

DESARROLLO DE RUTAS DE DESCARBONIZACIÓN ALINEADAS AL PRESUPUESTO DE CARBONO DEL ESTADO DE YUCATÁN



Juntos transformemos
Yucatán
GOBIERNO DEL ESTADO

SEFOET
SECRETARÍA DE FOMENTO
ECONÓMICO Y TRABAJO

 **centro
mario
molina**

 **icm**
INICIATIVA CLIMÁTICA DE MÉXICO

Agradecemos el apoyo de la Iniciativa Climática de México (ICM), la Agencia Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ), a la Subsecretaría de Energía de la Secretaría de Fomento Económico y Trabajo y al Gobierno del Estado de Yucatán para la realización de este proyecto. 2021

Centro Mario Molina (CMM) / Iniciativa Climática de México (ICM)

Desarrollo de rutas de descarbonización alineadas al presupuesto de Carbono del Estado de Yucatán. Enero 2022.

Supervisión y coordinación

Daniel Chacón (ICM)
Luisa Sierra (ICM)
Erika Ortiz (ICM)
Ricardo Cruz (ICM)

Elaboración

Marco Jano (CMM)
Julieta Leo (CMM)
Graciela Hernández (CMM)
Fernando Ramones (ICM)
Melissa Chavana (ICM)
Mariano Birlain (ICM)

Diseño Maestro

Laguna • www.lagunadentro.com

Maquetación

Angel Armando Moreno Benítez (ICM)

Iniciativa Climática de México

Amores 1120, oficina 102
Col. del Valle, Benito Juárez
C.P. 03100, Ciudad de México
www.iniciativaclimatica.org

Centro Mario Molina

[Rubén Darío 36, Oficina 6,](#)
[Rincón del Bosque, Polanco V Secc.,](#)
[Miguel Hidalgo, 11580 Ciudad de México, CDMX](#)

DESARROLLO DE RUTAS DE
DESCARBONIZACIÓN ALINEADAS
AL PRESUPUESTO DE CARBONO
DEL ESTADO DE YUCATÁN

ÍNDICE

I. Presupuesto de carbono estatal	11
I.1. Definición de los conceptos relevantes	11
I.2. Experiencias Internacionales en presupuestos de carbono y rutas de descarbonización a nivel subnacional	12
I.2.1. Experiencias internacionales en presupuesto de carbono	13
I.2.2. Lecciones aprendidas	15
I.2.3. Experiencias internacionales en rutas de descarbonización	16
I.3. Estimación del presupuesto de carbono estatal	18
II. Revisión y análisis de los Inventarios Estatales de Emisiones, y los Programas o Estrategias de Cambio Climático de Yucatán	23
II.1. Situación del Estado	24
II.1.1. Economía del Estado	26
II.1.2. Generación y consumo de energía	28
II.2. Análisis del inventario de emisiones	30
II.2.1. Energía	31
II.2.2. Procesos industriales	31
II.2.3. Agricultura	32
II.2.4. Uso del Suelo, Cambio del Uso de Suelo y Silvicultura (USCUSS)	32
II.2.5. Desechos	33
II.3. Programa Especial de Acción ante el Cambio Climático	34
II.3.1. Proyección de emisiones de gases de efecto invernadero	34
II.3.2. Enfoque con Medidas Estructurales	35
II.3.3. Enfoque con emisiones ligadas a la electricidad exportada/importada.	36
II.3.4. Sector uso del suelo, cambio del uso de suelo y silvicultura	36
II.3.5. Priorización de aspectos de mitigación del cambio climático	37
II.3.6. Estrategias y políticas de acción	39
II.3.7. Acciones llevadas a cabo	42
II.3.8. Proyectos del Mecanismo de Desarrollo Limpio (CDM)	42
II.4. Proyectos implementados para la reducción de gases de efecto invernadero	43
II.4.1. Energía	43
II.4.2. Agricultura	44
II.4.3. Desechos	45
II.4.4. Transporte	45
II.4.5. USCUSS	46
II.5. Línea base a 2030	46
III. Medidas de mitigación	47
III.1. Estimación de costos marginales de abatimiento de emisiones de gases de efecto invernadero	47
III.2. Revisión de medidas de mitigación potenciales a implementar	48
III.2.1. Sustitución de combustibles en la generación de energía eléctrica	48
III.2.2. Generación de energía renovable a gran escala	49
III.2.3. Implementación de paneles solares fotovoltaicos en viviendas	50
III.2.4. Implementación de calentadores de agua solares y/o calentadores de paso eficientes	58
III.2.5. Sustitución de refrigeradores y aires acondicionados de más de 10 años	62
III.2.6. Medidas de eficiencia energética en el sector comercial	66
III.2.7. Eficiencia energética en el sector público	69

III.2.8. Recuperación de calor residual para la generación de vapor en la producción de cemento	72
III.2.9. Medidas de eficiencia térmica para la industria	73
III.2.10. Medidas de eficiencia eléctrica para la industria	75
III.2.11. Bombeo eficiente de agua potable	79
III.2.12. Medidas en el sector transporte	80
III.2.13. Captura y almacenamiento de carbono a través de la conservación de la vegetación en áreas naturales protegidas	83
III.2.14. Aprovechamiento energético de biogás en rellenos sanitarios	85
III.2.15. Aprovechamiento energético de biogás en sector pecuario	91
III.2.16. Barreras para la implementación	106
IV. Potencial de reducción de emisiones de las medidas propuestas y costos de implementación	109
IV.1. Escenarios	109
IV.1.1. Medidas adicionales a 2050	109
IV.2. Costos y potencial de mitigación a 2030	110
IV.3. Rutas de descarbonización a 2030 y 2050 para alcanzar emisiones netas de cero	114
IV.4. Definición de metas de mitigación y recomendaciones	115
V. Referencias	117

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Presupuesto de carbono del Reino Unido.	16
Tabla 2: Localidades más pobladas.	25
Tabla 3: Indicadores Sector 11. Agricultura, ganadería y pesca	28
Tabla 4: Capacidad instalada de generación eléctrica fósil.	28
Tabla 5: Emisiones totales de gases de efecto invernadero del Estado de Yucatán para el año 2005 por sectores.	30
Tabla 6: Emisiones totales del sector Energía en el año 2005 para el estado de Yucatán.	31
Tabla 7: Emisiones totales del sector Procesos Industriales en el año 2005 para el estado de Yucatán.	32
Tabla 8: Emisiones totales del sector Agricultura en el año 2005 para el estado de Yucatán.	32
Tabla 9: Emisiones totales del sector USCUS en el año 2005 para el Estado de Yucatán.	33
Tabla 10: Emisiones totales del sector Desechos en el año 2005 para el Estado de Yucatán.	34
Tabla 11: Hipótesis de diseño de los escenarios de emisiones.	34
Tabla 12: Emisiones ligadas a escenarios futuros.	35
Tabla 13: Evolución de emisiones con medidas estructurales.	35
Tabla 14: Evolución de emisiones contabilizando exportaciones de electricidad.	36
Tabla 15: Resultados por escenario del sector USCUS.	36
Tabla 16: Sectores productivos, sociales y ambientales del Estado de Yucatán.	37
Tabla 17: Características del sector agropecuario y forestal.	37
Tabla 18: Asentamientos humanos.	38
Tabla 19: Industria, comercio y turismo.	39
Tabla 20: Avances realizados al 2014.	42
Tabla 21: Generación de energía limpia en el Estado de Yucatán a agosto de 2020.	43
Tabla 22: Precios y pronósticos de combustibles.	47
Tabla 23: Consumo de diésel y combustóleo en plantas de generación de la CFE.	48
Tabla 24: Costos marginales de abatimiento a 2030 y potencial de mitigación de GEI.	49
Tabla 25: Reducción de emisiones de CO ₂ e y costos de medidas para la generación de energía eléctrica.	49
Tabla 26: Consumo de energía de lavadoras por capacidad y tipo.	51
Tabla 27: Potencia eléctrica de televisores y pantallas, en W, por tipo, tamaño y antigüedad.	52
Tabla 28: Segmentos de población, de acuerdo con el nivel socioeconómico y número de ocupantes en las viviendas.	53
Tabla 29: Recurso solar y temperatura del aire en Yucatán.	54
Tabla 30: Características principales de los equipos considerados.	55

Tabla 31: Costos de capital de los sistemas fotovoltaicos.	55
Tabla 32: Costos marginales de abatimiento y datos de la implementación de paneles solares en Yucatán, estrato socioeconómico bajo.	56
Tabla 33: Costos marginales de abatimiento y datos de la implementación de paneles solares en Yucatán, estrato socioeconómico medio bajo.	56
Tabla 34: Costos marginales de abatimiento y datos de la implementación de paneles solares en Yucatán, estrato socioeconómico medio alto.	57
Tabla 35: Costos marginales de abatimiento y datos de la implementación de paneles solares en Yucatán, estrato socioeconómico alto.	58
Tabla 36: Eficiencia estimada de los calentadores existentes, en porcentaje.	60
Tabla 37: Medidas de reducción de emisiones y ahorro energético en el calentamiento de agua para Yucatán.	61
Tabla 38: Costos marginales de abatimiento y datos de las medidas de reducción de emisiones para Yucatán.	62
Tabla 39: Clases de refrigeradores y sus características principales.	63
Tabla 40: Consumo anual de refrigeradores, de acuerdo con su clase y antigüedad, en kWh/año.	63
Tabla 41: Costos de capital, consumo de electricidad, carga y tipo de refrigerante para refrigeradores propuestos, por tamaño.	64
Tabla 42: Datos de la sustitución de refrigeradores de más de 10 años en Yucatán.	65
Tabla 43: Valores de REEE (en BTU/h/We) considerados para aires acondicionados tipo ventana de acuerdo a su capacidad y antigüedad.	66
Tabla 44: Datos de la sustitución de aires acondicionados de más de 10 años en Yucatán.	66
Tabla 45: Potencial de mitigación de medidas de eficiencia energética en sector comercial por sustitución de aires acondicionados.	67
Tabla 46: Potencial de mitigación de medidas de eficiencia energética en sector comercial por sustitución de focos ahorradores LED.	67
Tabla 47: Potencial de mitigación de medidas de eficiencia energética en sector comercial por la instalación de aparatos para control de demanda.	68
Tabla 48: Potencial de mitigación de generación distribuida en sector comercial.	69
Tabla 49: Potencial de mitigación de medidas de eficiencia energética en sector público.	70
Tabla 50: Potencial de mitigación de medidas de eficiencia energética en sector público.	70
Tabla 51: Potencial de mitigación de medidas de usuario calificado en estado de Yucatán.	71
Tabla 52: Potencial de mitigación de medidas de generación distribuida en sector público.	72
Tabla 53: Parámetros utilizados en la opción de recuperación de calor.	72
Tabla 54: Medidas generales de mitigación para la industria.	73
Tabla 55: Potencial de mitigación y costos de las medidas para la industria.	75
Tabla 56: Potencial de mitigación de medidas de eficiencia energética en sector industrial por sustitución de motores eficientes.	75
Tabla 57: Potencial de mitigación de medidas de eficiencia energética en sector industrial por implementación de ASD.	76

Tabla 58: Potencial de mitigación de medidas de eficiencia energética en sector industrial por sustitución de refrigeradores eficientes.	76
Tabla 59: Potencial de mitigación de medidas de eficiencia energética en sector industrial por eliminación de fugas en aire comprimido.	77
Tabla 60: Potencial de mitigación de medidas de eficiencia energética en sector industrial por implementación de aparatos para control de demanda.	77
Tabla 61: Potencial de mitigación de medidas de eficiencia energética en sector industrial por sustitución de focos LED.	78
Tabla 62: Potencial de mitigación de la generación distribuida en el sector industrial.	79
Tabla 63: Costos marginales de abatimiento y datos de la sustitución de motores y bombas, así como de la implementación de variadores de velocidad en sistemas de agua potable en Yucatán.	80
Tabla 64: Medidas de mitigación para el sector transporte.	80
Tabla 65: Potencial de mitigación y costos de las medidas para el sector transporte.	83
Tabla 66: Factores de emisión y superficie por tipo de vegetación de tierras forestales y praderas que permanecen como tales en el periodo comparado dentro de las ANP de Yucatán.	84
Tabla 67: Año base (2020) y proyecciones de la captura de carbono al 2030.	85
Tabla 68: Costos de mantenimiento de ANP y ecosistemas.	85
Tabla 69: Estimación de residuos depositados en SDF seleccionados de Yucatán (t/año).	86
Tabla 70: Composición de los residuos orgánicos en el estado de Yucatán.	86
Tabla 71: Estimación de RSU depositados en SDF de la Zona Metropolitana de Mérida, 2016 – 2030.	87
Tabla 72: Estimación de emisiones por la disposición de RSU orgánicos en SDF.	88
Tabla 73: Estimación de emisiones por la disposición de digestato en SDF.	89
Tabla 74: Emisiones del biodigestor.	90
Tabla 75: Emisiones por generación eléctrica sin proyecto.	90
Tabla 76: Emisiones reducidas totales.	91
Tabla 77: Fuentes de información para estimar el biogás generado en el sector pecuario.	92
Tabla 78: Población de bovinos por edad, según las Encuestas Nacionales Agropecuarias en el estado de Yucatán.	93
Tabla 79: Población de bovinos, según el SIAP en el estado de Yucatán.	93
Tabla 80: Distribución porcentual de los bovinos, según rango de edad para las Encuestas Nacionales Agropecuarias, en el estado de Yucatán.	93
Tabla 81: Distribución porcentual de los bovinos, según edad y regiones del estado de Yucatán, para la Encuesta Nacional Agropecuaria 2007.	94
Tabla 82: Población de porcinos por edad, según las Encuestas Nacionales Agropecuarias en el estado de Yucatán.	95
Tabla 83: Distribución porcentual de los porcinos, según rango de edad para las Encuestas Nacionales Agropecuarias, en el estado de Yucatán.	96

Tabla 84: Distribución porcentual de los porcinos, según edad y regiones del estado de Yucatán, para la Encuesta Nacional Agropecuaria 2007.	96
Tabla 85: Población bovina para el periodo 2010 – 2019, en el estado de Yucatán.	97
Tabla 86: Población porcina para el periodo 2010 – 2019, en el estado de Yucatán.	98
Tabla 87: Población bovina, por edad, para el periodo 2010 – 2019, en la región Noroeste de Yucatán.	98
Tabla 88: Población porcina, por edad, para el periodo 2010 – 2019, en la región Noroeste de Yucatán.	98
Tabla 89: Factores de producción de biogás por tamaño y tipo de ganado.	99
Tabla 90: Producción de excretas de bovinos en Yucatán, por tamaño.	99
Tabla 91: Producción de excretas de porcinos en Yucatán, por tamaño.	100
Tabla 92: Producción de biogás de bovinos en Yucatán, por tamaño.	100
Tabla 93: Producción de biogás de porcinos en Yucatán, por tamaño.	101
Tabla 94: Factores de emisión del Sistema Eléctrico Nacional.	101
Tabla 95: Estimación de biogás y generación de energía eléctrica a partir del biogás, en la región Noroeste de Yucatán, en el periodo 2010 – 2019.	102
Tabla 96: Estimación de biogás y generación de energía eléctrica a partir del biogás, en el estado de Yucatán, en el periodo 2010 – 2019.	102
Tabla 97: Estimación de biogás y generación de energía eléctrica a partir del biogás, en la región Noroeste de Yucatán, en el periodo 2020 – 2030.	103
Tabla 98: Estimación de biogás y generación de energía eléctrica a partir del biogás, en el estado de Yucatán, en el periodo 2020 – 2030.	104
Tabla 99: Costos marginales de abatimiento y biodigestores instalados entre 2021 – 2030.	105
Tabla 100: Medidas de mitigación adicionales a 2050.	110
Tabla 101: Resumen de medidas de mitigación del Escenario Posible, sus potenciales y costos.	112
Tabla 102: Resumen de medidas de mitigación del Escenario Necesario, sus potenciales y costos.	113

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Trayectoria del estado de Yucatán para alcanzar una TMG de 1.5°C.	20
Figura 2: Propuesta de metas de mitigación del Estado para el periodo 2020 – 2050 para mantener la TMG en 1.5°C.	21
Figura 3: Resumen de metodología para el cálculo de presupuesto de carbono para el sector eléctrico desarrollado por ICM.	22
Figura 4: Municipios del Estado de Yucatán.	25
Figura 5: Clima del Estado de Yucatán.	26
Figura 6: Evolución del PIB por sectores de actividad en Yucatán, 2010 – 2019.	27
Figura 7: Participación sectorial en el consumo de energía eléctrica en Yucatán, 2019.	29
Figura 8: Evolución del consumo de energía eléctrica por sector en Yucatán, 2010 – 2019.	29
Figura 9: Evolución histórica del consumo de combustibles.	30
Figura 10: Porcentaje de contribución en las emisiones de CO ₂ equivalente en el año 2005 para el Estado de Yucatán.	31
Figura 11: Proyectos de Mecanismos de Desarrollo Limpio.	43
Figura 12: Evolución de las emisiones de GEI a 2030.	46
Figura 13: Mapa de la densidad de corrales bovinos en el estado de Yucatán, 2018.	95
Figura 14: Mapa de la densidad de granjas porcinas en el estado de Yucatán, 2018.	97
Figura 15: Biogás generado y potencial de generación eléctrica en el estado de Yucatán, 2010 – 2030.	104
Figura 16: Curva de costos marginales de abatimiento a 2030.	111
Figura 17: Presupuesto de carbono y emisiones acumuladas para los escenarios planteados.	114
Figura 18: Medidas de mitigación y trayectoria de emisiones de GEI a 2050.	116

I. PRESUPUESTO DE CARBONO ESTATAL

El Acuerdo de París para el cambio climático establece la necesidad de “(...) mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2°C con respecto a los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1.5°C” (UNFCCC, 2015). En consecuencia, el Estado Mexicano se comprometió a reducir de manera no condicionada el 22% de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para el 2030 con respecto a las emisiones de un escenario de línea base a través de sus Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDC, por sus siglas en inglés), considerando una serie de medidas con potenciales de mitigación específicos.

Sin embargo, el agregado mundial de las NDC vigentes es insuficiente para cumplir el objetivo menos ambicioso de 2°C del Acuerdo de París (Roelfsema, et al., 2020; UNFCCC, 2021). Al mismo tiempo, México necesitaría fortalecer de manera importante sus objetivos para que estos se alineen a las metas de 2°C y 1.5°C (WRI, 2021). Lo anterior abre la puerta al diseño e instrumentación de acciones más ambiciosas por parte de las administraciones mexicanas en los distintos niveles de gobierno.

En 2019, el proyecto “Convergencia de la Política Energética y de Cambio Climático en México” (CONECC), de la Cooperación Alemana al Desarrollo Sustentable en México (GIZ), brindó acompañamiento técnico a la Iniciativa Climática de México (ICM) para el análisis y validación de una metodología para la estimación de presupuestos de carbono para el sector eléctrico. El resultado de dicha cooperación fue el documento *Presupuestos de Carbono: Una Oportunidad para Ampliar la Ambición Climática del Sector Eléctrico*, que tuvo el objetivo de contribuir a los esfuerzos de planeación transversal que permitan alinear la política energética y climática del país con las metas internacionales. El documento presentó una primera estimación de presupuestos de carbono para México y para el sector eléctrico, alineado a una trayectoria que mantuviera la temperatura media global (TMG) por debajo de los 2°C y con algunos elementos para un escenario de 1.5°C (Ramonés Fernández, et al., 2019).

Durante el 2019, en el marco de la Alianza de Gobernadores Mexicanos por el Clima, los Gobiernos Estatales se comprometieron para establecer compromisos realizables y estratégicos, a las siguientes acciones: 1) Conformar rutas estatales para la descarbonización congruentes con escenarios para limitar el aumento de la

TMG a 1.5°C; 2) Desarrollar e implementar Presupuestos de Carbono a nivel Estatal, alineados a dichas rutas; 3) Crear y consolidar Alianzas estratégicas con los organismos de cooperación internacional y el sector privado; y 4) Fortalecer las capacidades de sus municipios y ciudades.

En línea con lo anterior, y considerando los avances de la política internacional, nacional y estatal, es que surge la necesidad de desarrollar un estudio contextualizado al estado de Yucatán en materia de presupuesto de carbono, descarbonización del sector eléctrico y de desarrollo de medidas factibles para favorecer la reducción de emisiones y avanzar hacia la transición energética de una manera costo eficiente y alineada a los esfuerzos sectoriales, en concordancia con las últimas recomendaciones de la ciencia climática.

En este sentido, este documento presenta el concepto y metodología para el cálculo del presupuesto de carbono, los argumentos a favor del diseño de rutas de descarbonización como medida de mitigación sectorial, el cálculo del presupuesto de carbono para el estado de Yucatán, así como la ruta de descarbonización teórica para su sector eléctrico hasta el año 2050.

1.1. Definición de los conceptos relevantes

La ciencia climática de la última década ha demostrado en forma concluyente que el aumento de la temperatura media global (TMG) es prácticamente proporcional a la cantidad total de emisiones de carbono acumuladas en la atmósfera (MacDougall, et al., 2015; Knutti & Rogelj, 2015). A partir de esta relación es posible determinar la cantidad finita de emisiones de carbono que podrían ser liberadas a la atmósfera con el propósito de mantener el incremento de la TMG por debajo de los límites establecidos en el Acuerdo de París. En este sentido, se puede definir a un presupuesto de carbono como “la cantidad total finita de CO₂ que puede ser emitida a la atmósfera, como consecuencia de las actividades humanas, para mantener el calentamiento global en un límite de temperatura deseado” (Rogelj, et al., 2019).

