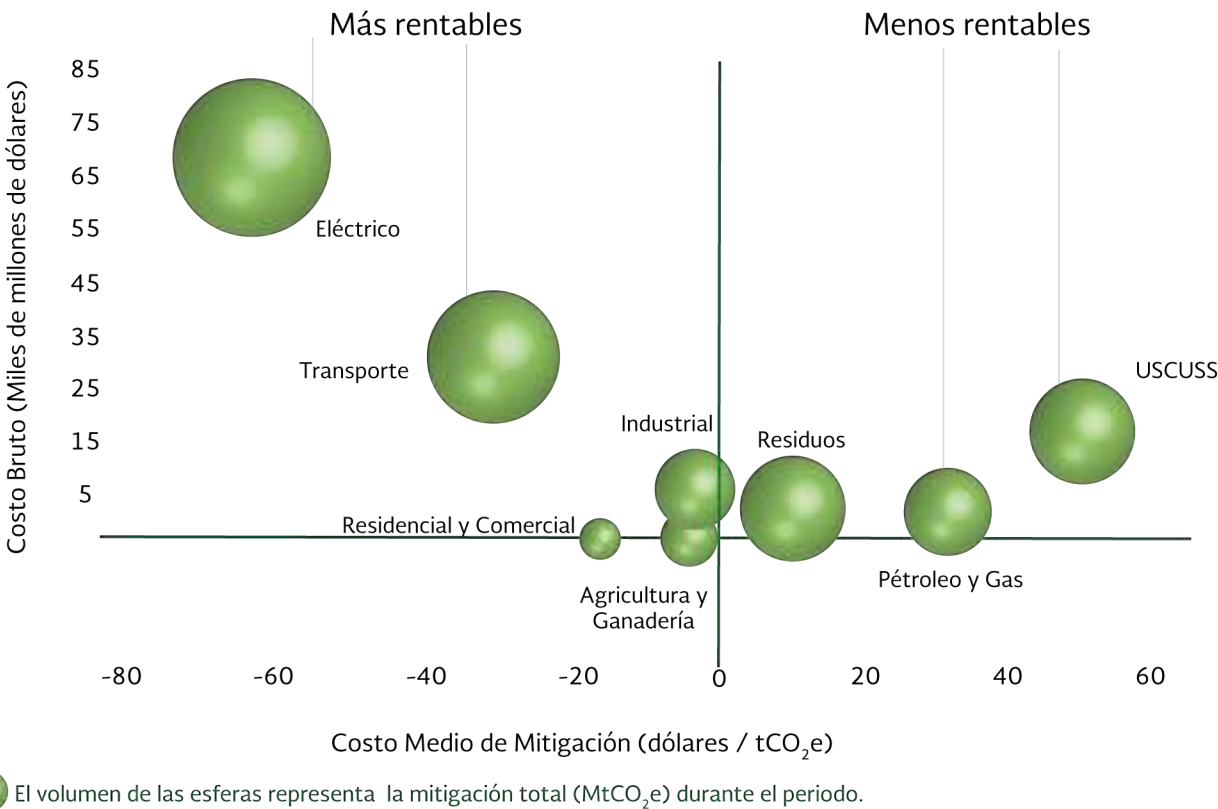
Sin embargo, hay que adelantar que la rentabilidad de los proyectos inherentes a las medidas es diferenciada ya que, en ciertos sectores, la ejecución de algunas de sus medidas traerá invariablemente costos negativos o ahorros, y en otros sectores el costo será positivo.

Particularmente los sectores que muestran mayor rentabilidad, en orden de prelación son: el Eléctrico, Transporte y Residencial y Comercial, ya que sus costos medios de mitigación son negativos o constituyen un ahorro. En contraste, los sectores menos rentables son: Petróleo y Gas y USCUS, debido a que muestran costos medios positivos más altos (Gráfica C.3).