La metodología para definir un presupuesto de carbono está alineada con el quinto informe del Grupo Interguber-

namental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), en el que se esbozan las condiciones necesarias para mantener el aumento de la TMG por debajo de 1.5°C o 2°C (Ramonés Fernández, et al., 2019). Particularmente, los presupuestos de carbono para un límite de temperatura específico se calculan en función de cinco parámetros distintos: calentamiento antropogénico hasta la actualidad, emisiones históricas de CO₂, fracción antropogénica de emisiones diferentes a CO₂, el calentamiento no efectuado de las emisiones pasadas de CO₂ y la fracción de emisiones antropogénicas diferentes de CO₂ al momento de las emisiones netas (Damon Matthews, et al., 2021). Sin embargo, el presupuesto de carbono se presenta convencionalmente en términos de emisiones de CO₂, ya que las propiedades físicas o químicas de otros GEI varían en función de su duración, además de provocar efectos de calentamiento diferentes y presentar grandes incertidumbres en su contabilidad (Davies et al., 2017).

Esto también implica que, para limitar el aumento de la temperatura a cualquier nivel, las emisiones globales de CO₂ producidas por las actividades humanas deben ser reducidas a niveles netos igual a cero en algún momento y, en promedio, permanecer dentro de estos niveles de ahí en adelante (Rogelj, et al., 2019). Desde el punto de vista del forzamiento radiativo¹, el calentamiento global adicional podría evitarse si las emisiones se detuvieran en la actualidad y podría invertirse si el CO₂ se retirara activamente de la atmósfera (Knutti & Rogelj, 2015). Por lo tanto, las rutas de descarbonización juegan un papel fundamental en el cumplimiento de los objetivos climáticos establecidos en el presupuesto de carbono de las naciones y las entidades subnacionales.

En relación con lo anterior, existen cuatro frentes en los cuales es imprescindible realizar acciones: descarbonización del sector eléctrico; electrificación masiva con energías limpias donde es posible o realizar el cambio a combustibles fósiles bajos en carbono; mayor eficiencia y reducción de residuos en todos los sectores; así como mejoramiento de sumideros de carbono, tales como bosques, vegetación y suelo (Fay, et al., 2015).

Como se puede observar, de dichas acciones, tres recaen directamente sobre el sector eléctrico, por lo que una ruta de descarbonización del sector eléctrico es indispensable para evitar el incremento de la TMG. En este aspecto, una ruta de descarbonización para este sector se define como el conjunto de medidas de mitigación que permiten al sector eléctrico, atenerse a un presupuesto de carbono en línea con las metas establecidas en el Acuer-

do de París con una probabilidad por encima del 66% (IRENA, 2017). Por este motivo, el presente documento se centra en el análisis del sector eléctrico únicamente. Algunos ejemplos de estas medidas pueden ser el uso de energías renovables para la generación de electricidad, mayor penetración de la generación distribuida, la implementación de medidas de eficiencia energética en los sectores comercial e industrial, entre otras. No obstante, dependiendo de la infraestructura del sistema eléctrico y el marco regulatorio, la penetración de tecnologías bajas en carbono puede ser acelerada o frenada significativamente, repercutiendo en el cumplimiento de los compromisos climáticos.

I.2. Experiencias Internacionales en presupuestos de carbono y rutas de descarbonización a nivel subnacional

Considerando que el andamiaje del Acuerdo de París introduce los conceptos de contribuciones justas y equitativas, pero carece de indicaciones más concretas para la formulación de objetivos nacionales alineados a dichos principios, así como la falta de un consenso internacional referente al cálculo de presupuesto de carbono, resulta complejo evaluar si las determinaciones individuales de los países y regiones están alineadas a las metas de dicho Acuerdo. Lo anterior deja a los gobiernos nacionales y subnacionales frente a un panorama amplio de posibles decisiones metodológicas. A continuación, se presentan de manera puntual cuatro casos de estudio a nivel subnacional que han avanzado de manera importante en la determinación de presupuestos de carbono a partir de tres enfoques metodológicos diferentes.

Por un lado, se presenta la metodología y las estimaciones realizadas por el estado de Victoria, en Australia, las cuales parten de información determinada por la Autoridad Australiana de Cambio Climático, así como metodología desarrollada por Meinshausen et al. (2018). Además, se presentan las estimaciones realizadas por la

¹ Este concepto se refiere al cambio en el flujo total de energía radiativa hacia la superficie de la Tierra medido en el borde superior de la troposfera (a unos 12,000 m sobre el nivel del mar) como resultado de cambios internos en la composición de la atmósfera, o cambios en el aporte externo de energía solar y se expresa en W/m². Un forzamiento radiativo positivo contribuye a calentar la superficie de la Tierra, mientras que uno negativo favorece su enfriamiento.

ciudad de Manchester, Inglaterra y la ciudad de Järfälla, Suecia, a partir de la información proporcionada por el IPCC (AR5) y algunos de los principios de asignación identificados en dicho reporte. Finalmente, se presenta el caso de Copenhague y la estimación de su presupuesto de carbono a partir del consumo energético de la ciudad alineado a una meta de neutralidad de carbono para el año 2050.

1.2.1. Experiencias internacionales en presupuesto de carbono

Estado de Victoria, Australia

En el año 2014, la Autoridad de Cambio Climático (CCA por sus siglas en inglés) de Australia determinó un presupuesto global de carbono de 1700 GtCO_{2e} con una probabilidad de 67% para limitar el calentamiento global por debajo de los 2°C (Meinshausen, et al., 2018). Con base en dicho presupuesto global, la ACC determinó inicialmente que la “contribución justa” de Australia al presupuesto mundial era del 0.97%, es decir, 10.1 GtCO_{2e} para el período 2013-50, incluyendo las emisiones del sector del uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y silvicultura.

A partir del presupuesto nacional se realizó la colocación de emisiones para los diferentes estados territoriales de Australia (Meinshausen, et al., 2018). Para medir la sensibilidad de las propuestas de trayectorias de emisiones para el estado de Victoria, se llevaron a cabo cuatro diferentes enfoques. Por un lado, se consideró la distribución a partir del enfoque de contracción y convergencia. Dicha distribución pone como meta la igualdad de emisiones per cápita antes de la fecha de convergencia y a la vez considera que los derechos de emisión por persona se contraerán a lo largo del tiempo de forma lineal en todos los estados y territorios para alcanzar emisiones netas cero en el mismo punto temporal y dos fechas de convergencia: 2030 y 2050. Estas fechas fueron elegidas para explorar el horizonte de cero emisiones a largo plazo proyectado para 2050, de acuerdo con la narrativa internacional, así como un horizonte a corto plazo para reflejar el principio de equidad de manera más pronunciada hasta 2030.

Como segundo enfoque se consideró una acumulación de emisiones equitativa per cápita, donde cada uno de los individuos tienen el mismo derecho para generar emisiones a lo largo del periodo del presupuesto (Meinshausen, et al., 2018). En el tercer enfoque se consideró el Producto Estatal Bruto per cápita, es decir, la capacidad estatal para cubrir la reducción de emisiones proyectada. Finalmente, se consideró el enfoque de sostenimiento del *status quo* relativo donde los presupuestos de emisión entre los estados se mantienen desde el comienzo del período de asignación.

Dependiendo del tipo de enfoque utilizado para la distribución de emisiones, el presupuesto de carbono para el estado de Victoria osciló entre 1758 y 1918 MtCO_{2e}, con un promedio de 1851 MtCO_{2e} (Meinshausen, et al., 2018). La participación de Victoria en las emisiones australianas se estimó entre el 21.7% y el 23.7%, con un promedio del 22.9% de las emisiones nacionales.

Esta participación del 22.9% se utilizó como base para un análisis posterior de trayectorias que se podrían seguir dependiendo de diferentes porcentajes de reducción de emisiones, tomando como base los valores de 2005 (Meinshausen, et al., 2018). Una de las observaciones del estudio señaló que, si se seguía una trayectoria lineal, para el año 2030 podrían reducirse las emisiones generadas durante 2005 un 48.8%.

Si bien la Ley de Cambio Climático de Victoria de 2017 establece un objetivo a largo plazo de cero emisiones netas de gases de efecto invernadero para 2050, hasta el momento no se han establecido metas basadas en el cálculo estatal de presupuesto de carbono.

Gran Manchester, Inglaterra

La Ley de Cambio Climático del Reino Unido de 2008 estableció el compromiso de reducir al menos en un 80% las emisiones de GEI para el año 2050 con respecto a los niveles de 1990, estableciendo cinco presupuestos anuales de carbono a modo de medidas de transición (HM Government, 2008 citado por Kuriakose et al., 2018).

Por su parte, la Autoridad Conjunta de Gran Manchester (GMCA, por sus siglas en inglés) adoptó un objetivo de reducción del 48% de las emisiones para 2020 en comparación con 1990. Esto con el propósito de reducir sus niveles de emisión entre un 80% y 95% para el año 2050 (GMLCH, 2016 citado por Kuriakose et al., 2018).

Como punto de partida, el presupuesto de carbono de GM considera los presupuestos de carbono globales publicados por el IPCC en su reporte AR5, así como la metodología propuesta por Anderson & Bows (2011). Como primer supuesto para el cálculo global se considera la generación de emisiones debido a la producción mundial de cemento debido a su importancia para el desarrollo (Kuriakose, et al., 2018). Esto conlleva que 100 GtCO₂ tengan que deducirse del presupuesto global. De igual forma, el cálculo considera que no existe deforestación neta a nivel global.

Posteriormente, Kuriakose et al. (2018) realizaron una asignación de emisiones a las naciones no pertenecientes a la OCDE, es decir, en vías de industrialización, dejando un remanente para los miembros más industrializados de la OCDE. Para el caso del Reino Unido, la asignación de la proporción correspondiente de emisiones se hizo con

base en los dos criterios de distribución de emisiones: población y asignación soberana de emisiones recientes (2010 a 2015). Particularmente para las emisiones por aviación, envíos y transporte militar, las cuales son consideradas como inevitables debido a la importancia de dichos sectores, se realizó el cálculo para la generación futura de éstas y se sustrajo del presupuesto nacional. Como resultado se obtuvo un presupuesto final real de emisiones generadas por consumo energía contextualizado a las necesidades de Reino Unido.

En la asignación del presupuesto de carbono para Gran Manchester, se repartió el presupuesto de carbono del Reino Unido a partir de tres enfoques con el fin de ofrecer un pequeño rango de presupuestos: población, asignación soberana y valor añadido bruto (Kuriakose, et al., 2018). El promedio de dichos rangos se utilizó para realizar la propuesta de presupuesto de carbono recomendado, así como vías de emisión ilustrativas. A partir de dicho análisis se identificó que el rango de presupuesto para Gran Manchester estaba entre 45 y 104 MtCO₂ para el período de 2018 en adelante y así limitar la TMG en menos de 2°C.

Municipio de Järfälla, Suecia

Anderson et al. (2017) realizaron el presupuesto de carbono del municipio de Järfälla utilizando los presupuestos de carbono propuestos por el IPCC en su reporte AR5. A partir del presupuesto mundial realizaron un desglose de las emisiones para proporcionar a Suecia un rango de presupuesto nacional de carbono basado en las emisiones históricas (principio de soberanía) y la contribución poblacional (principio de igualdad).

Tales enfoques de reparto atribuyeron a Suecia el 0.361% del presupuesto global de carbono debido a emisiones pasadas y el 0.767% basado en la población para el período posterior a 2017. Esto significa que entre 140 y 20 GtCO₂ fueron asignadas como presupuesto nacional de carbono, fijando una tasa de mitigación inmediata de un mínimo del 10% anual e idealmente del 15% anual.

Este rango presupuestario de carbono para Suecia se desglosó a nivel municipal, teniendo en cuenta el principio de soberanía para la distribución de emisiones territoriales (Anderson, et al., 2017). A partir de información proporcionada por Estadística Suecia (SCB) y las estadísticas regionales del Sistema de Objetivos Medioambientales, Desarrollo y Colaboración (RUS) se generaron los presupuestos subnacionales. Particularmente el municipio de Järfälla recibió una asignación del 0.172% (RUS) y del 0.214% (SCB) del presupuesto sueco de carbono para el sector energía a partir de julio de 2017 y con una tasa de reducción de emisiones mínima de por lo menos en 10% por año con efecto inmediato.

El presupuesto regional de carbono resultante se tradujo en dos escenarios de reducción de emisiones necesarios para que Järfälla contribuya de manera justa y con base científica al cumplimiento del Acuerdo de París (Anderson, et al., 2017). Dichos escenarios estaban basados en una tasa de reducción de emisiones anuales de 10% y 15% partiendo de julio 2017 hasta el año 2100.

El análisis de emisiones territoriales realizado por Anderson et al. (2017) permitió identificar que el sector transporte fue el responsable del 71% de las emisiones generadas por Järfälla durante el año 2014, mientras que el sector de generación de energía representó solo el 8%. Sin embargo, solo una lista general de posibles estrategias de mitigación de emisiones fue presentada. De tal forma que, el análisis anterior representó solo el resultado de una propuesta de investigación solicitada por el propio municipio de Järfälla para toma de decisiones.

Copenhague, Dinamarca

Desde el año 2009, el ayuntamiento de Copenhague (CPH) adoptó de forma unánime un Plan Climático para el año 2015 (TCC, 2012). Las iniciativas contenidas en dicho plan ayudaron a reducir de forma significativa las emisiones de la ciudad, reduciendo en 21% las emisiones generadas entre el periodo de 2005 y 2011 y cumpliendo el objetivo de la ciudad de reducir un 20% las emisiones antes del 2015.

Particularmente, el Plan Climático CPH 2025 tiene el objetivo de convertir a la ciudad en la primera capital del mundo con emisiones neutras de carbono para el año 2025 (TCC, 2012). El objetivo de neutralidad de carbono establecido por Copenhague incluye las emisiones del sistema energético de la ciudad y las actividades de las empresas de servicios públicos propiedad de la ciudad en otros lugares.

La ciudad de Copenhague desarrolló en 2008 una calculadora de medición de carbono en conjunto con el Ministerio de Clima y Energía y el gobierno local, para calcular las emisiones de gases de efecto invernadero generadas por la ciudad (TCC, 2012). Dicha herramienta está basada en la metodología utilizada por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) para la realización de inventarios de GEI. En general, todas las emisiones de gases de efecto invernadero dentro de los límites de la ciudad son incluidos, así como las emisiones generadas por las empresas de propiedad municipal fuera de esos límites. Del mismo modo, la energía generada a partir de fuentes renovables en la ciudad, así como la energía renovable producida por las empresas de servicios públicos de la ciudad de Copenhague fuera de los límites también se deducen para realizar el cálculo (TEA, 2016b).

La calculadora de carbono², disponible solamente para las diferentes municipalidades, puede deducir la generación de energía proveniente de energías renovables (Dahal & Niemelä, 2017). Esto implica que el consumo de energía en la ciudad alcanzará la neutralidad de carbono cuando la producción de energía renovable iguale la cantidad consumida por la ciudad. Para el momento en que la generación de energía renovable de la ciudad de Copenhague resulte en exceso y esta sea consumida en otros territorios, la calculadora ofrece la posibilidad de compensar las emisiones generadas por otros sectores de la ciudad gracias al exceso de energía limpia (TEA, 2016b).

No obstante, a medida que otras partes de Dinamarca se vayan descarbonizando, la intensidad de carbono del consumo de energía desplazada disminuirá, reduciendo a su vez el grado en que la ciudad podría compensar sus emisiones de carbono de esta manera (TCC, 2012). Esto se debe a que Dinamarca ha establecido el objetivo de reducir su dependencia del uso de combustibles fósiles para la generación de energía y electricidad para el año 2035.

Para el año 2017 la ciudad de Copenhague logró reducir 38% de las emisiones registradas en el año 2005 (TEA, 2016a). Mientras que la fase de implementación del periodo 2017-2020 se enfocó en la aplicación y evaluación de iniciativas a pequeña escala sobre optimización energética de edificios, plantas de ciclo combinado para biomasa, implementación de turbinas eólicas, acuerdos voluntarios con dueños de mobiliario, flujo mejorado en ciclovías, uso de vehículos eléctricos y de hidrógeno para el municipio, así como autobuses carbono neutral. Se espera que para el periodo 2020-2025 las mejores iniciativas puedan implementarse a gran escala para alcanzar la neutralidad de la ciudad.

1.2.2. Lecciones aprendidas

Los casos internacionales referentes al presupuesto de carbono a nivel subnacional demuestran que existen variaciones con respecto a su aplicación al tratarse de un concepto relativamente nuevo. La primera diferencia que se observa es cómo definen el horizonte temporal del presupuesto de carbono.

Por ejemplo, el estado de Victoria, Australia y la ciudad de Manchester, Inglaterra han establecido como límite temporal el año 2050 para reducir sus emisiones y limitar la TMG por debajo de 2°C. Por otro lado, el municipio de Järfälla, Suecia plantea la posibilidad de alcanzar la generación de cero emisiones hasta el año 2100. No obstante, establecer presupuestos de carbono con horizonte 2050,

además de acelerar el proceso de descarbonización, permite identificar los picos de emisiones previas a la disminución progresiva de las mismas. Esto se debe a que existe el riesgo de que el largo horizonte temporal sea un pretexto para la inacción y retrase los esfuerzos hasta que sea demasiado tarde.

Mientras que los presupuestos de Victoria, Manchester y Järfälla fueron desarrollados a partir de su presupuesto nacional, es decir, enfoque descendente, la ciudad de Copenhague estimó su presupuesto de manera ascendente con base en la generación de emisiones actuales territoriales y la meta de neutralidad de carbono para el año 2025.

Ahora bien, el presupuesto subnacional del estado de Victoria está calculado a partir del promedio de cuatro asignaciones diferentes, incluyendo el método de contracción y convergencia modificada utilizado para calcular el presupuesto nacional. Por otro lado, el cálculo subnacional de Manchester aplica la metodología de asignación de Reino Unido y el enfoque de valor añadido bruto. Finalmente, el presupuesto de Järfälla se limita a utilizar la asignación soberana para realizar el cálculo del presupuesto de carbono subnacional.

Durante la asignación de presupuestos de carbono tanto nacionales como subnacionales se identifica la práctica de exclusión de sectores económicos. Si bien el cálculo de presupuesto de carbono de Victoria descartó las emisiones históricas estatales, el de Manchester excluyó las emisiones de los sectores aviación y transporte, mientras que el de Järfälla se enfocó solamente en las emisiones del sector de energía.

Las experiencias anteriormente descritas resaltan, en primer lugar, la falta de una metodología internacional estandarizada para la estimación de un presupuesto de carbono subnacional debido a la diversidad en los conceptos de asignación. Asimismo, es posible identificar el estado emergente del concepto de presupuesto de carbono dada la ausencia de casos de éxito documentados en Latinoamérica. Finalmente, estas experiencias presentan la posibilidad de establecer un presupuesto de carbono subnacional con cierto grado de flexibilidad dependiendo de las características socioeconómicas del territorio.

De las conclusiones anteriores, podemos destacar que el presente documento muestra una metodología para la obtención de un presupuesto de carbono a nivel local. Gracias a la flexibilidad de esta metodología, es posible ajustarla a distintos contextos estatales y estandarizarla a cualquier nivel subnacional.

² Calculadora basada en la web diseñada específicamente para los municipios de Dinamarca por el Instituto Nacional de Investigación Medioambiental (NERI) y COWI, una empresa consultora internacional (Dahal & Niemelä, 2017).

1.2.3. Experiencias internacionales en rutas de descarbonización

Una gran cantidad de países ha asumido el compromiso de descarbonizar su sector de generación eléctrica para alcanzar sus metas de reducción de emisiones de GEI, establecidas en sus NDCs, y cumplir con el Acuerdo de París. Desde el año 1996 se definió la descarbonización del sector energético como el decrecimiento en una cantidad específica de dióxido de carbono emitido por cada unidad de energía primaria consumida (Grübler & Nakicenovic, 1996). Sin embargo, la falta de compromisos pasados, así como los retos actuales suponen una transformación del sistema energético mundial sin precedentes, con el objetivo de limitar la TMG a finales de siglo.

Por ejemplo, McKinsey (2020) analiza tres trayectorias de descarbonización del sector eléctrico hacia el 2040 por medio de la penetración del 50-60% de energías renovables, 80-90 % de energías renovables y 100% de energías renovables. Para el caso de una descarbonización del 50-60% se destaca que no es necesario una inversión más allá de decisiones tomadas por los actores de mercado. Esto se debe a que los costos de tecnologías como solar fotovoltaica, eólica y de almacenamiento se han reducido considerablemente, llegando al punto en que estas opciones pueden representar la opción más costo-efectiva. Para una descarbonización del 80-90% en el año 2040 es necesario llevar a cabo acciones más costosas y específicas como el uso de tecnologías de almacenamiento de carbono. Por último, una descarbonización total del sector eléctrico resultaría en un costo adicional del 25% sobre la primera trayectoria, así como también requeriría de la introducción de tecnologías limpias adicionales como biocombustibles, captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS, por sus siglas en inglés), bioenergía con captura y almacenamiento de carbono, hidrógeno y tecnologías de captura directa de aire (DAC, por sus siglas en inglés).