En términos de alta rentabilidad, destacan particularmente las medidas como: “Actualizar la norma de emisiones y eficiencia energética para vehículos ligeros nuevos”; “Utilizar equipos ahorradores de agua para disminuir la demanda de energía para calentamiento de agua”; y “Sustituir combustóleo por gas natural”, tanto en el Sector Eléctrico como en el Industrial.



Gráfica C. 2 Costo medio de mitigación anual, 2014-2030. Todas las cantidades monetarias están expresadas en dólares estadounidenses de 2017. Fuente: INECC, 2017.



Gráfica C. 3 Costo medio de mitigación y costo bruto sectoriales, 2014-2030. Todas las cantidades monetarias están expresadas en dólares estadounidenses de 2017. Fuente: INECC, 2017.

En contraste, las más onerosas resultan las siguientes: “Sustituir combustibles pesados por gas natural en el Sistema Nacional de Refinación”, en el Sector Petróleo y Gas; “Participar en las metas de generación y auto abasto con energías limpias”, en Industria y; “Fomentar el manejo forestal sustentable e incremento de la productividad en bosques y selvas con vocación productiva y en terrenos con potencial para establecer plantaciones forestales comerciales”, en USCUS.

Cabe advertir que en el ejercicio general de este documento no se exploró, por su complejidad e incertidumbre asociada, un hipotético mercado de carbono, en el cual podría eventualmente establecerse un precio por tonelada de mitigación, en cuyo caso las medidas que requieren erogaciones bajas se harían “rentables”, sin mencionar el efecto positivo adicional que dicho precio tendría en la rentabilidad de las medidas que muestran ahorros.

En suma, es previsible que la eventual constitución de un mercado de carbono en México y en otros países -que podrá aportar valores reales de beneficios a las evaluaciones financieras de los proyectos- contribuya a visibilizar su rentabilidad y permitirá una formulación completa de proyectos bancables.

DIÁLOGOS PÚBLICO-PRIVADOS

Cómo se señaló en los Agradecimientos, durante el proceso para obtener información relevante para los cálculos de costos de las CND e identificar acciones de mitigación adicionales, se organizó una serie de Diálogos Público-Privados (DPP) sectoriales. Después de cada DPP se mantuvo el contacto con participantes clave y expertos sectoriales (Cuadro C.1).

Los Diálogos resultaron de gran utilidad para decantar las estimaciones de costos y permitieron al INECC y a la SEMARNAT:

- a. Continuar con el intercambio de información con actores clave de cada sector e interesados en las medidas y acciones para combatir el cambio climático en el país.
- b. Analizar la efectividad de las medidas propuestas y avanzar en nuevas.
- c. Acordar pasos para resolver posibles asuntos contenciosos, definir prioridades y grupos de trabajo.
- d. Determinar la factibilidad de aumentar el nivel de ambición de las metas de mitigación.
- e. Identificar medidas o proyectos que, eventualmente, podrían someterse ante instituciones financieras.

Las ponencias e información presentada en los DPP pueden consultarse en la página de internet del INECC (<http://dialogos.cnds.inecc.gob.mx/>). Es pertinente señalar que desde su creación y hasta finales de mayo de 2018, el micrositio correspondiente ha recibido más de 430 mil visitas.

COINCIDENCIAS CON OTROS EJERCICIOS Y MODELOS

Como se advirtió en la Introducción, los resultados obtenidos por el INECC se derivan de un “ejercicio contable desagregado”, de abajo hacia arriba, los cuales se compararon con otros ejercicios y modelos que abordan el análisis de costos mediante diversos enfoques y medidas.

Entre los enfoques notables destacan los que proporcionan los siguientes trabajos:

- UNAM-CONACyT-SENER (Islas, Manzini, et al, 2015): “Hacia un sistema energético mexicano bajo en carbono”.
- ENERDATA-POLES (Prospective Outlook on Long-term Energy Systems) Modelo de equilibrio parcial para el sector energético de la empresa ENERDATA (más de 60 regiones/países analizados). Modelación de emisiones, mitigación y costeo de las CND de México. (INECC-DEA) 2016.
- World Resources Institute (WRI) -Centro Mario Molina. (Altamirano, Ortiz, et al, 2016): “Achieving Mexico’s Climate Goals: An Eight Point Action Plan”.
- Price-Waterhouse-Coopers y CESPEDS. “Estudio sobre las inversiones necesarias para que México cumpla con sus metas de Energías Limpias” (2015)

Aun cuando estos enfoques se fundan en diferentes medidas, sectores o periodos, de ellos se derivaron aprendizajes importantes. Mediante la definición de un razonable marco de cotejo, al comparar las cifras del análisis

de costos de las CND del INECC con las que se derivaron de algunos de los trabajos listados, se advirtieron importantes coincidencias. Hecho que indica la solidez y confiabilidad de los resultados obtenidos en este estudio.

SIGUIENTES PASOS

Con este trabajo concluye un ciclo en materia de análisis de costos de las primeras medidas no condicionadas de mitigación de GEI que México consideró en la víspera del Acuerdo de París.

El primer gran paso hacia el futuro cercano consiste en aprovechar las importantes curvas de aprendizaje de estimación de costos y aplicarlas a las nuevas condiciones macroeconómicas y actualizaciones pertinentes bajo nuevos parámetros.

El segundo paso debe encaminarse hacia la búsqueda de metodologías alternativas de análisis de costos y refinar las que se aplicaron en este trabajo.

Igualmente, deberá elaborarse una propuesta de marco analítico robusto sobre las técnicas de contabilidad de costos, aplicables a las medidas de mitigación. Esta propuesta podrá constituirse como una guía práctica, validada en el contexto nacional y fundada en reglas que atiendan criterios universales.

Al concluir exitosamente el proyecto de análisis de costos que indican los requerimientos de inversión y el consiguiente monto de financiamiento, México tendrá que trabajar en la transformación de las medidas costeadas en proyectos bancables.

Diálogos Público-Privados (DPP)

9 Diálogos		+ 1000 especialistas	Entidades públicas, privadas, académicas, organismos internacionales y asociaciones civiles.
			
25/feb/2015	General	120	Primera presentación de la Contribución Prevista y Determinada a Nivel Nacional . También se realizó una encuesta en línea.
19/may/2016	General	110	Colegio de Ingenieros Mecánicos-Electricistas CIME
11/ago/2016	Eléctrico	130	SENER, CFE, CRE, WWF, CONUEE, PWC, BANCOMEXT, CESPEDS, SEMARNAT, SIEMENS, MITSUBISHI, TOSHIBA, WAL*MART, CIME.
24/ago/2016	Residencial y Comercial	80	SHF, INFONAVIT, ECOCASA, CONAVI, ANES, CESPEDS, CONUEE, WWF, Gobierno de la Ciudad de México, SEMARNAT, WAL*MART, FEMSA, GIZ.
29/sep/2016	Industrial	90	CANACINTRA, CANACERO, CNIAA, CEMEX, IFC, WWF BANOBRAS, SEMARNAT, CESPEDS, AMPIP, GRUPO BAL, FEMSA, CEMDA, AFD,GIZ.
05/oct/2016	Residuos	110	UNAM, GIZ, WWF, BID, IKOS, CESPEDS, AMEXA, BANOBRAS, ECOCE, SEMARNAT, Gobiernos de los Estados de Querétaro, Colima, Nuevo León y Aguascalientes, AFD.
13/oct/2016	Transporte	100	AMIA, AMDA, ANPACT, CESPEDS, ITDP, CTS, WRI, WWF, IEA, GIZ, IMT, SCT, SEMARNAT CONUEE, FEMSA, AMF, DINA, VOLVO, SCANIA, DAIMLER, CMM, BANOBRAS.
20/abr/2017	Agricultura y Ganadería	160	SAGARPA, CIMMYT, UACH, BIOBOLSA, FIRA, FIRCO, BANAMEX, CONABIO, INIFAP, BANCO MUNDIAL, UNAM, COLMEX, INEGI, COLEF.
14/jul/2017	USCUSS	140	CONAFOR, FIRA, CANAIMA, WWF, INEGI, CHAPINGO, SHCP, Gobierno de los Estados de Chiapas, Jalisco, Puebla, PROTEAK, Fundación Ford, Alianza México REDD+, WRI, POLEA, IUCN, CEMDA.