Por otro lado, la Agencia Internacional de Energía (IEA) considera que un escenario de cero emisiones netas para el sector eléctrico implica tanto un incremento en la demanda eléctrica como resultado de una mayor actividad económica, una rápida electrificación de servicios finales y la producción de hidrógeno por electrólisis, así como también una transformación radical en la generación de electricidad (IEA, 2021). De hecho, los mercados emergentes y las economías en desarrollo representan el 75% del aumento mundial previsto de la demanda de electricidad hasta 2050. Particularmente para dichas economías se espera que en 2030 la demanda eléctrica se duplique y para 2050 se triplique debido al crecimiento poblacional, aumento en los ingresos y nivel de vida, así como las nuevas fuentes de demanda eléctrica vinculadas a la descarbonización (IEA, 2021).

Por lo tanto, resulta relevante analizar la planeación, diseño e implementación de rutas de descarbonización para el sector eléctrico a nivel internacional con el objetivo de identificar estrategias exitosas para el estado mexicano, tanto a nivel nacional como subnacional.

a) Reino Unido

La descarbonización del sector eléctrico en el Reino Unido ha sido posible debido a que la reducción de emisiones de GEI del sector se encuentra delimitada por metas establecidas en la Ley de Cambio Climático del 2008. Estas metas son definidas a través de estimaciones de presupuesto de carbono de carácter vinculante. Dicho presupuesto ha sido establecido para periodos de 5 años, con el objetivo de reducir para el año 2050 a emisiones netas cero. Si bien su Comisión de Cambio Climático ha informado sobre el cumplimiento de los primeros tres presupuestos de carbono, se han identificado dificultades para cumplir tanto el cuarto como el quinto presupuesto de carbono (Fankhauser, 2020).

Tabla 1: Presupuesto de carbono del Reino Unido.

Periodo	Nivel de presupuesto de carbono (MtCO ₂ e)
Primer presupuesto (2008 – 2012)	3,018
Segundo presupuesto (2013 – 2017)	2,782
Tercer presupuesto (2018 – 2022)	2,544
Cuarto presupuesto (2023 – 2027)	1,950
Quinto presupuesto (2028 – 2032)	1,725

Fuente: Committee on Climate Change (2018).

En un diagnóstico general, el sector eléctrico del Reino Unido ha tenido reducciones de emisiones importantes del 2012 al 2017 debido a tres razones: primero, a una reducción considerable de la generación de las plantas de carbón; segundo, a la existencia de un incremento en la proporción de energías renovables en la matriz energética del país; y tercero, a un incremento significativo en la eficiencia energética de los productos, lo cual ha causado una reducción en el consumo de electricidad (LSE, 2020).

La proporción de generación eléctrica utilizando carbón en el periodo 2021-2017 ha sido reducida considerablemente al pasar de 40% al 7% sobre el total de generación del país. Asimismo, el Gobierno Británico ha anunciado que para el 2025 eliminará de su matriz energética todas las plantas de carbón que no puedan ser convertidas con tecnologías de captura, uso y almacenamiento de carbono (LSE, 2020).

Alineado a esta reducción, una política importante que ha funcionado para la descarbonización del sector es la introducción de un precio al carbono³. Por ejemplo, los generadores de electricidad del Reino Unido tienen que pagar tanto por el precio del carbono, como por una cuota establecida por el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la Unión Europea (RCDE UE), cantidad equivalente a 1,004.59 MXN por cada tonelada de CO₂ emitida.

Finalmente, el Reino Unido ya elaboró su sexto presupuesto de carbono (2033-2037) en diciembre del 2020, dónde se proyecta una reducción de un 78% de las emisiones de GEI para el 2035 relativo a las emisiones de 1990. Dentro de las acciones en su ruta de descarbonización eléctrica neta cero al 2050 se encuentran la reducción de la intensidad del carbono de generación eléctrica de 220 gCO₂/KWh en el 2019 a 50 gCO₂/KWh en 2030, la eliminación de la generación de electricidad a partir de carbóeléctricas, y el incremento de la generación de energías renovables a un 80% respecto del total de la matriz energética de ese país para el 2050 (Committee on Climate Change, 2020).

b) Londres, Reino Unido

En el 2018, la Alcaldía de Londres (2018) publicó su plan de carbono neto cero alineado a una TMG de 1.5°C. Su metodología para alcanzar emisiones netas cero para el 2050 está determinada de manera general en cinco pasos: 1) identificar medidas de política pública que apoyen a una transición de una red de transporte público de cero emisiones y activar un cambio en el uso del transporte público a través del uso de la bicicleta y movilidad peatonal; 2) identificar medidas de políticas públicas necesarias para mejorar la eficiencia energética en los edificios de Londres; 3) Usar los modelos de transporte y medidas de eficiencia energética de los edificios para desarrollar cuatro escenarios para lograr emisiones netas cero en el sistema energético y en el sistema de transporte del 2050; 4) Identificar medidas adicionales requeridas para alcanzar el objetivo de descarbonización del 2050; y 5) Establecer pre-

supuestos de carbono para los siguientes 15 años con la finalidad de direccionar los esfuerzos de mitigación en el camino adecuado (Greater London Authority, 2018).

Los cuatro escenarios de eficiencia energética se fundamentan en energía descentralizada enfocado en redes de calor; alta electrificación con bombas de calor; descarbonización de gas, sustitución por hidrógeno y tecnologías de captura y almacenamiento de carbono; así como una combinación de bombas de calor, redes de calor y red parcial de hidrógeno. Conociendo las rutas establecidas por los cuatro escenarios, la Alcaldía de Londres establece tres presupuestos de carbono (2018-2022, 2023-2027 y 2028-2032), alineados de manera proporcional al presupuesto de carbono total del Reino Unido. De esta forma, la planeación evita dejar la toma de decisiones relacionadas con política pública para el último minuto, y así minimizar también los costos de implementación.

Como lecciones aprendidas se identifica que la descarbonización del sector eléctrico de Londres depende de la transición energética de la red y acciones más ambiciosas por parte del Gobierno del Reino Unido. Para el caso del incremento de la demanda eléctrica, se requiere una compensación adicional con medidas de eficiencia energética, así como tecnologías inteligentes para suavizar los picos de demanda. Si bien se identifica que los costos asociados a las actualizaciones de la red eléctrica deben de ser asequibles, se reconoce que la ausencia de una transición energética significa indudablemente un mayor gasto futuro.

c) Alemania

Durante el 2019, Alemania emitió su Ley Nacional Climática (*Bundes-Klimaschutzgesetz*) con el propósito de alcanzar la neutralidad de carbono al año 2050. Esta Ley señala que, a partir del 2025, se deberán establecer presupuestos de emisiones cada cinco años para los sectores de energía, industria, transporte, edificios, agricultura y residuos. Hasta el momento, el presupuesto de emisiones del sector energía para los años 2020 y 2022 corresponde a 280 y 257 MtCO₂e, respectivamente (Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, 2019).

Aunado a lo anterior, la política de transición energética de Alemania tiene el objetivo de alcanzar un 80% de la generación eléctrica del país con energías renovables para el 2050, a la vez que se retiran plantas nucleares e

³ El precio del carbono es un instrumento que permite captar los costos externos de los GEI, los costos de las emisiones que paga la ciudadanía como daños a las cosechas, los costos de la atención sanitaria por las olas de calor y las sequías, así como la pérdida de propiedades por las inundaciones y el incremento del nivel del mar. El precio de carbono vincula dichos costos a sus fuentes mediante un precio, generalmente en forma de precio del dióxido de carbono emitido (The World Bank, 2021).

incrementan esfuerzos de eficiencia energética (Brick & Thernstrom, 2016). Desde el 2013, esta política ha causado un incremento de gran relevancia en las tecnologías de energías renovables como la solar fotovoltaica y eólica. Mientras que en el 2013 la penetración de energías renovables correspondía al 25%, la proporción de generación energía renovable en el año 2020 fue del 45% (Umwelt Bundesamt, 2021). De hecho, según el Instituto Fraunhofer de Sistemas Solares de Energía (2020) se establece que durante la primera mitad del 2020 se generaron 136.1 TWh a partir de fuentes de energía renovable en el país.

Si bien es cierto que, en los últimos años, los precios de la electricidad han incrementado en Alemania (Brick & Thernstrom, 2016), se han encontrado también trayectorias costo-efectivas para lograr la descarbonización a partir de simulaciones para los años 2025, 2035 y 2050. Estas trayectorias dependen principalmente de cuatro factores: 1) mayor integración de otras energías renovables para la generación de electricidad; 2) la transformación de la generación convencional de energía hacia tecnologías más flexibles con menos emisiones de carbono; 3) la electrificación de sectores que todavía son intensivos en su consumo de combustibles fósiles; y 4) un mayor incremento de la eficiencia energética (Müller, et al., 2019). Dichas trayectorias arrojaron un resultado para el 2050 de un incremento de la generación de energías renovables de 241 TWh, donde destacan las energías eólica y fotovoltaica, con una participación aproximada de 66% y 33% respectivamente. Comparado con los niveles de generación del 2016, dichas energías renovables, prácticamente duplican su generación hacia mediados de siglo.

Por último, un análisis reciente realizado para *Agora Energiewende* (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2020) refiere que las metas principales que la transición energética debe de alcanzar para cumplir con lo establecido en el Acuerdo de París son las siguientes: eliminar la generación de carbóelctricas para el 2030 en lugar del 2038, incentivar el uso del hidrógeno para las plantas generadoras de energía, incrementar la electrificación de todos los sectores e incrementar la capacidad instalada de las energías renovables (25 GW de energía eólica *offshore*, 80 GW de energía eólica y 150 GW de energía solar fotovoltaica). Estas metas podrán ser logradas si el sistema eléctrico de Alemania se convierte en un sistema significativamente más flexible a través de mayor almacenamiento, despliegue de bombas de calor y mayor comercialización de electricidad entre los países.

I.3. Estimación del presupuesto de carbono estatal

La asignación de presupuestos de carbono tiene como objetivos una distribución justa de los esfuerzos de mitigación entre países o regiones y limitar la TMG por debajo de los 2°C (Rogelj et al., 2018; Steiner et al., 2020). El establecimiento de estándares y expectativas para los presupuestos de carbono nacionales se ha visto frenado por el estado de las negociaciones climáticas internacionales y la difícil redefinición del principio de responsabilidades comunes pero diferenciadas. No obstante, distintas entidades nacionales y subnacionales han realizado estimaciones de un presupuesto de carbono con el objetivo de establecer metas de reducción de emisiones en línea con las metas climáticas globales.

Existen varios métodos propuestos para dividir el presupuesto de carbono global entre países y regiones (Raupach et al., 2014). De acuerdo con Gignac & Matthews (2015), la asignación de los presupuestos de carbono sigue dos principales tendencias. Por un lado, las asignaciones pueden basarse en la proporción de emisiones nacionales de GEI (asignación soberana), mientras que, por otro lado, dichas asignaciones pueden estar basadas en emisiones per cápita (asignación de igualdad) (Gignac & Matthews, 2015).

El establecimiento de un presupuesto de carbono que se base en las cuotas de emisión de GEI (asignación soberana), es decir, emisiones acumuladas históricas por país divididas por las emisiones mundiales acumuladas históricas, es sencillo y para ello se pueden utilizar los datos históricos estimados por el Instituto de Potsdam para la Investigación del Impacto Climático (PIK) (Ramonés et al., 2019).

Por su parte, la consideración de las emisiones per cápita se ha dado tradicionalmente a través del método de contracción y convergencia (asignación de igualdad) desarrollado por el *Global Commons Institute* (Meyer, 2000). Este método consiste en un proceso de dos etapas que establece un objetivo de emisiones per cápita para un año determinado que deben alcanzar todos los países o regiones (Ramonés et al., 2019). El fundamento de este método se basa en un aumento o disminución inicial de las emisiones (en función de las emisiones per cápita del país concreto) y su convergencia con el objetivo per cápita establecido.

Si bien el enfoque de convergencia de la contracción toma en consideración las desigualdades que se ajustan grad-

ualmente, no considera la responsabilidad histórica de los diferentes países. Por lo tanto, la cuestión de la inequidad y la asignación justa de un presupuesto de carbono es compleja y todavía requiere un mayor grado de análisis.

Además de los métodos de asignación nacional ya mencionados, Rogelj et al. (2016) señalan que existen dos enfoques que se pueden utilizar para clasificar presupuestos de carbono en términos de sus picos máximos de temperatura alcanzada. El primer enfoque considera sólo aquellos escenarios que se mantienen en todo momento por debajo del umbral de temperatura establecido, es decir, 1.5°C o 2°C de calentamiento y producen lo que se conoce como Presupuestos de Evitación de Temperatura (TABs, por sus siglas en inglés). El segundo enfoque considera escenarios de emisión que superan momentáneamente estos umbrales de temperatura pero que luego se estabilizan en el objetivo establecido de 1.5°C o 2°C, generando lo que se conoce como Presupuestos de Excedencia de la Temperatura (TEBs, por sus siglas en inglés).

Dentro del marco conceptual para el diseño de una política climática acorde con los objetivos del Acuerdo de París, el método más adecuado es el seguido por los TAB (Meinshausen, Du Pont & Talberg, 2018). Desafortunadamente, los TEB son más frecuentes en la literatura. Las razones a favor de una acción temprana están relacionadas con el aprovechamiento de opciones de bajo costo y la creación de inercia para la transformación económica. En cuanto a los argumentos a favor de retrasar la acción, éstos corresponden a posturas optimistas con respecto al desarrollo tecnológico en el futuro, en especial el de tecnologías de emisiones negativas o de captura y almacenamiento de carbono.

Con base en la contribución histórica de México en las emisiones globales de GEI (1.39%), de la base de datos del Potsdam Institute for Climate Impact Research (PIK), se determinó el porcentaje de emisiones que representa el estado de Yucatán a las emisiones globales. Después, como referencia para obtener la proporción del estado con respecto al país, se tomó en consideración la Actualización del Inventario de Gases de Efecto Invernadero

de Yucatán 2005⁴ y sus respectivos sectores (energía, procesos industriales y uso de productos, AFOLU y residuos), así como las emisiones indirectas representadas por el consumo eléctrico.

Este último rubro es importante en el desarrollo de la metodología, ya que más adelante se presentará el presupuesto de carbono del estado de Yucatán correspondiente al sector eléctrico. La decisión de agregar el consumo eléctrico para el estado se debe a que el estado pertenece al Sistema Eléctrico Nacional. En este sistema existe un equilibrio entre la generación y la demanda eléctricas nacional, esto significa que para determinar una responsabilidad al estado sobre sus emisiones del sector eléctrico es más adecuado considerar el consumo eléctrico del territorio⁵. Para encontrar las emisiones del consumo eléctrico de Yucatán, primero se obtuvo el consumo estatal para el año 2017 (3,717,774.91 MWh) y el factor emisión de la red (0.58 tCO_{2e}/MWh⁶), resultando en 2.16 MtCO_{2e}. Sin embargo, si se consideran las pérdidas de la Red Nacional de Transmisión y la Red de Distribución reportadas por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) para el 2017, las emisiones del estado ascienden a 2.58 MtCO_{2e}.

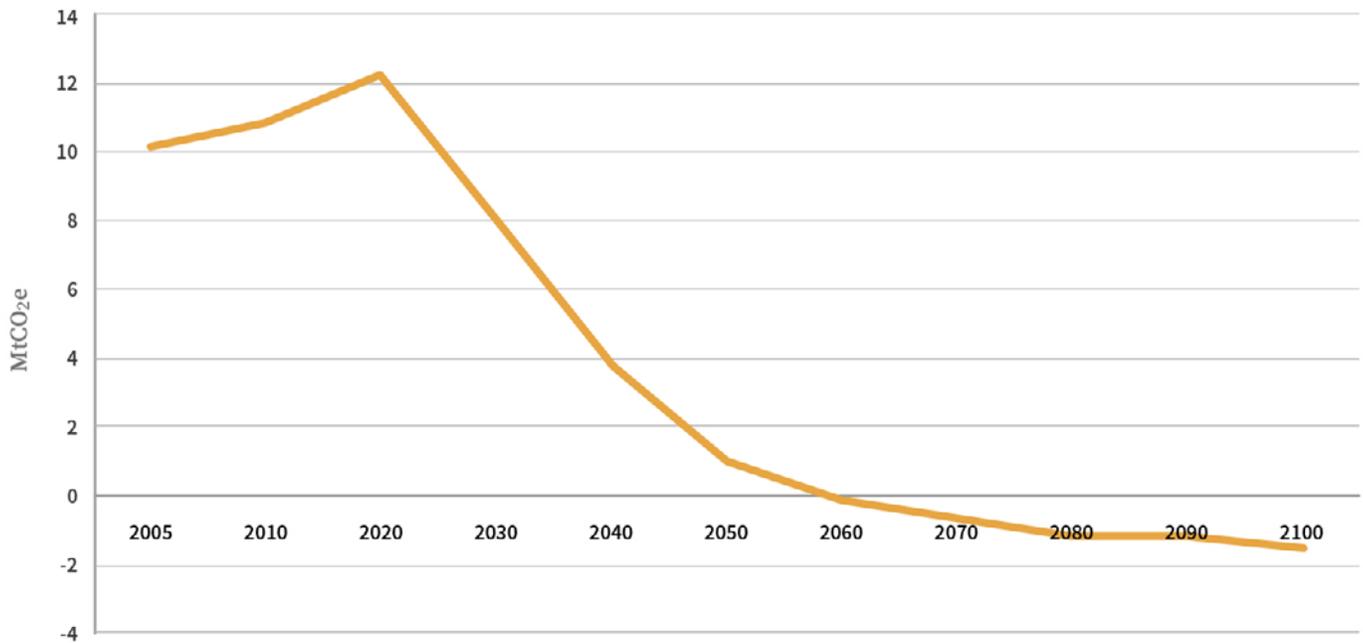
Tomando en cuenta lo anterior, el siguiente paso fue determinar las emisiones totales del país para el año 2017. Dicha cifra se calculó a través de un ejercicio de proyección para actualizar el Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero del INECC, estimándose en 733.82 MtCO_{2e} para 2017. Teniendo las emisiones totales nacionales y la cifra de emisiones del estado, la asignación del estado con respecto al país resultó en 1.6 %. Para conseguir la trayectoria del estado, esta cantidad se multiplica por el 1.39 % de las emisiones históricas del país resultando en 0.022%, lo cual representa la proporción del estado de Yucatán dentro de las emisiones globales. Con base en esta proporción, y de acuerdo con la trayectoria de emisiones estimada por el Instituto de Estudios Avanzados de Sostenibilidad (IASS, por sus siglas en inglés), a continuación, se presenta la trayectoria de emisiones que el estado de Yucatán tendría que seguir para cumplir con el objetivo de 1.5°C del Acuerdo de París (Figura 1).

⁴ Es importante aclarar que los resultados expuestos en este entregable están sujetos a la actualización del Inventario se está llevando a cabo el estado de Yucatán en el año 2021.

⁵ De acuerdo con la metodología del IPCC, se deben cuantificar las emisiones por la producción de electricidad que operan dentro del territorio inventariado. Sin embargo, para homologar la metodología se toma en cuenta como referencia las emisiones asociadas al consumo eléctrico y se elimina las emisiones de la industria eléctrica.

⁶ Factor de emisión del Sistema Eléctrico Nacional, 2017 CRE.

Figura 1: Trayectoria del estado de Yucatán para alcanzar una TMG de 1.5°C.



Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar, con base en la trayectoria del modelo para el cálculo del presupuesto de carbono, el estado de Yucatán alcanzaría la neutralidad de carbono en el año 2060. Sin embargo, es importante mencionar que esta trayectoria aún no incluye las medidas de mitigación consideradas en la Ruta de Descarbonización del estado, con las que la neutralidad de carbono podría alcanzarse en 2029, lo cual se abordará en la siguiente sección del documento.

Una vez establecida la trayectoria de emisiones para el estado de Yucatán, el siguiente paso es obtener la ecuación que represente esta trayectoria. Obteniéndose la siguiente ecuación:

Ecuación 1:

$$T_{Yucatán} = 0.0000470t^3 - 0.288475t^2 + 588.8118t - 400438.6376$$

Donde, la variable dependiente corresponde a las emisiones anuales de dióxido de carbono equivalente ($T_{Yucatán}$) en Megatoneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO₂e) y la variable independiente es el tiempo (t) en años. Como se puede observar, la ecuación anterior es una función polinomial de tercer grado con un coeficiente de correlación (R^2) de 0.9457, lo cual representa un

alto nivel de asociación directo entre el tiempo y las emisiones anuales⁷.