Cuadro C. 1 CND de México: Diálogos Público-Privados.
Fuente: INECC, 2017.

D. ACRÓNIMOS, SIGLAS Y UNIDADES DE MEDIDA

ACRÓNIMOS Y SIGLAS

AMIA	Asociación Mexicana de la Industria Automotriz
ANES	Asociación Nacional de Energía Solar
ANPACT	Asociación Nacional de Productores de Autobuses, Camiones y Tractocamiones
BANXICO	Banco de México
BLS	<i>Bureau of Labor Statistics</i> (Oficina de Estadísticas Laborales)
BM	Banco Mundial
BRT	<i>Bus Rapid Transit</i> (Sistemas de Autobuses de Tránsito Rápido)
C3	Consejo de Cambio Climático
CAFE	<i>Corporate Average Fuel Economy</i> (Norma de Promedios Corporativos para el Ahorro de Combustible)
CCMEP	<i>Danish-Mexican Climate Change Mitigation and Energy Programme</i> (Programa México-Dinamarca de Mitigación de Cambio Climático y Energía)
CCUS	<i>Carbon-Capture Use and Storage</i> (Sistema de Captura, Almacenamiento y Uso de Carbono)
CCVC	Contaminantes Climáticos de Vida Corta
CEL	Certificado de Energía Limpia
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CGCV	Coordinación General de Crecimiento Verde
CH ₄	Metano
CICC	Comisión Intersecretarial de Cambio Climático
CMNUCC	Convención Marco de la Naciones Unidas sobre Cambio Climático
CN	Carbono Negro
CND	Contribuciones Nacionalmente Determinadas
CO ₂	Bióxido de Carbono
CO ₂ e	Bióxido de Carbono Equivalente
COFEMER	Comisión Federal de Mejora Regulatoria
CONADESUCA	Comité Nacional para el Desarrollo Sustentable de la Caña de Azúcar
CONAFOR	Comisión Nacional Forestal
CONAPO	Consejo Nacional de Población
CONAVI	Comisión Nacional de Vivienda
CONUEE	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
COP	<i>Conference Of the Parties</i> (Conferencia de las Partes)
COPAR	Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico
CPI	<i>Consumer Price Index</i> (Índice de precios al consumidor de Estados Unidos de Norteamérica)
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DEA	<i>Danish Energy Agency</i> (Agencia Danesa de Energía)
DOF	<i>Diario Oficial de la Federación</i>
DPP	Díálogos Público-Privados
EFC	Empresas Forestales Comunitarias