Como siguiente paso, se debe obtener la integral ($B_{Yucatán}$) que represente el área bajo la curva de la trayectoria de emisiones del estado de Yucatán para el periodo 2019 al 2100. De esta forma, se determina la función integral de la Ecuación 1 y se evalúa para el intervalo 2019–2100, de la siguiente manera:

Ecuación 2:

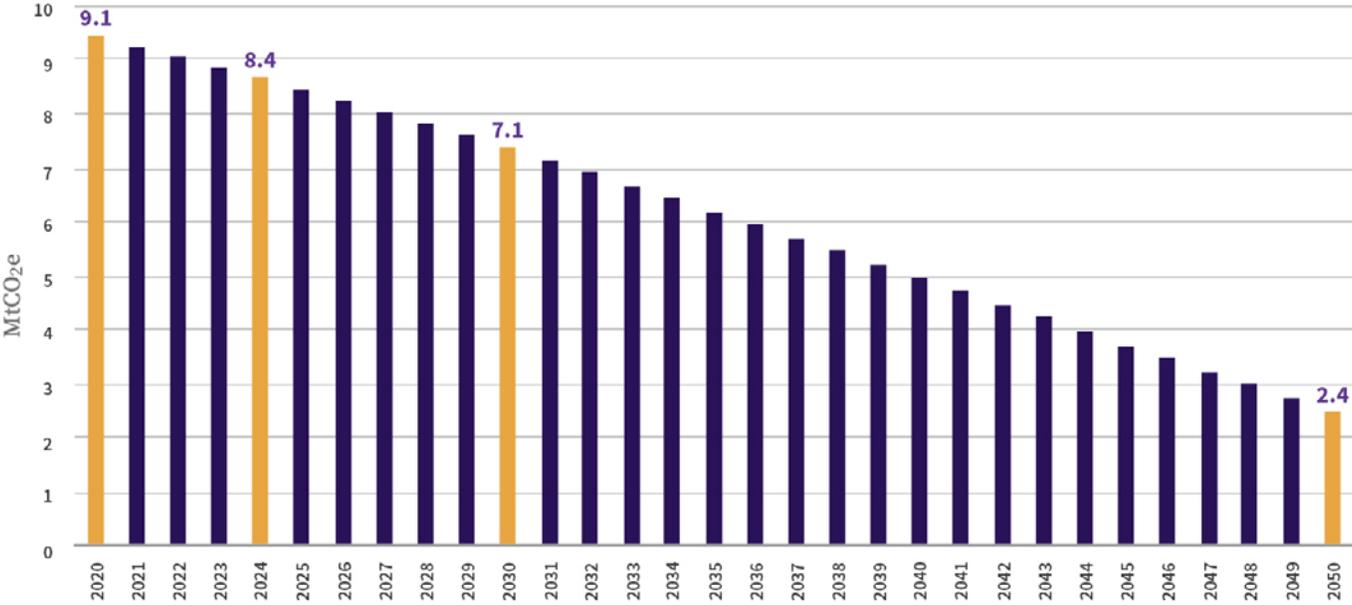
$$B_{Yucatán} = \int_{2019}^{2100} (0.0000470t^3 - 0.288475t^2 + 588.8118t - 400438.6376) dt$$

Resolviendo y evaluando la Ecuación 2, se estimó que el presupuesto de carbono para el estado es de Yucatán en 153.16 MtCO₂e.

Utilizando como punto de partida la misma metodología empleada para la estimación del presupuesto de carbono para el estado de Yucatán, donde se evalúa la ecuación 2 de manera anual, se muestra a continuación el límite de emisiones que tendría que cumplir el estado para mantenerse en una trayectoria de emisiones alineada al escenario de 1.5°C.

⁷ El coeficiente de correlación indica el grado o nivel de vinculación directa que existe entre las variables de la ecuación, en este caso, las emisiones y el tiempo. Mientras más cercano a 1 sea el valor del coeficiente de correlación, más certera es la validez de los datos.

Figura 2: Propuesta de metas de mitigación del Estado para el periodo 2020–2050 para mantener la TMG en 1.5°C.



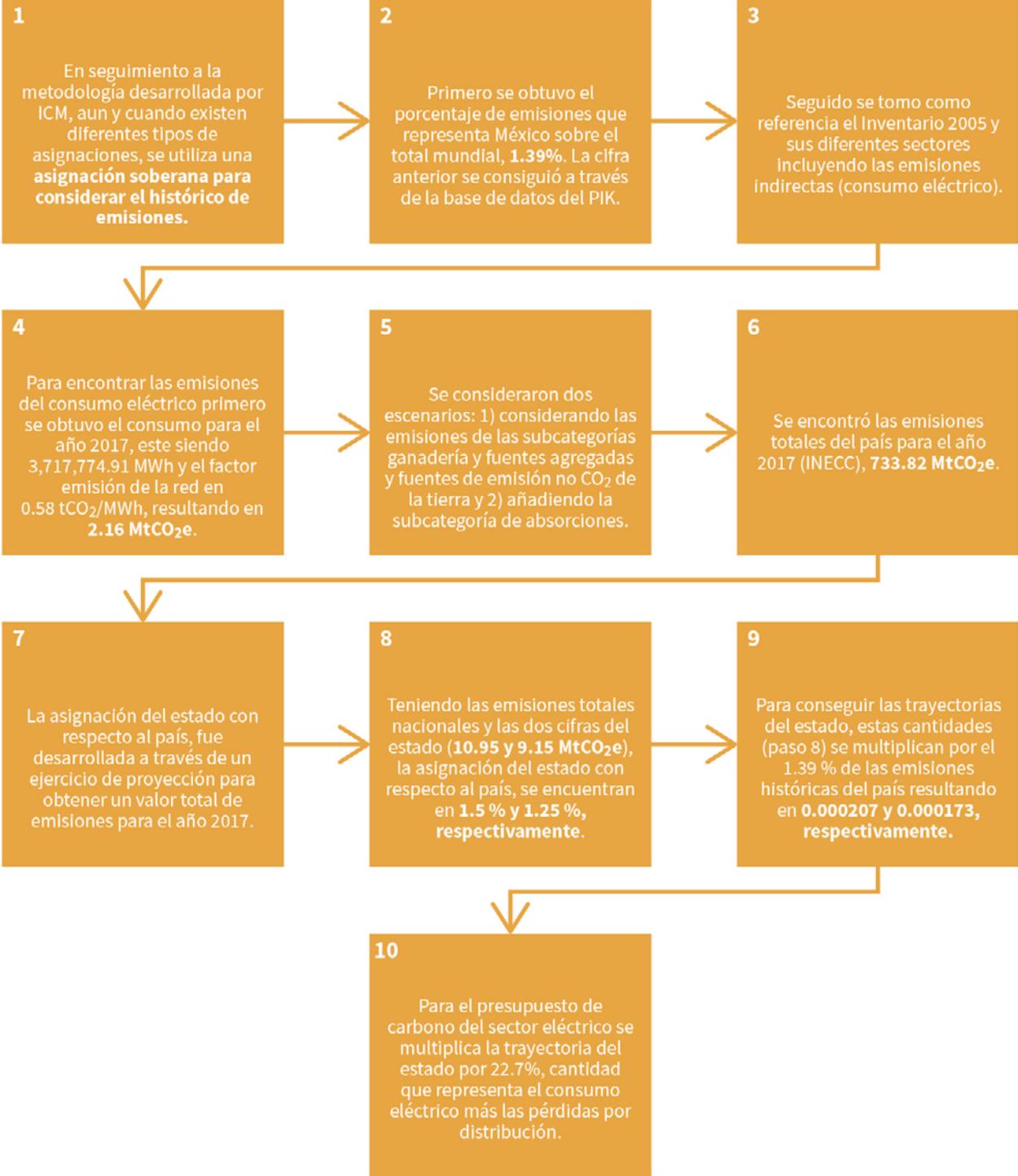
Fuente: Elaboración propia.

Por último, es importante señalar que existen diferentes elementos metodológicos que fueron considerados y asociados a la estimación de presupuesto de carbono subnacional. El primero son las cero emisiones netas que, como se puede observar en la sección 3 del presente documento, los diferentes compromisos internacionales establecidos en los últimos años tienen como meta lograr las cero emisiones netas de dióxido de carbono en el año 2050. Sin embargo, debido a que la metodología desarrollada por la ICM considera las estimaciones de dióxido de carbono equivalente del Reporte Especial del IPCC, los resultados arrojan que las cero emisiones netas se lograrían hasta el año 2060. No obstante, como se mencionó anteriormente, este escenario puede cam-

biar una vez considerada la Ruta de Descarbonización en la metodología.

Otro aspecto metodológico, son las subcategorías de tierras y absorciones, dichos sectores son de gran relevancia para muchas entidades federativas y se reconoce el potencial de mitigación de las absorciones y el efecto que puede tener en la estimación de presupuesto de carbono. No obstante, no es posible crear una proporción consistente en estas subcategorías, ya que todavía no se han estimado dichos valores para el país. Esto significa que las estimaciones de las proporciones de asignación de los estados están en función de las emisiones totales brutas y no de las netas.

Figura 3: Resumen de metodología para el cálculo de presupuesto de carbono para el sector eléctrico desarrollado por ICM.



Fuente: Elaboración propia.

II. REVISIÓN Y ANÁLISIS DE LOS INVENTARIOS ESTATALES DE EMISIONES, Y LOS PROGRAMAS O ESTRATEGIAS DE CAMBIO CLIMÁTICO DE YUCATÁN

El principal marco legal en materia ambiental corresponde a la Ley de Protección al Medio Ambiente del Estado de Yucatán, publicada originalmente en 1999, y abrogada y constituida como una nueva Ley en 2010 de forma renovada y actualizada (Congreso del Estado de Yucatán, 2010). Entre sus principales objetivos se encuentra proteger el ambiente en el Estado de Yucatán⁸; y definir los principios base para la formulación, conducción y evaluación de la política ecológica y ambiental, así como los instrumentos para su aplicación⁹. Con ésta, se ampliaron las facultades y obligaciones del Poder Ejecutivo, las cuales deben realizarse a través de la Secretaría de Desarrollo Urbano y Medio Ambiente y los Municipios¹⁰. Asimismo, reconoce a la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente nacional al indicar que en todo lo no previsto por ésta, se aplicará el marco de la Ley federal¹¹.

Específicamente en materia de cambio climático, este fenómeno ha formado parte de la agenda de Yucatán principalmente desde el establecimiento del Plan Estatal de Desarrollo 2007–2012, siendo incluida también dentro del Plan de Estatal de Desarrollo 2012–2018 y de 2018–2024. Cabe destacar, que en Plan de 2012–2018, se estableció el objetivo gubernamental de desarrollar el Programa Especial de Acción ante el Cambio Climático (PEACC) del Estado de Yucatán. El PEACC se desarrolla sobre el marco normativo nacional establecido mediante la Ley General de Cambio Climático (LGCC) y la Estrategia Nacional de Cambio Climático (Gobierno del Estado de Yucatán, 2014), y en línea con el Plan Nacional de Desarrollo (2013–2018)

(The Climate Group, 2021). Su agenda se construye a partir de esfuerzos de mitigación y adaptación al cambio climático. En el área de mitigación, las áreas estratégicas establecidas fueron la agropecuaria; la generación eléctrica; los sectores de industria, comercio, servicios y residencial; los residuos; el transporte y el sector Uso de Suelo, Cambio de Uso de Suelo y Silvicultura (USCUSS) (Gobierno del Estado de Yucatán, 2014). Entre sus principales estrategias destacan la introducción de técnicas de gestión sustentable en el sector agropecuario para asegurar la reducción de gases de efecto invernadero; la reducción de emisiones asociadas a la electricidad producida; y la gestión sustentable de residuos sólidos y de manejo especial. Las metas establecidas en 2014 fueron disminuir en un 20% los gases de efecto invernadero para el 2018 —en relación a los niveles de 2005— y un 40% total para 2030¹². Para hacer frente a estos objetivos, se propuso alcanzar en 2018, 4.22 toneladas de carbono equivalente (GEI) generados por habitante (en comparación a las 5.56 con las que se contaba en 2005) y 0.94 emisiones de GEI por Producto Interno Bruto (PIB) estatal (siendo de 1.13 en 2005). En materia de adaptación, se adoptó la meta de reducir el 17% del porcentaje de las pérdidas económicas estatales asociadas a los impactos del cambio climático para 2018, y el 30% para 2030 (Gobierno del Estado de Yucatán, 2014). Por otra parte, el recién adoptado Plan de Desarrollo Estatal de 2018–2024, el cual incorpora el enfoque de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), estableció un conjunto de metas en materia de sustentabilidad a seis años, entre las cuales destacan: ubicarse en la posición nacional 29 del Subíndice de Manejo

⁸ *Ibidem*, capítulo I, artículo 1, fracción I.

⁹ *Ibidem*, capítulo I, artículo 1, fracción III.

¹⁰ *Op. Cit.*

¹¹ *Ibidem*, título I, capítulo I, artículo 3, fracción I.

¹² Específicamente, esto se refiere a una reducción del 20% y 40% del ratio de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) por Producto Interno Bruto (PIB). Esto se refiere a la cantidad de GEI generados y emitidos en la atmósfera por cada unidad de producción del PIB. En este caso, la unidad de medida son toneladas de CO₂ equivalente emitidas por cada millón de pesos de PIB.

Sustentable del Medio Ambiente contenido en el Índice de Competitividad Estatal (al haber estado en el lugar 31 con un puntaje de 34.8 en 2018); aumentar a 67% su porcentaje de Áreas Naturales Protegidas de competencia estatal que cuentan con un Programa de Manejo (33% en 2018); y aumentar su generación de energía limpia a 19.45 GWh (15.6 en 2018) (Gobierno del Estado de Yucatán, 2019a).

En 2010, con la creación de la Comisión Intersecretarial de Cambio Climático de Yucatán (CICLIMA) se sentaron las bases institucionales para definir e implementar la política oficial del Estado en materia climática, y se designó a este órgano como el coordinador de las acciones en materia de mitigación y adaptación de cambio climático de todas las dependencias y entidades públicas del Estado (Gobierno del Estado de Yucatán, 2014). Es la CICLIMA quien conduce estratégicamente el PEACC con el apoyo técnico de la Secretaría de Desarrollo Sustentable (SDS, antes Secretaría de Desarrollo Humano y Medio Ambiente, SEDUMA), órgano encargado de la coordinación de acciones para la implementación, el seguimiento y la evaluación del Programa. Asimismo, en el marco del PEACC se le otorgó a la CICLIMA la labor de promover la instalación de un Sistema de Políticas Públicas ante el Cambio Climático (Gobierno del Estado de Yucatán, 2014).

Adicionalmente, el 4 de noviembre de 2021 se decretó la Ley de Cambio Climático del Estado de Yucatán en el Diario Oficial del Gobierno del Estado de Yucatán (Gobierno del Estado de Yucatán, 2021a), la cual entra en vigor el 4 de diciembre de 2021 y refuerza el marco legal dentro del cual se desarrolla la acción climática del estado.

En materia regional, en 2010 se firmaron el Acuerdo General de Coordinación entre los Estados de la Península de Yucatán y la Declaratoria para la Acción Conjunta ante el Cambio Climático en la Península de Yucatán con Campeche y Quintana Roo, estableciendo un marco de cooperación institucional mediante la rectoría de la Comisión Regional de Cambio Climático, la cual a su vez está vinculada con las Comisiones Intersecretariales de Cambio Climático de cada Estado miembro. A través de este Acuerdo se estableció la creación de tres proyectos en la Península: una Estrategia Regional de Adaptación al Cambio Climático de la Península; un Programa de Reducción de Emisiones por Deforestación y Degradación Forestal (REDD+); y un Fondo para la Acción Climática de la Península de Yucatán (CCPY, 2020). Con esto se busca ayudar a cumplir con las metas del Programa Especial de Cambio Climático nacional para reducir las emisiones a la mitad para el año 2050 respecto a su valor existente en el 2000 (SDS Yucatán, 2018a).

En 2019, el Estado se unió a la Alianza de Gobernadores Mexicanos por el Clima propuesta en la Comisión de Medio Ambiente, Recursos Hídricos y Cambio Climático

de la Conferencia Nacional de Gobernadores (Conago). Ésta plantea 10 estrategias, entre las cuales sobresale el impulso de la transición energética a energías limpias y la adopción de Programas de Adaptación ante el Cambio Climático, y cuatro compromisos principales: la conformación de rutas especiales para la descarbonización con el fin de limitar el aumento en la temperatura promedio global a 1.5°C; el desarrollo e implementación de presupuestos de carbono a nivel estatal; la creación de alianzas con organismos internacionales y el sector privado; y el fortalecimiento de las capacidades de los municipios y las ciudades. Esta Alianza fue firmada por las 32 entidades federativas del país, y se alinea a los esfuerzos globales de alcanzar las metas del Acuerdo de París y los ODS (CONAGO, 2020; WRI México, 2019).

En cuanto a compromisos internacionales, en 2015 se unió al Acuerdo de Colaboración de Coalición *Under2 MOU* —lo cual automáticamente lo adhirió a la Coalición *Under2*, cuyas metas son menos ambiciosas— comprometiéndose a reducir las emisiones entre un 80-95% en comparación a los niveles de 1990, o a lograr que las emisiones anuales per cápita sean de menos de dos toneladas métricas para 2050 (en línea con el Acuerdo de París). La meta establecida en el Acuerdo fue la misma del PEACC (The Climate Group, 2021). Forma parte de la Alianza de Gobernadores por el Clima y Bosques (*GCF Task Force* por sus siglas en inglés) promovida por el Gobierno de California (SDS Yucatán, 2020a); y participó en las Conferencias de las Partes sobre el Cambio Climático del 2018 y 2019 (COP24 y COP25) (SDS Yucatán, 2020a). En el marco de la COP24, el gobernador en mandato de Yucatán, Mauricio Vila Dosal, anunció el interés de la administración por lanzar la Ley para la Acción ante el Cambio Climático del Estado de Yucatán, con el fin de establecer las bases para la creación de políticas públicas estatales y municipales específicas en materia climática, en el ámbito de prevención, adaptación y mitigación, y alineadas a los ODS (Redacción Novedades Yucatán, 2018).

II.1. Situación del Estado

El estado de Yucatán se encuentra conformado por 106 municipios (ver Figura 4) agrupados en 7 regiones (poniente, noroeste, centro, litoral centro, noreste, oriente y sur), en una superficie de 39,540.5 km² y 2,320,898 habitantes. La población se distribuye en 84% población urbana y 16% población rural. Asimismo, 10,135 localidades corresponden a localidades urbanas y se encuentran extendidas en el estado presentando características propias dependiendo de la zona, región o localidad en la cual se encuentre emplazada (Gobierno Estatal 2018–2024, 2018; INEGI, 2021a). En la Tabla 2 se presentan las localidades más pobladas.

Figura 4: Municipios del Estado de Yucatán.



Fuente: Gobierno del Estado de Yucatán (2021b).

Tabla 2: Localidades más pobladas.	
Localidad	Habitantes
Mérida	995,129
Kanasín	141,939
Valladolid	85,460
Tizimín	80,672
Umán	69,147
Progreso	66,008
Tekax de Álvaro Obregón	45,062
Ticul	40,495
Chemax	38,934
Motul de Carrillo Puerto	37,804

Fuente: INEGI (2021a).

El estado de Yucatán presenta la forma de un triángulo irregular, cuyos vértices corresponden a la boca del estero de Celestún, a las Bocas de Conil y el tercero al discutido punto Put que se encuentra en la intersección de los límites con Campeche y Quintana Roo. Las costas de Yucatán pertenecen al Golfo de México. El litoral que separa al territorio estatal comienza desde el municipio de Celestún y culmina en los límites orientales de Río Lagartos y Tizimín; con una longitud aproximada de 378 km (Gobierno del Estado de Yucatán, 2021b)

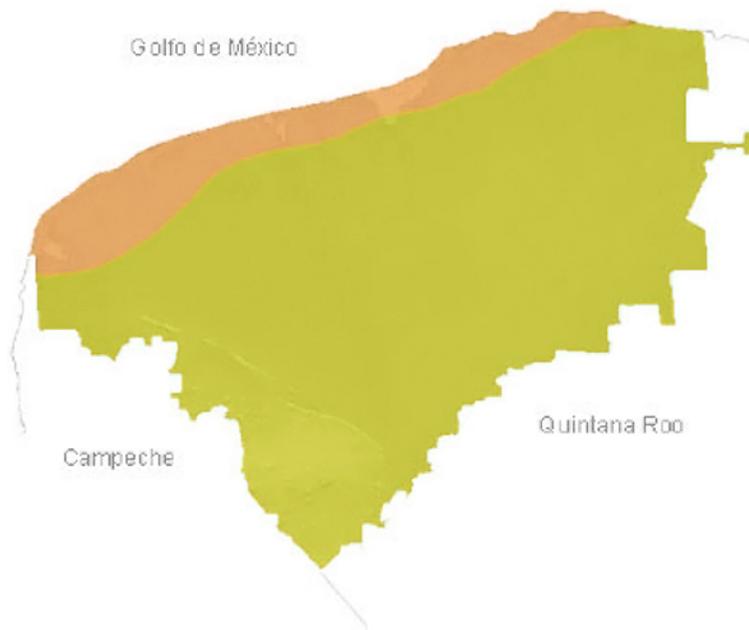
En Yucatán no existen cuerpos acuíferos superficiales como ríos, arroyos o lagos. Sin embargo, debido a las características del subsuelo, existe una red de corrientes subterráneas que se manifiestan a lo largo y ancho de la geografía estatal en forma de grutas y aguadas llamadas cenotes que son acuíferos subterráneos expuestos, formados por el hundimiento total o parcial de la bóveda calcárea (Gobierno del Estado de Yucatán, 2021b).