ENAIPROS	Estrategia Nacional de Manejo Forestal Sustentable para el Incremento de la Producción y Productividad
ENAREDD+	Estrategia Nacional de Reducción de Emisiones por Deforestación y Degradación Forestal
EPA	<i>Environmental Protection Agency</i> (Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos de América)
FAO	<i>Food and Agriculture Organization of the United Nations</i> (Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y Agricultura)
FIRCO	Fideicomiso de Riego Compartido
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GMI	<i>Global Methane Initiative</i> (Iniciativa Global de Reducción de Metano)
GN	Gas Natural
GNC	Gas Natural Comprimido
GNV	Gas Natural Vehicular
GyCEI	Gases y Compuestos de Efecto Invernadero
ICCT	<i>International Council on Clean Transportation</i> (Consejo Internacional de Transporte Limpio)
IEA	<i>International Energy Agency</i> (Agencia Internacional de Energía)
IEPS	Impuesto Especial sobre Producción y Servicios
iNDC	<i>intended Nationally Determined Contribution</i> (Contribución Prevista y Determinada a Nivel Nacional de México)
INECC	Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático
INEGI	Instituto Nacional de Estadística y Geografía
INEGyCEI	Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero
INIFAP	Instituto Nacional de Investigaciones Forestales, Agrícolas y Pecuarias
INPC	Índice Nacional de Precios al Consumidor
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i> (Grupo Intergubernamental de Cambio Climático)
IPI	Índice de Precios Implícitos
LAERFTE	Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i> (Costo Nivelado de Energía)
LGCC	Ley General de Cambio Climático
LTE	Ley de Transición Energética
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio
N ₂ O	Óxido Nitroso
NAMA	<i>Nationally Appropriate Mitigation Action</i> (Acción Nacionalmente Apropriada de Mitigación)
NHTSA	<i>National Highway Traffic Safety Administration</i> (Administración Nacional de Seguridad del Tráfico en las Carreteras en Norteamérica)
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico

PFC	Plantaciones Forestales Comerciales
PIB	Producto Interno Bruto
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
POISE	Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico
PRODESEN	Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
PRONAFOR	Programa Nacional Forestal
PSA	Pago por Servicios Ambientales
REDD+	Reducción de Emisiones por Deforestación y Degradación Forestal
RSU	Residuos Sólidos Urbanos
SAT	Sistema de Administración Tributaria
SDF	Sitios de Disposición Final
SEDESOL	Secretaría de Desarrollo Social
SEMARNAT	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SIE	Sistema de Información Energética
SINACC	Sistema Nacional de Cambio Climático
TLCAN	Tratado de Libre Comercio de América del Norte
TOE	<i>Tonne of Oil Equivalent</i> (Tonelada de Petróleo Equivalente)
TSD	Tasa Social de Descuento
VP	Valor Presente

UNIDADES DE MEDIDA

Metro (m)
El metro es la longitud de trayecto recorrido en el vacío por la luz durante un tiempo de 1/299 792 458 de segundo.

Litro (l)
Unidad de volumen que equivale a 1 decímetro cúbico.

Joule (J)
Medida de energía que representa la energía necesaria para mover un kilogramo con una aceleración de 1 m/s² a la distancia de un metro.

Watt (W)
Un watt (W) es la potencia que da lugar a una producción de energía igual a 1 joule por segundo.

Hora (h)
Medida de tiempo que equivale a 60 minutos.

Metros Cuadrados (m²)
Unidad de superficie que equivale al área de un cuadrado de 1 metro por lado.

Metros cúbicos (m³)
Unidad de volumen que equivale al volumen de un cubo de 1 metro por lado.

Metros cúbicos rollo (m³r)
Es el volumen de trozos de madera sin aserrar equivalente a 1 metro cúbico.

Hectárea (Ha)
Medida de superficie con un valor equivalente a 10,000 m².

Tonelada de Petróleo Equivalente (TOE, por sus siglas en inglés)
Es la unidad de energía que mide el rendimiento de una tonelada de petróleo y toma un valor de 41.868 GJ u 11,630 KWh.

MÚLTIPLOS

Prefijo	Literal	Valor
Exa	E	10 ¹⁸
Peta	P	10 ¹⁵
Tera	T	10 ¹²
Giga	G	10 ⁹
Mega	M	10 ⁶
Kilo	k	10 ³



MÉXICO 2018

SEMARNAT
SECRETARÍA DE
MEDIO AMBIENTE
Y RECURSOS NATURALES



INECC
INSTITUTO NACIONAL
DE ECOLOGÍA
Y CAMBIO CLIMÁTICO

Sierra Gorda de Querétaro. Robertp Pedraza.