En cuanto al clima, el Estado de Yucatán presenta dos variantes: cálido semiseco a lo largo del litoral y cálido

subhúmedo (ver Figura 5), con lluvias en verano en el resto del estado. Tiene una temperatura media entre 25°C

y 35°C. El clima suele ser un poco más fresco en invierno (Gobierno del Estado de Yucatán, 2021b).

Figura 5: Clima del Estado de Yucatán.



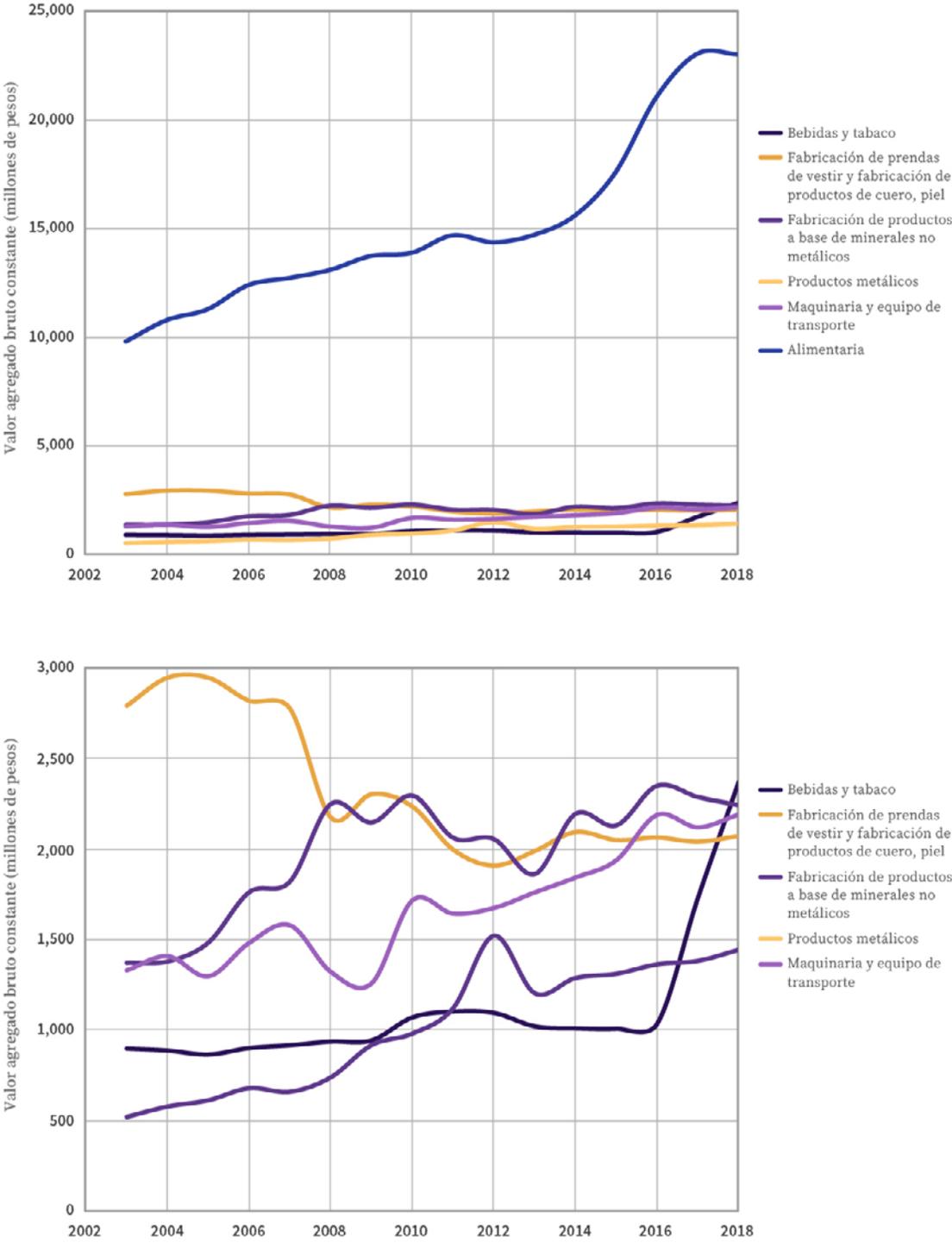
Fuente: Gobierno del Estado de Yucatán (2021b).

II.1.1. Economía del Estado

En 2019, el producto interno bruto (PIB) estatal de Yucatán fue de 264,441 millones de pesos lo que correspondió al 1.43% del PIB nacional. Las actividades económicas en el estado se concentran en actividades terciarias (69.6% del PIB estatal), actividades secundarias (26.6% del PIB estatal) y primarias (3.8% del PIB estatal). La actividad de la industria alimentaria correspondió al 66.7% del PIB estatal manufacturero, siendo de 24,718 millones de Pesos. Es importante resaltar que existe una gran diferencia entre la industria alimentaria y las demás indus-

trias que aportan entre 275 millones y 2.4 mil millones de pesos. Destacan en segundo lugar (después de la alimentaria), la industria de bebidas y tabaco (2.4 mil millones de pesos) que como se observa en la Figura 6, tuvo un gran crecimiento del 2016 al 2018, y en tercer lugar la fabricación de maquinaria y equipo, la fabricación de equipo de computación, comunicación, medición y de otros equipos, componentes y accesorios electrónicos; la fabricación de accesorios, aparatos eléctricos y equipo de generación de energía eléctrica; y la fabricación de equipo de transporte (INEGI, 2020b).

Figura 6: Evolución del PIB por sectores de actividad en Yucatán, 2010–2019.



Fuente: Elaboración propia con información de INEGI (2020b).

Tabla 3: Indicadores Sector 11. Agricultura, ganadería y pesca

Agricultura		
Volumen de la producción forestal maderable	Metros cúbicos rollo	6,460
	Miles de pesos	3,612
Ganadería		
Población apícola (colmenas)	Colmenas	250,073
Pesca y acuicultura		
Unidades económicas. Sector 11. Pesca y acuicultura (2018)	Unidades económicas	1,264
	Millones de pesos	492.728
	Producción bruta (Millones de pesos)	1,984.414
Volumen de la producción de pesca en peso desembarcado de especies pesqueras para consumo humano directo.	Miles de pesos	1,366,431
	Toneladas	43,935

Fuente: INEGI (2019a).

El estado de Yucatán tiene 375 establecimientos de diversas categorías para hospedaje con 10,540 habitaciones. Cuenta con 12,379.6 km de carretera y 609 kilómetros de vías férreas. Yucatán tiene un total de 3 aeropuertos; dos internacionales y uno nacional. Así mismo, existen 12 puertos marítimos destinados para actividades específicas como zonas turísticas, comerciales y pesqueras, distribuidos en los 378 kilómetros de extensión litoral con la que cuenta el Estado de Yucatán (Gobierno del Estado de Yucatán, 2021b); INEGI, 201.

II.1.2. Generación y consumo de energía

En el Estado de Yucatán, la capacidad instalada total de generación eléctrica, es de 1,532 MW, la Tabla 4 presenta las plantas de generación térmica existentes en el Estado. Como se observa la generación existente es fósil. De la capacidad instalada total, el 69% corresponde a productores privados, mientras que el resto a la CFE. Asimismo, en 2017, la generación total fue de 4,514 GWh (SENER, 2018a; SEFOET, 2021).

Tabla 4: Capacidad instalada de generación eléctrica fósil.

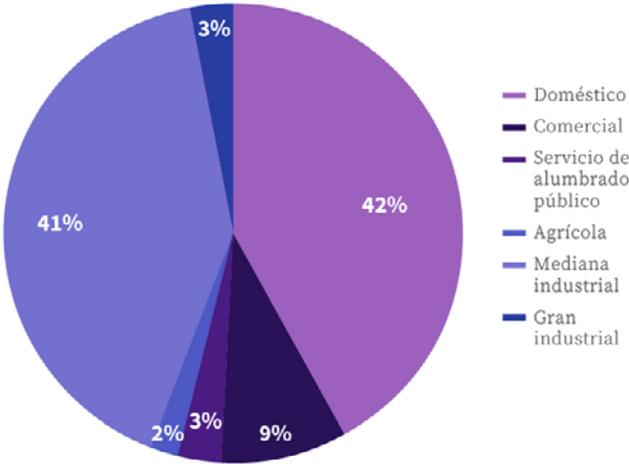
Nombre	Fuente de generación	Capacidad instalada (MW)	Localización	Año de establecimiento
Nachi-Cocom	<ul style="list-style-type: none"> • Termoeléctrica • Turbogas 	<ul style="list-style-type: none"> • 49 • 30 	<ul style="list-style-type: none"> • Mérida 	<ul style="list-style-type: none"> • 1962 • 1987
Mérida II	<ul style="list-style-type: none"> • Termoeléctrica • Turbogas 	<ul style="list-style-type: none"> • 168 • 30 	<ul style="list-style-type: none"> • Mérida 	<ul style="list-style-type: none"> • 1981 • 1981
Mérida III	<ul style="list-style-type: none"> • Ciclo combinado 	<ul style="list-style-type: none"> • 484 	<ul style="list-style-type: none"> • Mérida 	<ul style="list-style-type: none"> • 2000
Felipe Carrillo Puerto	<ul style="list-style-type: none"> • Termoeléctrica • Ciclo combinado 	<ul style="list-style-type: none"> • 75 • 220 	<ul style="list-style-type: none"> • Valladolid 	<ul style="list-style-type: none"> • 1992 • 1994
Valladolid III	<ul style="list-style-type: none"> • Ciclo combinado 	<ul style="list-style-type: none"> • 525 	<ul style="list-style-type: none"> • Valladolid 	<ul style="list-style-type: none"> • 2006

Fuente: (SEFOET, 2021).

La generación eléctrica basada en energías renovables se conforma por parques solares y eólicos. En 2018, la Secretaría de Energía autorizó 9 proyectos con una capacidad total de 1,344 MW para abastecer a la CFE (Gobierno del Estado de Yucatán 2012–2018, 2018). La administración 2018–2024 cuenta con una cartera de 24 proyectos de energía renovable, con un estimado total de 3,400 MW de capacidad instalada al final del período. Hasta 2020, el Gobierno del Estado inauguró 5 megaproyectos de generación renovable con capacidad total de 300 MW: 3 parques eólicos en Tizmín, Dzilam de Bravo y Progreso; y 2 parques de energía solar fotovoltaica en Peto y Progreso (Gobierno del Estado de Yucatán, 2020).

En 2019, las ventas registradas de energía eléctrica en el Estado de Yucatán ascendieron a 4.1 TWh. La Figura 7 muestra la participación sectorial en el consumo estatal de energía eléctrica durante 2019, **el sector residencial consumió el 42% del total**. Como se observa, el sector de mediana industria es el segundo sector consumidor de energía eléctrica en el Estado.

Figura 7: Participación sectorial en el consumo de energía eléctrica en Yucatán, 2019.

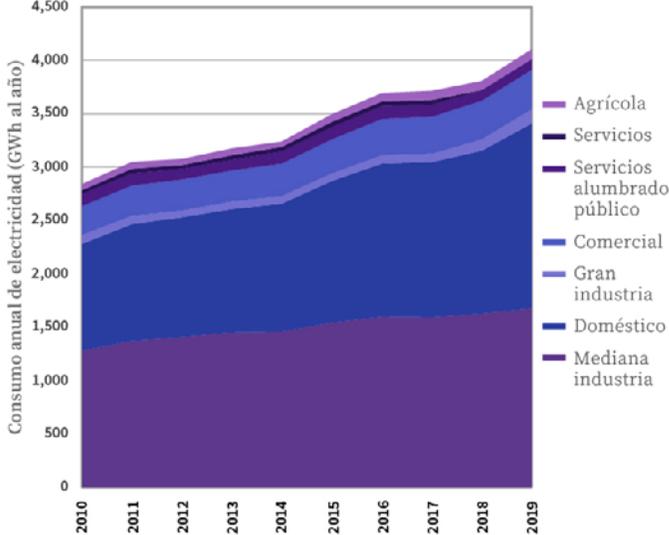


Fuente: Elaboración propia con información de CFE (2021).

Con respecto al periodo 2010–2019, el consumo de energía eléctrica creció a una tasa promedio anual de 4.2%. El sector con el mayor crecimiento correspondió al

sector agrícola con un 5.8% anual seguido por el sector de la industria mediana con una tasa de crecimiento del 3.0% (CFE, 2021). En la Figura 8 se presenta la evolución del consumo de energía eléctrica en el estado de Yucatán durante el periodo de 2010 a 2019 para cada sector.

Figura 8: Evolución del consumo de energía eléctrica por sector en Yucatán, 2010–2019.

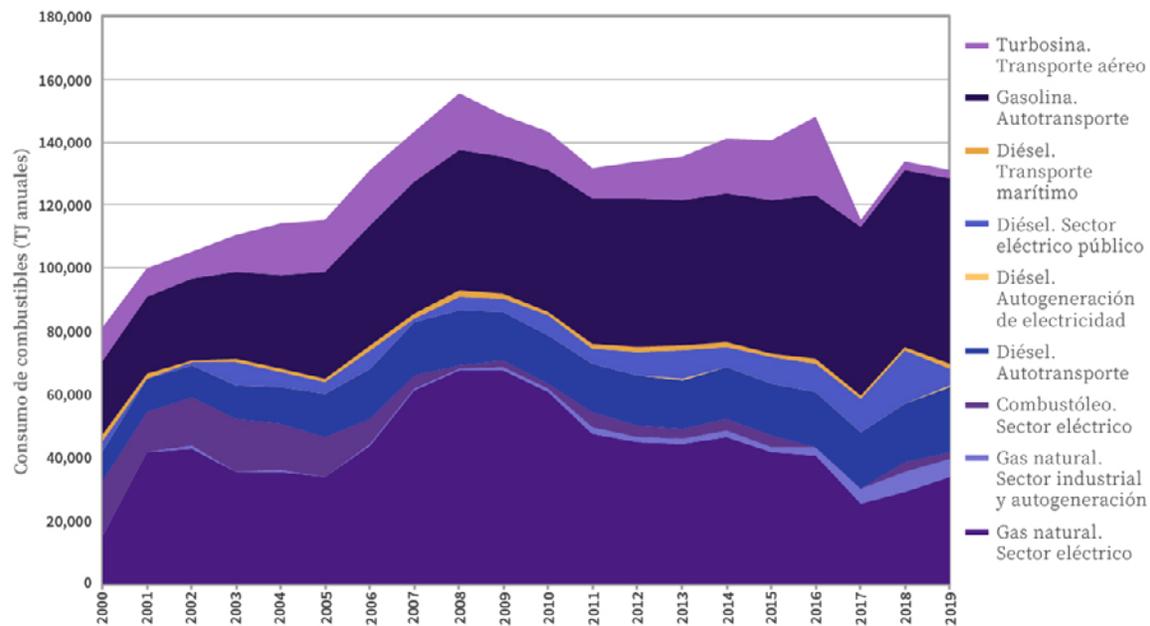


Fuente: Elaboración propia con información de CFE (2021).

Con respecto al consumo de combustibles, las ventas totales de gas LP en 2018 fueron de 92 mil toneladas, equivalentes a 4.3 PJ. El 56.6% de estas ventas fueron para el sector residencial, mientras que el 18.3% para el sector comercial y servicios, el 14.2% para el sector industrial, el 9.9% para el sector autotransporte y el 1% para el sector agrícola (CRE, 2020b). En el caso del consumo de gas natural, en 2019, éste fue de 96 millones de pies cúbicos diarios (equivalente a casi 40 PJ), de los cuales el 15% correspondió al consumo del sector industrial y de autogeneración de energía eléctrica; mientras que el resto correspondió al sector de generación eléctrica. En el caso de las gasolinas, se consumieron 59 PJ, mientras que para diésel el consumo fue de 33 PJ. Finalmente, para el caso de la turbosina, se consumieron 2 PJ. La Figura 9 presenta la evolución en el consumo de combustibles en el periodo 2000 a 2019¹³ (SENER, 2021).

¹³ En el caso de gas LP, el valor para 2019 se consideró igual al de 2018, debido a la falta de información disponible. Asimismo, únicamente se disponía con información desde 2006.

Figura 9: Evolución histórica del consumo de combustibles.



Fuente: (SENER, 2021; CRE, 2020b).

II.2. Análisis del inventario de emisiones

El Inventario de Gases de Efecto Invernadero del Estado de Yucatán 2013, el inventario más reciente, se tomó como base para el análisis. Sin embargo, actualmente el Estado se encuentra en proceso de actualización del inventario, a cargo de la SDS, con fecha de publicación en diciembre de 2021. Esta actualización es de gran importancia dado que permitirá no solo conocer el estado de las emisiones sino también poner al día el presupuesto de carbono.

Las emisiones reportadas en el Inventario de Gases de Efecto Invernadero del Estado de Yucatán 2013 están clasificadas de acuerdo con su fuente de origen en las categorías propuestas por el Panel Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (IPCC): energía (Sector 1), procesos industriales (Sector 2), agricultura (Sector 4), uso del suelo, cambio del uso de suelo y silvicultura (USCUSS, Sector 5), y desechos (Sector 6). Como año base se tomó el 2005, a excepción de la subcategoría procesos industriales, en la que las emisiones corresponden al año 2004 (SEDUMA, 2013). Las emisiones incluyen los seis principales gases de efecto invernadero contemplados en el Protocolo de Kioto, bióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorocarbonos (HFC's), perfluorocarbonos (PFC's) y hexafluoruro de azufre (SF₆) y otros gases indirectos de

efecto invernadero no poseen equivalencia en términos de CO₂. La Tabla 5 muestra el resumen de emisiones por sector o categoría (SEDUMA, 2013).

Tabla 5: Emisiones totales de gases de efecto invernadero del Estado de Yucatán para el año 2005 por sectores.

Sector o categoría	Emisiones (Gg)			
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂ equivalente***
1. Energía	5,976.54	0.65	0.05	6,006.28
2. Procesos	427.60	--	--	588.73**
3. Agricultura	--	41.86	3.12	1,844.80
4. USCUSS	1,334.30	1.08	0.01	1,360.08
5. Desechos	0.22	14.24	0.10	330.30
Total	7,738.66	57.83	3.28	10,130.19

*Las emisiones de la categoría procesos Industriales corresponde al año 2004.

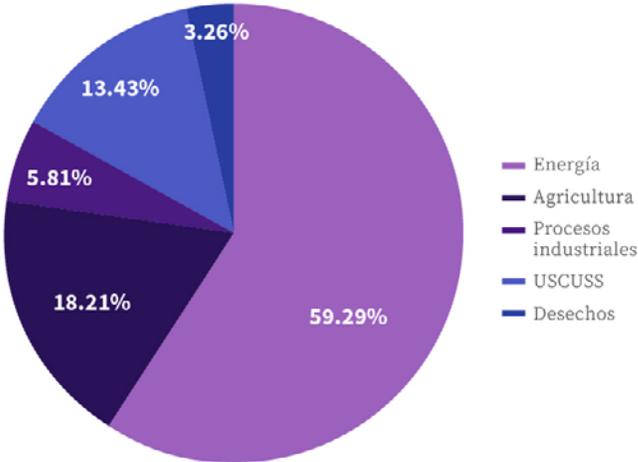
**Incluidos los Halocarburos, detalles en capítulo 3.

***El valor del Potencial de Calentamiento Global para CH₄ y N₂O es de 21 y 310 respectivamente (IPCC, 1996).

Fuente: SEDUMA (2013).

Las emisiones totales de bióxido de carbono (CO₂) en el Estado, estimadas para las cinco categorías, fueron de 7,739 Gg; mientras que las emisiones de gas metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O), fueron de 58 Gg y 3 Gg respectivamente, sumando un total del 10,130 Gg de CO₂e. En el inventario se incluyeron emisiones de gases contaminantes y se estimaron 183 Gg de monóxido de carbono (CO), 53 Gg de compuestos orgánicos volátiles diferentes del metano (COVDM), 34 Gg de óxidos de nitrógeno (NO_x) y 11 Gg de óxido de azufre (SO₂). Las emisiones de halocarburos como el HFC-134a y HCFC-22 fueron contabilizadas dentro del sector Procesos Industriales, arrojando los siguientes valores: 0.1 Gg de HFC-134a (106 Gg de CO₂e) y 0.04 Gg de HCFC-22 (55 Gg de CO₂e). Las emisiones del Estado de Yucatán correspondieron a 5.6 tCO₂e/habitante, valor que se encontraba por debajo de la media del país (6.4 tCO₂e/habitante). El sector con mayores emisiones de CO₂e para el Estado, en 2005, fue el sector Energía con un porcentaje de 59%, seguido por agricultura, USCUS, procesos industriales, y desechos contribuyendo con el 18%, 13%, 6% y 3% respectivamente (Figura 10) (SEDUMA, 2013).

Figura 10: Porcentaje de contribución en las emisiones de CO₂ equivalente en el año 2005 para el Estado de Yucatán.



Fuente: SEDUMA (2013).

II.2.1. Energía

Las emisiones de este sector provienen, en su mayoría, de la quema de combustibles fósiles en fuentes fijas de com-

bucción y fuentes móviles de combustión. La siguiente tabla presenta las emisiones para cada una de las subcategorías de este sector (SEDUMA, 2013).

Tabla 6: Emisiones totales del sector Energía en el año 2005 para el estado de Yucatán.

Subcategorías del sector energía	Emisiones de GEI (Gg)				Emisiones de GEI indirectos (Gg)			
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Total CO ₂ equivalente	NO _x	CO	COVDM	SO ₂
Industrias de la Energía	3,445.71	1.58E-01	2.87E-02	3457.93	12.91	1.22	0.36	9.57
Industrias Manufactureras	387.29	1.17E-02	2.4E-03	388.29	8.99E-01	6.21E-02	0.02	0.53
Transporte	2,139.66	4.71E-01	0.02	2,155.97	20.18	172.21	32.45	0.83
Servicios	3.89	5.33E-03	0.00	4.09	0.01	1.08E-03	0.00	0.01
Total	5,976.55	0.65	0.05	6,006.28	33.99	173.49	32.83	10.94

*El valor del Potencial de Calentamiento Global para CH₄ y N₂O es de 21 y 310 respectivamente (IPCC, 1996).

Fuente: SEDUMA (2013).

La subcategoría de industrias de la energía es la que más contribuyó a las emisiones de gases de efecto invernadero, generando el 58% del total, seguida del transporte con el 36% y la industria manufacturera con el 7%. La contribución de la subcategoría de servicios fue casi nula con un 0.1% (SEDUMA, 2013).

II.2.2. Procesos industriales

En el sector de procesos industriales se emitieron 589 Gg de CO₂e (Tabla 7), de los cuales el 18% fue debido al consumo de HFC-134a y el 9% a HCFC-22. Las emisiones provenientes del sector de procesos industriales representaron casi el 6% con respecto a los otros sectores del

inventario estatal. La producción del cemento generó 337 Gg de CO₂e, la industria de los alimentos y bebidas 1 Gg de CO₂e y la pavimentación con asfalto 19Gg de CO₂e. A pesar de que los CO₂e no figura dentro de

los gases con potencial de calentamiento global, es considerado como gas de efecto invernadero indirecto por ser precursor del ozono troposférico (SEDUMA, 2013).

Tabla 7: Emisiones totales del sector Procesos Industriales en el año 2005 para el estado de Yucatán.

Subcategorías del sector Procesos Industriales	Emisiones de GEI (Gg)				Emisiones de GEI indirectos (Gg)			
	CO ₂	HFC	HCFC	CO ₂ equivalente	NO _x	CO	CO ₂ e	SO ₂
Productos Minerales No Metálicos	427.54	--	--	427.54	--	--	18.50	2.09E-01
Industria Química	--	--	--	--	--	--	0.89	--
Industria de los Metales	0.07	--	--	0.07	5.44E-04	1.36E-05	4.08E-04	1.00E-03
Alimentos y Bebidas	--	--	--	--	--	--	0.99	--
Consumo de Halocarburos y SF ₆	--	8.2E-02	0.037	161.13*	--	--	--	--
Total	427.61	8.2E-02	0.037		5.44E-04	1.36E-05	20.38	2.09E-01

*El valor del Potencial de Calentamiento Global para HFC y el HCFC es de 1300 y 1500 respectivamente (IPCC, 1996).

Fuente: SEDUMA (2013).

II.2.3. Agricultura

Dos actividades fueron identificadas como fuentes importantes de emisiones de gases de efecto invernadero: la explotación del ganado doméstico (bovino, porcino, caprino, ovino y ave de corral) y los suelos agrícolas (uso de fertilizante y producción de cultivos fijadores y no fijadores de nitrógeno). Se consideró que estas dos fuentes reportadas emiten principalmente CH₄, producto de la fermentación entérica, y también N₂O, resultado del manejo del estiércol y labores agrícolas.

Se estimó que el Estado de Yucatán emitió en promedio un total de 1774 Gg de CO₂e por año dentro de un periodo evaluado de diez años (2001-2010), para las dos actividades del sector agricultura identificadas. En el año 2005, específicamente, el total de gases de efecto invernadero emitido fue de 1,844.8 Gg de CO₂e (Tabla 8), de los cuales 48% fue CH₄ y el 52% fue N₂O. De este último, el 81% de las emisiones fueron atribuidas a las actividades agrícolas y el resto al manejo del estiércol de la actividad pecuaria. Con respecto al total de CH₄ emitido, únicamente fue responsable la fermentación entérica, principalmente del ganado bovino (carne y leche) el cual aportó el 78% de la emisión total de CH₄. De las emisiones totales estimadas en el Estado, la categoría agricultura aportó el 18% (SEDUMA, 2013).

Tabla 8: Emisiones totales del sector Agricultura en el año 2005 para el estado de Yucatán.

Subcategorías del sector Procesos Industriales	Emisiones de GEI (Gg)			
	CO ₂	HFC	HCFC	CO ₂ equivalente
Fermentación Entérica	--	41.86	--	879.06
Manejo de Estiércol	--	--	0.61	187.64
Suelos Agrícolas	--	--	2.51	778.10
Total	--	41.86	3.12	1,844.80

Fuente: SEDUMA (2013).

II.2.4. Uso del Suelo, Cambio del Uso de Suelo y Silvicultura (USCUISS)

En las últimas décadas las comunidades de selvas nativas se vieron fragmentadas por pastizales inducidos

en la zona ganadera y por terrenos para agricultura de temporal en la zona milpera. Estos cambios debidos a las actividades humanas contribuyen a la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera (especialmente de CO₂) (SEDUMA, 2013).

En la Tabla 9 se observa que esta categoría aportó un total de emisiones de 1,360 Gg CO₂e, siendo 1,334 Gg proveni-

entes del CO₂ y 26 Gg derivados de gases traza (1 Gg de CH₄ y 0.01 Gg N₂O). Estas emisiones se generaron debido a la conversión de los diferentes tipos de vegetación y a la combustión in situ de la biomasa forestal. Por otra parte, los resultados también mostraron que el Estado es una región que absorbe 1,834 Gg de CO₂e debido al incremento de biomasa en tierras abandonadas que fueron utilizadas para la agricultura o ganadería (SEDUMA, 2013).

Tabla 9: Emisiones totales del sector USCUS en el año 2005 para el Estado de Yucatán.

Subcategorías del sector USCUS	Emisiones de GEI (Gg)					
	CO ₂	CO	CH ₄	N ₂ O	NO _x	CO ₂ equivalente
Cambios en bosques y otras reservas de biomasa leñosa	805.99	--				805.99
Bióxido de carbono procedente de la conversión de bosques y praderas	528.31	--				528.31
Emisiones de gases traza distintos al CO ₂ derivados de la combustión <i>in situ</i> de la biomasa forestal	--	9.45	1.08	0.01	0.27	25.78
Total	1,334.30	9.45	1.08	0.01	0.27	1,360.08
Remociones de GEI (Gg)						
Abandono de las tierras cultivadas	1,833.99	--	--	--	--	1,833.99
Total	1,833.99	--	--	--	--	1,833.99

Fuente: SEDUMA (2013).

II.2.5. Desechos

En el 2005, el Estado de Yucatán contaba con 1,818,948 habitantes que generaron 504,029 toneladas de residuos sólidos, de los cuales el 60% fueron depositados en sitios de disposición final. De las aguas residuales generadas por la población, el 1.3% fue tratada en tanques sépticos municipales y la mayoría fue tratada in situ en sumideros (pozos someros de aproximadamente 6 m de profundidad) diseñados en algunos hogares. Este tipo de confinamiento de aguas residuales es diferente a las letrinas. La descomposición biológica y el tratamiento

por incineración de los residuos generados en el Estado de Yucatán representaron fuentes de emisiones y por ello fueron evaluados los sitios de disposición final de residuos sólidos, las plantas de tratamiento de aguas residuales y los gases generados por la incineración de residuos (SEDUMA, 2013). Los resultados en la Tabla 10 muestran que se emitieron un total de 330 Gg de CO₂e de los cuales el 90% fueron generados de la disposición final de residuos sólidos, seguido por las emisiones generadas por excretas humanas (9%), el tratamiento de aguas residuales (1%) y por la incineración de residuos peligrosos biológico infecciosos (0.1%) (SEDUMA, 2013).

Tabla 10: Emisiones totales del sector Desechos en el año 2005 para el Estado de Yucatán.

Subcategorías del sector desechos	Emisiones de GEI (Gg)			
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂ equivalente
Residuos Sólidos Municipales	--	14.08	--	295.68
Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales	--	0.16	--	3.36
Excrementos Humanos	--	--	0.10	31.04
Incineración de Residuos Peligrosos Biológico infecciosos	0.22	--	--	0.22
Total	0.22	14.24	0.10	330.30

Fuente: SEDUMA (2013).

II.3. Programa Especial de Acción ante el Cambio Climático

II.3.1. Proyección de emisiones de gases de efecto invernadero

En el Programa Especial de Acción ante el Cambio Climático (PEACC) del Estado de Yucatán publicado en

2014 se proyectan las emisiones y remociones de gases de efecto invernadero del Estado de Yucatán para cuatro escenarios diferentes, en función de distintos crecimientos económicos esperados, así como del efecto de las medidas de reducción de emisiones (Gobierno del Estado de Yucatán, 2014). Se tomó como base el PEACC 2014, no obstante, al igual que el inventario de emisiones, el PEACC se encuentra en proceso de actualización, con fecha de publicación en febrero de 2022, cuando se darán a conocer las metas alineadas al inventario y presupuesto de carbono. La Tabla 11 muestra los diferentes escenarios bajo los cuales se calcularon las emisiones y la Tabla 12 muestra las emisiones ligadas a dichos escenarios.

Tabla 11: Hipótesis de diseño de los escenarios de emisiones.

Escenario	Principales hipótesis
Conservador-tendencial	Crecimiento económico según ENE 2012–2026. No se aplican medidas de mitigación de emisiones de GEI.
Optimista-tendencial	Crecimiento económico según previsiones del Banco Mundial para Latinoamérica. No se aplican medidas de mitigación de emisiones de GEI.
Conservador-medidas	Crecimiento económico según ENE 2012–2026. Se aplican medidas de mitigación de emisiones de GEI por sector, aplicándose un factor para corregir el grado de aplicación en base a la diferencia de crecimiento económico entre el escenario conservador y el optimista.
Optimista-medidas	Crecimiento económico según previsiones del Banco Mundial para Latinoamérica. Se aplican medidas de mitigación de emisiones de GEI por sector sin aplicar factor de corrección.

Fuente: Gobierno del Estado de Yucatán (2014).

Tabla 12: Emisiones ligadas a escenarios futuros.

Escenario	Conservador		Optimista		Unidad
	2020	2030	2020	2030	
Tendencial	29%	61%	46%	109%	% Δ^{12}
	10,215,868	12,685,839	11,506,132	16,481,391	t CO ₂ e
Medidas	21%	45%	33%	86%	% Δ
		11,473,893	10,544,586	14,713,104	t CO ₂ e

Fuente: Gobierno del Estado de Yucatán (2014).

II.3.2. Enfoque con Medidas Estructurales

Por otra parte, se consideraron medidas denominadas medidas estructurales en el análisis realizado de proyección de emisiones. Su análisis por separado responde a sus propias características, pues la implementación de estas medidas requiere de consideraciones especiales. Particularmente, se trata de tres opciones de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (Gobierno del Estado de Yucatán, 2014).

- 1) La sustitución del combustóleo por gas natural en el sector de generación de energía eléctrica.
- 2) La sustitución del combustóleo por gas natural en el sector industrial.

- 3) La sustitución de gasóleo y gasolina, en el sector transporte, por combustibles limpios.

La Tabla 13 muestra la trayectoria de emisiones de gases de efecto invernadero considerando las medidas estructurales con respecto a las emisiones de la Tabla 12. En este caso, las emisiones incrementarían un 38% en el escenario conservador con medidas y un 76%, en el optimista con medidas. Lo anterior representa una reducción de emisiones considerando que el aumento de las emisiones en los escenarios sin medidas estructurales sería de 45% y 86%, respectivamente (Tabla 12) (Gobierno del Estado de Yucatán, 2014).

Tabla 13: Evolución de emisiones con medidas estructurales.

Escenario	Conservador		Optimista		Unidad
	2020	2030	2020	2030	
Tendencial	29%	61%	46%	109%	% Δ
	10,215,868	12,685,839	11,506,132	16,481,391	t CO ₂ e
Medidas	17%	38%	29%	76%	% Δ
	9,263,581	10,874,050	10,157,083	13,895,043	t CO ₂ e

Fuente: Gobierno del Estado de Yucatán (2014).

II.3.3. Enfoque con emisiones ligadas a la electricidad exportada/importada.

Otro enfoque que se consideró en el PEACC aborda el consumo eléctrico y sus emisiones de gases de efecto invernadero. En el PEACC se señala que se debe tomar en cuenta si la electricidad es importada o exportada, pues en el caso de ser importador, las emisiones de dicha electricidad pueden contabilizarse también y se puede actuar en su reducción, mientras que si es el estado es exportador, no se contabilizan las emisiones por consumo, pero sí por generación. En el Estado de Yucatán no resulta sencillo identificar el balance neto de importación y exportación de electricidad como lo es en el resto del país debido a la falta de claridad en las redes internacionales de transmisión eléctrica que se encuentran interconectadas en la región peninsular. Para solucionar

este problema, se consideró una simplificación que consiste en asumir que, si se produce más electricidad que la que consume el Estado, éste excedente se exporta y si, por el contrario, se consume más electricidad que la producida, ésta se importa hasta cubrir la demanda. Yucatán produce más electricidad de la que consume, por lo que opera como un estado exportador de electricidad. En Tabla 14 se observa que el principal efecto de la contabilización de las exportaciones es que, en todos los escenarios, se reducirían las emisiones en términos absolutos, así como los incrementos de emisiones. El efecto de este cambio de contabilidad es mayor, en los escenarios conservadores, ya que en ellos la demanda eléctrica crece en menor medida que en los escenarios optimistas (Gobierno del Estado de Yucatán, 2014).

Tabla 14: Evolución de emisiones contabilizando exportaciones de electricidad.

Escenario	Conservador		Optimista		Unidad
	2020	2030	2020	2030	
Tendencial	40%	81%	61%	142%	% Δ
	9,344,530	12,079,370	10,739,242	16,139,537	t CO ₂ e
Medidas	24%	53%	40%	105%	% Δ
	8,260,735	10,201,119	9,332,613	13,659,781	t CO ₂ e

Fuente: Gobierno del Estado de Yucatán (2014).

II.3.4. Sector uso del suelo, cambio del uso de suelo y silvicultura

El análisis de los resultados de las proyecciones para el sector de uso de suelo, cambio del uso de suelo y silvicultura (USCUSS) se realiza por separado, debido a sus diferentes características respecto al resto de sectores del inventario de emisiones de gases de efecto invernadero del Estado de Yucatán. Tal y como puede observarse en la Tabla 15, únicamente en los escenarios de medidas se logra mantener la tendencia observada en 2005, es decir, que se produzcan remociones de gases de efecto invernadero en lugar de emisiones (Gobierno del Estado de Yucatán, 2014).

Tabla 15: Resultados por escenario del sector USCUSS.

Emisiones (-) y remociones (+) (tCO ₂ e)	2005	2030
Conservador tendencial	471,165	-1,748,287
Optimista tendencial	471,165	-988,531
Conservador de medidas	471,165	517,886
Optimista de medidas	471,165	696,378

Fuente: Gobierno del Estado de Yucatán (2014).

A diferencia de los resultados observados en el resto de los sectores, en el sector de USCUS, las emisiones del escenario conservador superan a las del escenario optimista, en el enfoque tendencial. La causa de lo anterior se explica por las hipótesis ligadas a las tierras abandonadas, que dan lugar a remociones, y a la deforestación, que genera emisiones. Las absorciones asociadas a las tierras abandonadas son superiores a las emisiones relativas a la deforestación. En los escenarios con medidas, a diferencia de los escenarios tendenciales, se observa que existen más remociones que emisiones al 2030 (Gobierno del Estado de Yucatán, 2014).

II.3.5. Priorización de aspectos de mitigación del cambio climático

En el PEACC se definieron ocho sectores que englobaban diferentes aspectos relacionados con el cambio climático o sus afecciones. En la Tabla 16 se presentan estos sectores. En las siguientes secciones, solo se mencionan aquellos que tienen un impacto directo en la emisión de gases de efecto invernadero y sobre los cuales se puede trabajar para reducir las emisiones (industria, comercio y turismo, y agropecuario y forestal) (Gobierno del Estado de Yucatán, 2014).

Tabla 16: Sectores productivos, sociales y ambientales del Estado de Yucatán.		
Productivos	Sociales	Ambientales
Industria, comercio y turismo	Asentamientos humanos	Agua
Agropecuario y forestal	Salud	Biodiversidad
Pesca		Zonas costeras

Fuente: Gobierno del Estado de Yucatán (2014).

De acuerdo con el inventario de gases de efecto invernadero del Estado de Yucatán para el año 2005, los sectores que se consideran prioritarios en materia de mitigación fueron los siguientes (Gobierno del Estado de Yucatán, 2014).

- 1) La industria, en la que se incluye la generación de energía eléctrica, el comercio y el turismo (41% de las emisiones de gases de efecto invernadero).
- 2) El sector agropecuario y forestal (36% de las emisiones de gases de efecto invernadero).

La selección anterior se basó en la importancia que tienen como los principales emisores de gases de efecto invernadero en el Estado, así como al potencial existente para su reducción. Se debe tener presente que, como se ha comentado, dentro de la industria se incluye el sector de la generación eléctrica. Por otra parte, el sector agropecuario y forestal, además de ser un importante emisor de gases de efecto invernadero, también contribuye a potenciar el efecto sumidero de carbono del Estado (Tabla 17) (Gobierno del Estado de Yucatán, 2014).

Tabla 17: Características del sector agropecuario y forestal.

Tipo de sector:	Productivo
Subsectores:	Agricultura, ganadería y actividades forestales
%PIB (2005):	4%
Emisiones GEI (2005):	3,941,627 t CO ₂ e (36% respecto al total)
Remociones GEI (2005)	1,833,990 t CO ₂
Vulnerabilidad al cambio climático:	Principalmente a eventos climáticos extremos y variaciones en la precipitación

Fuente: Gobierno del Estado de Yucatán (2014).

II.3.5.1. Sector agropecuario y forestal

En el inventario de gases de efecto invernadero del Estado de Yucatán, este sector se dividió en el sector agropecuario y USCUS. El agregado de las emisiones de ambos sectores supera el 30% del total de las emisiones de gases de efecto invernadero contabilizada en el inventario del Estado. No obstante, no es equivalente la contribución de ambos subsectores, ya que las emisiones relativas al subsector agropecuario corresponden al 23% del total, frente a la cifra USCUS, que aporta cerca del 13% del total de las emisiones en la entidad (Gobierno del Estado de Yucatán, 2014).

Dentro del subsector agropecuario se diferenciaron entre las emisiones causadas por la ganadería y las derivadas por la agricultura. Las emisiones por la ganadería se deben al gas metano, que se produce en las actividades del manejo del estiércol del ganado estabulado y en la fermentación entérica de los animales rumiantes. En el Estado de Yucatán el ganado porcino es el mayor contribuidor a las emisiones del manejo del estiércol,

mientras que el ganado bovino es el que más aporta a las emisiones por fermentación entérica. Su contribución al total del sector es de casi el 42% (Gobierno del Estado de Yucatán, 2014).

Por otro lado, las aportaciones de emisiones derivadas de las actividades agrícolas suponen alrededor del 60% del total de las emisiones del sector agropecuario. Debido a que la reducción de emisiones ligada a la fermentación entérica es difícilmente abordable, puesto que se debe gestionar la dieta del animal y ello no es una práctica muy extendida a nivel internacional, los principales esfuerzos fueron dirigidos a disminuir las emisiones asociadas al manejo del estiércol (Gobierno del Estado de Yucatán, 2014).

En el caso de la agricultura, las estrategias para la reducción de las emisiones se asociaron con un menor uso de fertilizantes inorgánicos y una mayor apuesta por la agricultura de conservación. Asimismo, se sugirió analizar opciones que mejoraran la calidad de los suelos y que pudieran compaginarse con los usos ganaderos. En este sentido, por ejemplo, se recomendó mejorar la cobertura vegetal de los pastos y fomentar los sistemas agroforestales (Gobierno del Estado de Yucatán, 2014).

En cuanto al sector USCUS, las emisiones de gases de efecto invernadero son generadas en su mayoría por los cambios en los bosques y otros reservorios de biomasa. Así, el porcentaje de esta fuente de emisiones respecto al total de las emisiones de USCUS fue del 59%. En segundo lugar, se estimó la conversión de bosques y praderas, que representaron un 39% de las emisiones. El resto de las emisiones, que suman casi el 2%, corresponden a las emisiones de CH₄ y N₂O generadas por la quema de bosques (Gobierno del Estado de Yucatán, 2014).

La conservación de selvas, así como la disminución de los procesos de deforestación, se consideraron como líneas de acción clave. Con el objetivo de frenar la deforestación y la degradación de las zonas forestales, se impulsó el desarrollo de la Estrategia Regional de la Península de Yucatán para la Reducción de Emisiones por Deforestación y Degradación Forestal para toda la Península de Yucatán. Las áreas de acción que recoge esta estrategia se centraron en el fortalecimiento de la gobernanza a todos los niveles, la definición de mecanismos de financiamiento y distribución de beneficios y el fortalecimiento de las capacidades de los sectores implicados (Gobierno del Estado de Yucatán, 2014).

II.3.5.2. Asentamientos humanos

Con respecto a los asentamientos humanos, el PEACC señala que este sector agrupa las emisiones de gases de

efecto invernadero de los subsectores residencial (no se incluye en el inventario 2005), transporte y residuos. De los tres subsectores, el que más contribuyó al total de las emisiones de los asentamientos humanos fue el transporte, con un total de 2.2 millones de toneladas de CO₂e (ver Tabla 18). Si se compara este valor con el del subsector residuos, se observa que este segundo tiene una contribución notablemente inferior, ya que sus emisiones apenas contabilizaron 330 mil toneladas de CO₂e (Gobierno del Estado de Yucatán, 2014).

Tabla 18: Asentamientos humanos.

Tipo de sector:	Social
Subsectores:	Residencial, transporte, residuos
%PIB (2005):	-
Emisiones GEI (2005):	2,486,052 t CO ₂ e (23% respecto al total)
Vulnerabilidad al cambio climático:	Principalmente a eventos climáticos extremos y variaciones en la temperatura

Fuente: Gobierno del Estado de Yucatán (2014).

II.3.5.3. Transporte

El subsector transporte correspondió a uno de los grandes contribuidores a las emisiones de gases de efecto invernadero en el estado de Yucatán. Su aporte fue de, aproximadamente, el 20% del total de las emisiones producidas, principalmente, por el uso de automóviles. De hecho, los vehículos de gasolina fueron la causa de cerca del 70% de las emisiones del sector transporte. En el caso de los vehículos a diésel, éstos fueron la segunda fuente principal de emisiones del sector transporte terrestre y el transporte aéreo y marítimo estatal. Sin embargo, estas dos fuentes representaron menos del 10% del total de emisiones del sector transporte, siendo la contribución de los vehículos por carretera superior al 90% (Gobierno del Estado de Yucatán, 2014).

II.3.5.4. Residuos

En cuanto a las emisiones derivadas del subsector residuos, se incluyeron las asociadas a la descomposición de la materia orgánica en los rellenos sanitarios, las aguas residuales, las excretas humanas y la utilización de com-

bustibles para la incineración. De ellas, los rellenos sanitarios representaron la categoría que más contribuyó a las emisiones de gases de efecto invernadero, superando el 89% del total de las emisiones del subsector residuos. En segundo lugar, se encontraron las excretas humanas, con un porcentaje ligeramente superior al 9%, repartiéndose el resto de las emisiones entre el tratamiento de aguas residuales y la incineración (Gobierno del Estado de Yucatán, 2014).

II.3.5.5. Sector productivo

Con respecto a la industria, el comercio y el turismo, su contribución a las emisiones de gases de efecto invernadero del Estado de Yucatán fue de, aproximadamente, el 44% de las emisiones de la entidad (ver Tabla 19). Es particularmente relevante la fracción correspondiente a las industrias de la energía, que aportaron cerca del 35% del total las emisiones de gases de efecto invernadero del Estado de Yucatán (Gobierno del Estado de Yucatán, 2014).

Tabla 19: Industria, comercio y turismo.	
Tipo de sector:	Productivo
Subsectores:	Generación eléctrica, industria, servicios, comercio y turismo
%PIB (2005):	95%
Emisiones GEI (2005):	4,438,859 t CO ₂ e (41% respecto al total)
Vulnerabilidad al cambio climático:	Principalmente a eventos climáticos extremos y aumento del nivel del mar

Fuente: Gobierno del Estado de Yucatán (2014).

Las principales emisiones de este sector corresponden a la actividad de generación de energía eléctrica (industrias de la energía). El PEACC señala que el hecho de que el Estado de Yucatán produzca más energía de la que consume tiene repercusiones sobre las políticas que se pueden poner en marcha para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de esta actividad, pues una menor demanda del Estado no tiene por qué resultar en menor generación y menores emisiones. Las previsiones a medio y largo plazo apuntaban a la necesidad de realizar una paulatina sustitución del combustible por gas natural. Este cambio de combustible supuso una importante reducción en las emisiones asociadas a este sector, principalmente

debido al paso tecnológico que se daría de las centrales termoeléctricas más antiguas por ciclos combinados. Asimismo, se señaló la necesidad de complementar lo anterior con una política de promoción de las energías renovables para la generación eléctrica, aprovechando los recursos existentes en el territorio yucateco. En relación con el resto de las actividades industriales, el área de actuación donde podían establecerse líneas de acción que contribuyeran a una menor emisión de gases de efecto invernadero se basó principalmente en la eficiencia energética. Por último, en el PEACC se consideró que los edificios tenían una relevancia marginal en términos de emisiones. No obstante, se reconoció que las emisiones asociadas a hoteles y hospitales representaron las principales fuentes de emisión de la actividad terciaria del Estado (Gobierno del Estado de Yucatán, 2014).

II.3.6. Estrategias y políticas de acción

Con el objetivo de alcanzar un desarrollo bajo en emisiones de gases de efecto invernadero, conservando el potencial de sumidero de carbono de las áreas naturales del estado de Yucatán, se establecieron seis estrategias con sus respectivas líneas de acción (Gobierno del Estado de Yucatán, 2014).

1. Introducción de técnicas de gestión sustentables en el sector agropecuario para lograr una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.
 - Impulsar la gestión sustentable de los suelos agrícolas.
 - Impulsar la generación eléctrica a partir del biogás captado en granjas estabuladas.
 - Mejorar la cobertura vegetal en tierras de pastoreo.
 - Fomentar los sistemas agroforestales.
 - Fomentar el uso de fertilizantes orgánicos en la actividad agrícola.
 - Fomentar la agricultura de conservación.
 - Realizar talleres de trabajo con agricultores y ganaderos para un desarrollo económico sustentable.
 - Capacitar sobre mejora de la productividad en sistemas agropecuarios para reducir la deforestación.
2. Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a la electricidad producida en el estado de Yucatán.

- Estudiar el potencial para la generación de las energías renovables existente en el Estado de Yucatán.
 - Impulsar la energía solar fotovoltaica.
 - Impulsar la energía eólica.
 - Impulsar la utilización de biomasa.
 - Fomentar la sustitución de las centrales eléctricas actuales por tecnología de ciclos combinados.
3. Impulso del aprovechamiento eficiente y sustentable de los recursos energéticos del estado de Yucatán.
- Realizar un diagnóstico energético del sector industrial.
 - Estudiar el potencial de cogeneración.
 - Realizar un diagnóstico energético del sector servicios.
 - Integrar los estándares en eficiencia energética en el sector servicios y comercio.
 - Realizar un diagnóstico energético del sector residencial.
 - Realizar campañas para incentivar la sustitución de luminarias convencionales por equipos eficientes en el sector industrial.
 - Fomentar la sustitución de equipos de aires acondicionados en el sector industrial mediante incentivos económicos.
 - Fomentar la sustitución de equipos de bombeo de agua en la industria alimentaria mediante incentivos económicos.
 - Fomentar la instalación de equipos de cogeneración industrial mediante incentivos económicos.
 - Realizar campañas para incentivar la sustitución de luminarias convencionales por equipos eficientes en la empresa mediana
 - Fomentar la sustitución del alumbrado público actual por equipos eficientes.
 - Fomentar la sustitución de equipos de aires acondicionados en la empresa mediana mediante incentivos económicos.
- Realizar campañas para incentivar la sustitución de luminarias convencionales por equipos
 - Fomentar la instalación de colectores solares en el sector servicios.
 - Fomentar campañas para la sustitución de refrigeradores de baja eficiencia energética por nuevos equipos más eficientes
 - Fomentar la generación de energía térmica y eléctrica a partir de fuentes renovables en el sector residencial.
 - Fomentar una campaña para la sustitución de fogones al aire libre por estufas eficientes de leña
 - Realizar campañas de información: Hacia la eficiencia energética en el sector industrial.
 - Realizar campañas de información: Por un uso sustentable de la energía en el sector servicios.
 - Realizar campañas de información: Por un consume sustentable en el sector residencial.
 - Constituir un consejo consultivo estatal público – privado.
 - Instaurar un observatorio para la sostenibilidad.
4. Impulso de la gestión integral y sustentable de los residuos sólidos y de manejo especial
- Desarrollar estudios de generación y caracterización de residuos sólidos urbanos.
 - Desarrollar una nueva planificación estatal para la prevención y gestión integral de los residuos.
 - Generalizar el reciclaje de residuos sólidos urbanos.
 - Implantar tecnologías alternativas al depósito en relleno sanitario (biodigestión, compostaje).
 - Generalizar la captación y valorización energética del biogás de rellenos sanitarios.
 - Generalizar las plantas de tratamiento de aguas residuales.
 - Implantar modelos comunitarios para el manejo ecológico de los residuos sólidos urbanos.

- Realizar campañas de concienciación: Por una menor generación de residuos.
5. Potencialización del uso de modos de transporte más sustentables, así como la mejora de la eficiencia del parque móvil actual.
- Caracterizar energéticamente el sector transporte.
 - Establecer un programa de verificación vehicular obligatoria para todos los automóviles.
 - Impulsar la gestión sustentable del sistema de transporte público urbano
 - Impulsar un sistema ferroviario sustentable.
 - Fomentar el transporte no motorizado.
 - Implantar un sistema de transporte urbano masivo eficiente.
 - Optimizar las rutas del transporte de mercancías.
 - Realizar campañas de información: Por un uso sustentable del vehículo.
6. Mantenimiento de las superficies naturales y forestales del estado de Yucatán, frenando su degradación.
- Desarrollar el inventario forestal del estado de Yucatán.
 - Fomentar la reforestación.
 - Realizar plantaciones en tierras deforestadas o degradadas.
 - Impulsar las figuras de protección para evitar la deforestación.
 - Capacitar sobre mejora de la productividad en sistemas agropecuarios para reducir la deforestación.
 - Capacitar sobre manejo sustentable de tierras forestales.
 - Realizar un manejo forestal sustentable a través de las comunidades.

- 1) Política 1. Se impulsarán las estrategias de mitigación en el sector agropecuario y forestal que contribuyan al mejoramiento de la competitividad económica y el bienestar social.
- 2) Política 2. Se impulsarán estrategias y acciones de mitigación que contribuyan en la reducción de la calidad ambiental del territorio.
- 3) Política 3. Se priorizarán acciones de mitigación en materia de eficiencia en el uso de los recursos energéticos.
- 4) Política 4. Se enfocarán acciones de reducción de emisiones que alienten el uso sustentable y competitivo de las fuentes de energía renovable.
- 5) Política 5. Se considerarán en la instrumentación y fomento de proyectos públicos y privados de generación de energía renovable los criterios de regulación ecológica del territorio.

Por otra parte, el recién adoptado Plan Estatal de Desarrollo 2018-2024 reconoce la problemática que se manifiesta a través de elevados procesos de degradación ambiental provocados por distintos factores como la vulnerabilidad territorial ante el cambio climático (provocada por la elevada exposición a los efectos, alta sensibilidad y baja capacidad de adaptación), inadecuado manejo de residuos, deficiente conservación de los ecosistemas y aprovechamiento de los recursos naturales, así como el consumo de energía proveniente de fuentes contaminantes. Ante este panorama, incorpora el enfoque de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), plantea el eje transversal Yucatán Verde y Sustentable y establece un conjunto de metas de sustentabilidad a seis años, las cuales se evaluarán por medio de indicadores, como son: ubicarse en la posición nacional 29 del Subíndice de Manejo Sustentable del Medio Ambiente¹⁴ (con base en datos de 2016, la línea base 2018 situó al estado en el lugar 31 con un puntaje de 34.8, menor que el promedio nacional de 51.9); aumentar a 67% el porcentaje de Áreas Naturales Protegidas de competencia estatal que cuentan con un Programa de Manejo actualizado y publicado (33% en 2018); situarse en el lugar 29 en el Índice de Competitividad Forestal (lugar 31 en 2014); aumentar la generación de energía limpia a 19.45 GWh (15.6 en 2018); pasar al lugar 6 en el Índice de Vulnerabilidad al Cambio Climático de la producción forrajera ante estrés hídrico (lugar 3 en 2016); pasar al lugar 23 en Volumen de Residuos Sólidos generados (lugar 22 en 2015); incrementar a 72% el porcentaje de Residuos Sólidos confinados en sitios de disposición final (línea base 2018 de 66.8%); e incrementar el valor del índice de Movilidad Urbana a 58 (48.84 en 2018), entre otros objetivos. Las

En lo que respecta a las políticas, se plantearon las siguientes de forma general (Gobierno del Estado de Yucatán, 2014):

¹⁴ El cual forma parte del Índice de Competitividad Estatal.

acciones enfocadas a cumplir con estas metas resultarán en una mejor preservación de los recursos naturales protegidos, menor vulnerabilidad ante los efectos del cambio climático, mejor calidad del agua y menor generación de residuos, de manera que se avance hacia un futuro en el que los habitantes de Yucatán alcancen el goce de los derechos relacionados al ambiente (Gobierno del Estado de Yucatán, 2019a).

II.3.7. Acciones llevadas a cabo

Como se mencionó previamente, se planteó lograr un desarrollo bajo en emisiones de gases de efecto invernadero y conservar el potencial de sumidero de carbono de las áreas naturales del Estado de Yucatán. La línea base (2005) fue de 1.13 Emisiones de GEI (tCO₂e)/PIB (miles de Pesos), la meta a 2018 consistió en una disminución del 20%, es decir 0.23 (tCO₂e)/PIB (miles de Pesos), y para el 2030 se pretendía alcanzar una disminución del 40%, es decir, 0.68 (tCO₂e)/PIB (miles de Pesos). La Tabla 20 indica los avances realizados al 2014 en los ámbitos agropecuario, gestión de residuos urbanos y forestal (Gobierno del Estado de Yucatán, 2014).

Tabla 20: Avances realizados al 2014.		
Ámbito	Avances realizados	Resultados
Agropecuario	<p>Modernización de las instalaciones de explotación porcina, a través de la incorporación de plantas de biodigestión de residuos del ganado porcino, que han sido registradas como proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (CDM, por sus siglas en inglés).</p> <p>Instalación de biodigestores para pequeñas y medianas granjas porcícolas.</p>	<p>Reducción de emisiones de GEI.</p> <p>Mejora de la calidad de vida de las comunidades locales, ligada a la disminución de los impactos sobre el medio ambiente.</p>
Gestión de Residuos Urbanos	<p>Sistema de recogida de biogás en el relleno sanitario de Mérida, proyecto registrado también como CDM.</p> <p>Impulso a la construcción de más rellenos sanitarios en otras áreas del estado.</p>	<p>Reducción de emisiones de GEI.</p> <p>Eliminación de tiraderos a cielo abierto y sus problemas ambientales.</p>
Forestal	<p>Estrategia Regional de la Península de Yucatán para la Reducción de Emisiones por Deforestación y Degradación Forestal.</p>	<p>Conservación de espacios naturales y su efecto como sumideros de carbono.</p>

Fuente: Gobierno del Estado de Yucatán (2014).

II.3.8. Proyectos del Mecanismo de Desarrollo Limpio (CDM)

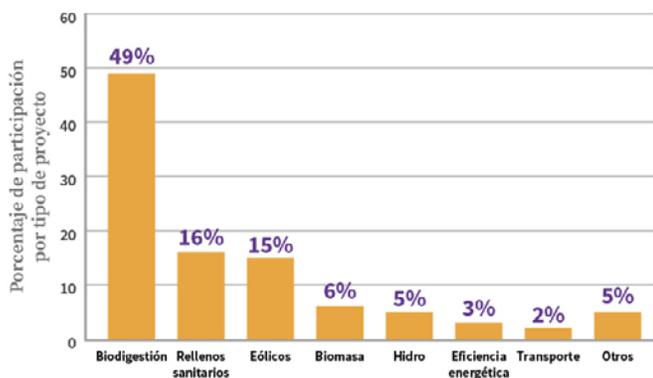
Hasta la fecha, en todo México hay 183 proyectos del Mecanismo de Desarrollo Limpio (CDM por sus siglas en inglés) registrados, 2 en solicitud de registro y 25 en proceso de validación, lo cual resulta en un total de 210 proyectos CDM que esperan reducir 641.4 millones de tCO₂e. El 49% de los mismos se centran en la reducción de metano a través de la implementación de biodigestores para el manejo del estiércol en granjas de producción ganadera intensiva. Le siguen en importancia las actuaciones en rellenos sanitarios, para evitar a su vez la

emisión del metano contenido en el biogás, y los proyectos de parques eólicos, con el 16% y el 15% de los proyectos respectivamente (Figura 11) (Gobierno del Estado de Yucatán, 2014).

En el estado de Yucatán se encuentran localizados 12 proyectos CDM, de los cuales siete han sido ya registrados. Estos proyectos esperan reducir 629,000 tCO₂e por año. De los proyectos, 7 están centrados en el sector ganadero, a través de la implantación de biodigestores. Asimismo, 3 de ellos se enfocan en los rellenos sanitarios, 1 es de generación eléctrica a partir de biomasa y el último está orientado a mejorar la eficiencia energética

en el sector de producción de cemento (Gobierno del Estado de Yucatán, 2014).

Figura 11: Proyectos de Mecanismos de Desarrollo Limpio.



Fuente: Gobierno del Estado de Yucatán (2014).

II.4. Proyectos implementados para la reducción de gases de efecto invernadero

Como complemento a lo presentado en la sección anterior, se revisaron los proyectos existentes que se han implementado en el Estado para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Para cada uno de

los sectores definidos en el inventario, se revisaron medidas existentes, así como programas.

II.4.1. Energía

Al 31 de agosto del 2015, existían 24 permisos otorgados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) a particulares para las diversas modalidades sumando un total de 1,548 MW de capacidad autorizada, de los cuales seis permisos son para proyectos eólicos y cinco para proyectos solares fotovoltaicos en las modalidades de autoabastecimiento y pequeño productor, con una capacidad de generación total autorizada de 322 MW y 86 MW, respectivamente. Adicionalmente, existe un permiso para la generación a partir de desechos orgánicos con una capacidad autorizada de 0.55 MW. Se ha llevado a cabo un programa para el aprovechamiento de biogás a nivel estatal a partir de residuos de granjas porcinas, el cual representa una posible oportunidad para la generación distribuida de energía eléctrica a partir del biogás generado. Los otros permisos corresponden a dos centrales de ciclo combinado (Mérida III y Valladolid III) en modalidad PIE, y proyectos en modalidad autoabastecimiento de combustión interna (Lazo, et al., 2015). Al final del 2018 el Gobierno de Yucatán en su sexto informe de gobierno anunció que la instalación de 2 parques eólicos y 5 fotovoltaicos estaban en proceso (Gobierno del Estado de Yucatán 2012 - 2018, 2018). Entre 2018 y 2020, se pusieron en marcha 5 proyectos de energía renovable eólica y solar (ver Tabla 21) con lo cual el porcentaje de energía limpia en relación al consumo energético del Estado de Yucatán se aproximó al 50% (Gobierno del Estado de Yucatán, 2020).

Tabla 21: Generación de energía limpia en el Estado de Yucatán a agosto de 2020.

Proyecto	Tecnología	Capacidad (MW)	Emisiones de CO ₂ evitadas (ton)	Fuente
Parque Eólico de Tizimín	Eólica	84	*Anualmente 2,900 toneladas por MW	Durazo, 2019; SEMARNAT, 2017a
Eólica del Golfo 1 (Dzilam de Bravo)	Eólica	70	150 mil	El Universal, 2019; Vive Energía, 2019
Planta Fotovoltaica San Ignacio (Solar de progreso)	Solar	18	25,691	El Heraldo de México, 2019
Parque Fotovoltaico de Peto	Solar	30		Durazo, 2019
Energía Renovable de la Península	Eólica	90	181 mil	Vive Energía, 2019; Energía a Debate, 2020.
Total		292		

Fuente: Elaboración propia.

El último de los proyectos presentados en la Tabla 21, fue inaugurado en agosto de 2020 y sumó 90 MW de capacidad instalada al Sistema Eléctrico Peninsular, contribuyendo a la despresurización del Sistema Eléctrico Regional. Con este proyecto se estima una disminución de contaminantes a la atmósfera de 181,000 toneladas de CO₂ (Gobierno del Estado de Yucatán, 2020). El suministro final de energía como resultado de la nueva legislación será de uso doméstico y pequeña industria ya que el comprador es CFE Suministro Básico (Vive Energía, 2019).

En cuanto a la generación de electricidad a partir de combustibles fósiles, el director general de la Comisión Federal de Electricidad, Manuel Bartlett, anunció la construcción de dos plantas nuevas de ciclo combinado: una en Mérida de 493 megawatts (MW) con la que se dejarán de emitir 260 mil toneladas de dióxido de carbono (CO₂) al año y se ahorrarían 1.6 mil barriles de combustóleo; y otra en Cancún (Riviera Maya) de la misma capacidad. Se espera que ambas plantas puedan ser terminadas antes de concluir esta administración (Petroquimex, 2020). Asimismo, se construirá el gasoducto Cuxtal, fase 2, que llevará gas natural a Cancún, a través de 158 km que correrán desde Valladolid. La capacidad de transporte será de 240 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) y con este proyecto se suministraría gas natural a la central de ciclo combinado Riviera Maya, al igual que a la industria hotelera y comercial de la región (Petroquimex, 2020).

II.4.2. Agricultura

El tratamiento de residuos porcinos en Yucatán, con base en sistemas de biodigestión ha recibido importantes recursos por parte del gobierno (Pérez-Espejo & Cervantes-Hernández, 2018). De acuerdo con Lazo et al (2015), se ha llevado a cabo un programa para el aprovechamiento de biogás a partir de residuos de granjas porcícolas, el cual representa una oportunidad para la generación distribuida de energía eléctrica a partir del biogás generado. Pérez-Espejo y Cervantes-Hernández (2018) realizaron un análisis del programa de biodigestores en las granjas porcinas de Yucatán y concluyeron que, salvo casos excepcionales, los biodigestores no estaban correctamente manejados. Desde el 2008 comenzó el programa de biodigestores en la región para capturar y quemar metano. Las granjas de gran tamaño que participan en el programa de biodigestores han sido apoyadas por el Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO) y financiadas por los Fideicomisos Instituidos en Relación con la Agricultura (FIRA), mientras que las medianas y pequeñas han recurrido a la SEDUMA. El Instituto Internacional de Recursos Renovables y el Programa Biobolsa asesoran y financian unidades de traspatio muy pequeñas.

Tres empresas han sido responsables de la instalación de sistemas de aprovechamiento de biogás. AgCert instaló tres biodigestores, acordando transferir, desde el segundo año de operación, 10% del monto de certificados de energía renovables vendido, cantidad que se incrementaría hasta llegar a 30%. A partir de 2011 el mecanismo de desarrollo limpio dejó de otorgar recursos y AgCert abandonó el programa en Yucatán dejando a los porcicultores sin los bonos de carbono. Kent&Sorensen (K&S) ha instalado la mayor parte de los biodigestores en Yucatán, tanto en granjas de gran tamaño de la Asociación Ganadera Local de Porcicultores de Mérida, como en granjas pequeñas y medianas bajo la gestión de la SEDUMA. Por último, la empresa Poch Chile instaló los biodigestores del Grupo Porcícola Mexicano (Kekén), y de forma independiente, algunos porcicultores han instalado biodigestores de cúpula de concreto con tecnología cubana (Pérez-Espejo & Cervantes-Hernández, 2018).

Según el FIRCO, de 2008 a 2016 se instalaron 64 biodigestores (treinta de la empresa Kekén) con un apoyo del FIRCO de 60.9 millones de pesos y una aportación de los porcicultores de 103.48 millones de pesos. El FIRCO apoyó la adquisición de 43 motogeneradores con 11.1 millones de pesos; mientras que los porcicultores invirtieron en este equipo 15 millones de pesos. La transformación de CH₄ en energía eléctrica requiere un equipo adicional que también fue financiado por el FIRCO con préstamos del Banco Mundial. En octubre de 2015, la Asociación Ganadera Local de Porcicultores de Mérida informó que se había instalado un total de 123 biodigestores (Pérez-Espejo & Cervantes-Hernández, 2018). El programa de la SEDUMA inició en 2008 y se instalaron un total de 150 biodigestores al 2018. Además del beneficio ambiental del confinamiento y tratamiento de residuales, se obligaba al porcicultor a registrar su pozo ante la CONAGUA y participar en esquemas de riego agrícola (Pérez-Espejo & Cervantes-Hernández, 2018).

El programa de biodigestores del FIRCO en Yucatán ha colaborado en la disminución de 303.3 tCH₄ por año de un total de 404.4 tCH₄ por año y se siguen emitiendo 101.1 tCH₄ por año. Con el programa de la SEDUMA en granjas pequeñas y medianas, la emisión de CH₄ ha disminuido 28.07 tCH₄ por año de un total de 37.42 tCH₄ por año y se siguen emitiendo 9.36 tCH₄ por año (Pérez-Espejo y Cervantes-Hernández, 2018).

En cuanto a la producción de electricidad, Pérez-Espejo y Cervantes-Hernández (2018), presentan un comparativo entre lo que teóricamente se podría producir y lo que realmente se está produciendo, y mencionan que las cifras son diferentes, ya que para transformar todo el CH₄ que producen las granjas porcícolas, los productores tendrían que colocar alrededor de cinco motogeneradores como los que actualmente tienen o alguno con mayor capacidad.

Adicionalmente mencionan que las granjas apoyadas por el FIRCO no generan el suficiente CH₄ para poder vender energía a la Red Eléctrica Nacional, pues necesitarían tener una capacidad mínima de 0.5 MW, de acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica (LIE). Entonces, es muy complicado lograr la armonización entre la transformación de energía eléctrica que genera la granja y el servicio que presta la Comisión Federal de Electricidad (CFE), a pesar de la capacidad energética de los biodigestores y del interés de los porcicultores en reducir sus costos mediante el ahorro en el pago de energía eléctrica (el 70% de los que tienen un biodigestor también ha instalado un motogenerador de aproximadamente 60 caballos de fuerza).

II.4.3. Desechos

La Secretaría de Desarrollo Sustentable, a través de su Dirección de Gestión y Conservación de los Recursos Naturales y su Departamento de Manejo Integral de Residuos, implementó el programa de “Manejo y Gestión Integral de los Residuos”. En él se ofrece capacitación y asesoría técnica dirigida al personal que se encarga de la limpieza y a las autoridades involucradas en los municipios del interior del estado para el Manejo Integral de los residuos sólidos, desde la recolección hasta los sitios de disposición final, saneamiento de basureros municipales y su rehabilitación, para cumplir con las especificaciones establecidas en la NOM-083-SEMARNAT-2003. Este programa está principalmente dirigido a aquellos municipios ubicados en dos zonas prioritarias: la Zona Metropolitana de Mérida y la zona protegida “Reserva Estatal Geohidrológica Anillo de Cenotes”, para la protección, conservación y sustentabilidad de las reservas de agua del acuífero subterráneo con calidad para el consumo humano a un futuro cercano a 30 años. Asimismo, se ha realizado el saneamiento de tiraderos clandestinos y el saneamiento y rehabilitación de los sitios de disposición final y basureros municipales en los 13 municipios que forman parte de la zona de recarga de la reserva “Anillo de Cenotes” (SDS Yucatán, 2018b).

Este programa forma parte de la estrategia del Gobierno del Estado, Yucatán Cero Residuos, que está basado en 5 ejes principales: implementación; normatividad; diagnóstico, monitoreo y evaluación; participación y cooperación; cultura y consumo responsable, con el fin de mostrar resultados reales en la entidad, al buscar el generar estrategias que permitan valorizar un porcentaje importante de las 2,475 toneladas de basura que se generan diariamente en Yucatán (Gobierno del Estado de Yucatán, 2019b). En este programa se están implementando diversas acciones para el aprovechamiento máximo y el manejo integral de los residuos sólidos, a través del fomento de una cultura ambiental, equipamiento e infraestructura innovadora. De esta estrate-

gia también destaca la modificación a la Ley para la Gestión Integral de los Residuos en el Estado de Yucatán, que establece la eliminación gradual de bolsas plásticas de acarreo de un solo uso, popotes plásticos y contenedores de unicel (SDS Yucatán, 2018c).

En el Programa de Mediano Plazo Yucatán Verde y Sustentable se tiene como objetivo mejorar el manejo adecuado de residuos sólidos por medio de la implementación de una economía circular en Yucatán. Para ello se planea promover el adecuado manejo de residuos sólidos y de manejo especial para su aprovechamiento e impulsar acciones de concientización en el manejo de los residuos sólidos para el correcto manejo por parte de la población (Gobierno Estatal 2018–2024, 2018). Estas estrategias se ven reflejadas en el programa Cero Residuos previamente comentado.

II.4.4. Transporte

En el Estado de Yucatán, el transporte público es ineficiente debido en gran parte al crecimiento expansivo de las ciudades y la oferta de vivienda en zonas alejadas. El diseño vial orientado al transporte motorizado distribuye de manera inequitativa el espacio público, además de que las condiciones para los desplazamientos en medios no motorizados son inseguras. En cuestión de infraestructura, actualmente no se cuenta con suficientes vialidades ciclistas que conformen redes para el desplazamiento adecuado de medios no motorizados. Únicamente 42 municipios de los 106 cuentan con esta infraestructura; lo que representa casi el 40% de los municipios del estado. El diseño en las intervenciones de las vialidades no contempla los distintos modos de movilidad y la falta de conocimiento de los beneficios de la movilidad sustentable alienta el incremento del parque vehicular de automóviles particulares (Gobierno Estatal 2018–2024, 2018).

En el Programa de Mediano Plazo Yucatán Verde y Sustentable se tienen dos objetivos para alcanzar una movilidad sustentable. El primero es mejorar las condiciones de desplazamiento de los usuarios del sistema de transporte público mediante dos estrategias: la optimización del sistema de transporte público estatal para fortalecer la calidad del servicio y fomentar la cultura de este tipo de movilidad. El segundo objetivo es incrementar las alternativas óptimas de movilidad para mejorar los desplazamientos de las personas y bienes en el estado mediante el fortalecimiento y la promoción de la movilidad sustentable en la zona metropolitana para atender las necesidades de la población del estado y así reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y prevenir accidentes (Gobierno Estatal 2018-2024, 2018). Dentro de este marco, el Gobierno del Estado de Yucatán ha implementado el Plan de infraestructura de ciclovías, con 71.7 km de nuevas ciclovías seguras para 4 zonas de

la ciudad de Mérida: Zona Paseo Montejo —Entronque Dzibilchaltún, Zona Norponiente de Mérida, Zona Norte de Mérida— Ucú y la Zona Sur de Mérida (Gobierno del Estado de Yucatán, 2021c).

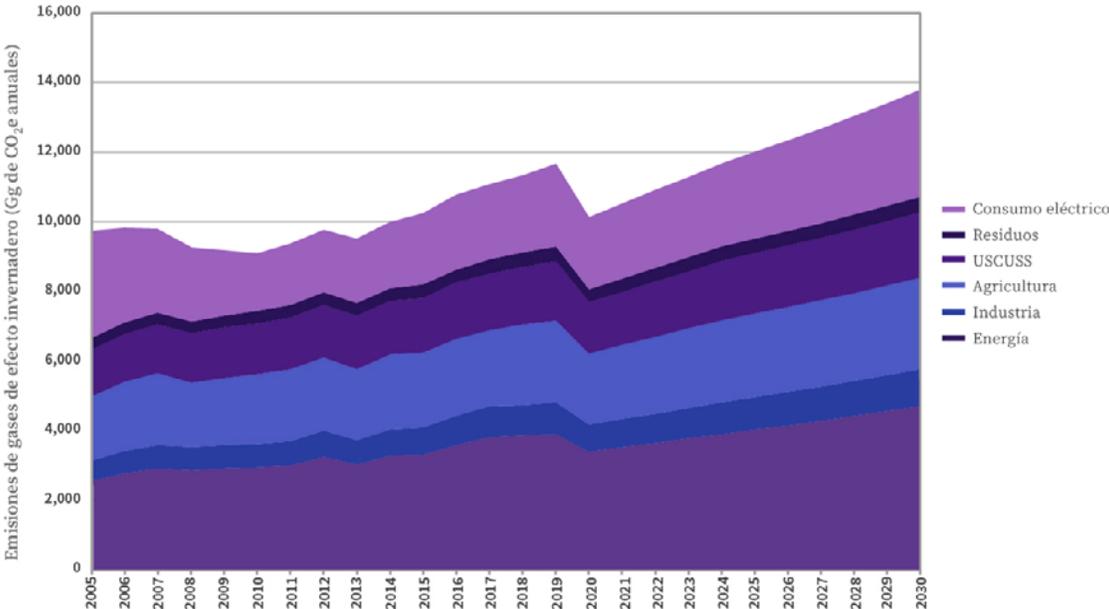
II.4.5. USCUS

En 2015 el Estado de Yucatán se sumó al Bonn Challenge, una iniciativa global para restaurar 150 millones de hectáreas de tierras deforestadas y degradadas del mundo en 2020. Esta iniciativa fue lanzada en Bonn, Alemania, en septiembre de 2011. El enfoque de restauración del paisaje forestal tiene como objetivo restaurar la integridad ecológica y al mismo tiempo mejorar el bienestar humano. Con este fin, la Secretaría de Desarrollo Urbano y Medio Ambiente del Gobierno del Estado de Yucatán y la Oficina Regional para México, América Central y el Caribe (ORMACC) de la UICN, han trabajado en el desarrollo de una estrategia para promover la restauración de los paisajes deforestados y degradados en el Estado. Se estableció como meta de restauración 250,000 ha de paisaje para el año 2020 y de 550,000 ha para el año 2030, promoviendo la integración de financiamiento público federal, estatal y de la iniciativa privada nacional e internacional (Estrategia del Cambio Climático de la Península de Yucatán, 2020).

II.5. Línea base a 2030

Con base en el Inventario de Gases de Efecto Invernadero del Estado de Yucatán 2013, con año base 2005, se trazó la línea base de emisiones tomando en consideración distintos supuestos para cada uno de los sectores analizados. Se partió de las emisiones totales (sin considerar las absorciones netas) de 10.1 MMtCO₂e para el año 2005. En el caso de los sectores energía e industria y uso de productos, se consideró la evolución del valor agregado bruto de las actividades manufactureras para el periodo 2005–2019, mientras que a partir de 2025 se consideró la tasa media de crecimiento anual (TMCA) (3.1%). En el caso de los sectores agricultura, se consideró la evolución del valor agregado bruto de las actividades primarias para el periodo 2005–2019, y a partir de 2025 se consideró la TMCA (1.8%). Para los sectores USCUS y residuos, se consideró la evolución de la población en el Estado. Para estimar la línea base, se consideró la caída en la actividad del indicador trimestral de la actividad económica estatal de 13.2% (INEGI, 2021). Se asumió que la actividad económica se recuperaría en el año 2024, para alcanzar los niveles previos a la pandemia por el virus SARS COV-2. En este caso, no se consideraron las emisiones por la generación eléctrica en el Estado a partir de combustibles fósiles; y en el caso del consumo de energía eléctrica, se consideró la tasa de crecimiento de la población (1.6%). Es importante mencionar que, para la estimación del consumo eléctrico, se consideraron las pérdidas por transmisión y distribución. La Figura 12 presenta la línea base de emisiones a 2030.

Figura 12: Evolución de las emisiones de GEI a 2030.



Fuente: Elaboración propia.

III. MEDIDAS DE MITIGACIÓN

III.1. Estimación de costos marginales de abatimiento de emisiones de gases de efecto invernadero

Los compromisos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero derivados del Acuerdo de París hacen necesaria la identificación de medidas costo-efectivas para poder cumplir con dichos compromisos. Las curvas de costos marginales de abatimiento, se han utilizado para representar los costos asociados a la mitigación del cambio climático sirviendo como una herramienta para la definición de políticas de cambio climático (Kesiki, 2012). Los costos de abatimiento se definen como el costo incremental de la aplicación de una tecnología de baja emisión de gases de efecto invernadero comparado con el caso de referencia (tecnología con mayor emisión de CO₂), expresado en dólares por tonelada de CO₂e (Dólares por tonelada de CO₂e) de emisiones abatidas. Dicho de otra forma, el costo de abatimiento se define como los costos adicionales (o beneficios percibidos) de reemplazar una tecnología de referencia (desarrollo común de negocios) por una alternativa de bajas emisiones. Los costos de abatimiento incluyen el costo del capital considerando los pagos anuales a realizar a una tasa de interés del 10% anual para recuperar el capital en un período de quince años¹⁵ y los costos de operación, así como los créditos por el ahorro de energía. Los costos, por lo tanto, representan solamente el costo del proyecto puro para instalar y operar la tecnología de baja emisión. La disponibilidad del capital no se considera una restricción. En el análisis, el costo de abatimiento para una nueva tecnología es consistentemente comparado con los costos específicos e intensidad de emisiones de la estrategia que se desplaza. Los costos totales de una solución eficiente de reducción de emisiones de CO₂e incorporan los costos de inversión, los costos de operación, y un posible ahorro generado por la aplicación de la solución (especialmente ahorro de energía

eléctrica o térmica). Los costos totales no incluyen los costos de planeación, los subsidios o impuestos explícitos de CO₂e, los impuestos o el impacto sobre la economía. Estos costos totales podrían mejorarse si fueran susceptibles de calificar como proyecto MDL, lo que permitiría entrar en el mercado de los bonos de carbono (CMM, 2017).

Tabla 22: Precios y pronósticos de combustibles¹⁶.

	Precio inicial	Tasa media anual de crecimiento a 2030 (%)
Gas natural (Dólares por GJ)	3.31	2.61
Coque de petróleo (Dólares por millón de BTU)	1.77	-0.24
Combustóleo (Dólares por GJ)	8.64	-1.71
Electricidad (tarifa gran industria) (Dólares por kWh)	0.086	0.54
Electricidad (precios marginales locales) (Dólares por kWh)	0.03	3.20

Fuente: Con información de EIA (2020), SENER (2021) y CFE (2021).

Los cálculos se realizaron a valor presente y en Dólares, y no se consideró el pago de impuestos en ninguno de los cálculos. Para el costo de los energéticos se tomó en cuenta la información disponible en EIA (2020), SENER (2021) y CFE (2021), la cual se presenta en la Tabla 22. Cuando la instalación industrial ya existe, la alternativa de referencia se consideró como el no realizar ningún cambio y en estos casos el costo fue positivo, al menos que el valor de la energía ahorrada superara la inversión requerida para el proyecto de mitigación en cuestión, dado que este valor representa un crédito para el proyecto. Se consideró además que costos fijos serían lo mismo

¹⁵ En los casos en los que se disponía de información específica para cada uno de los proyectos, se utilizó el valor correspondiente.

¹⁶ En precios de 2019.

para la alternativa eficiente y el no hacer nada. En el caso de costos variables, se consideró la reducción o aumento de los costos de operación y mantenimiento entre la medida eficiente y la referencia, así como el crédito por el ahorro de la energía correspondiente al aplicar la alternativa más eficiente. Para hacer la estimación de costos, se consultaron referencias de costos en la literatura internacional y se ajustaron a precios de 2019. Asimismo el potencial de reducción de emisiones de CO₂e o en el consumo de energía se obtuvo de la literatura internacional. Si se contaba con la información de ahorro energético, dependiendo de la medida se consideró una reducción energética en términos del consumo de combustibles, electricidad o ambos. Los factores de emisión considerados para el caso de combustibles, se obtuvieron del (IPCC, 2006), mientras que los factores de consumo de electricidad se obtuvieron de (SENER, 2018a). Cabe mencionar que los factores en el caso de la electricidad, consideraron el escenario de planeación, que incluyen una adición mayor de energías renovables a la matriz eléctrica. Para calcular los costos marginales de abatimiento se utilizó la siguiente ecuación (CMM, 2008):

$$MAC = \frac{Cte - Ctr}{Er - Ee}$$

$$Cte = Cta + Cfa + Cfva$$

En la ecuación, MAC es el costo marginal de abatimiento de emisiones de CO₂e, Cte el costo total de la alternativa eficiente para abatir emisiones de CO₂e, Ctr el costo total de la alternativa de referencia, Er las emisiones de CO₂e de la alternativa de referencia, Ee las emisiones de CO₂e de la alternativa eficiente, Cta es el costo total anual de la inversión considerando los intereses y el tiempo de pago,

Cfa los costos fijos anuales y Cva los costos variables anuales. Los costos de operación son evaluados como una cantidad real a ser erogada cada año. Los gastos del capital son anualizados como el repago de un bono de largo plazo para el costo del abatimiento.

III.2. Revisión de medidas de mitigación potenciales a implementar

En las siguientes secciones se presentan las medidas de mitigación de gases de efecto invernadero analizadas para el Estado de Yucatán. En la descripción de las medidas se incluye la metodología empleada para la estimación tanto de los potenciales de mitigación como de los costos.

III.2.1. Sustitución de combustibles en la generación de energía eléctrica

Como se presentó en la sección II.1.2, el Estado de Yucatán cuenta con plantas públicas y privadas para la generación de energía eléctrica. Estas plantas utilizan combustibles fósiles y debido a la falta de gas natural en la región y la flexibilidad de las plantas de generación para utilizar distintos combustibles; se ha continuado con el uso de combustóleo y diésel. En la Tabla 23 se presenta la evolución del consumo de combustibles en las plantas de generación eléctrica de la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Para esta medida se plantea que estas plantas puedan eliminar su consumo de combustóleo y diésel, y utilizar gas natural, para reducir su huella de carbono.

Tabla 23: Consumo de diésel y combustóleo en plantas de generación de la CFE.

Plantas	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CC Valladolid (m ³ de diésel)	141,892	234,793	302,088	280,087	217,924	41,493
CTG Mérida II, CT Valladolid y CT Mérida II (m ³ de diésel)	5,642	5,273	19,329	11,944	18,926	5,623
CT Valladolid/CT Mérida II (m ³ de combustóleo)	240,606	248,101	192,800	92,230	204,878	137,665

Fuente: Con información de CFE (2021a).

A partir de la información anterior se estimó la cantidad de gas natural necesaria para sustituir el diésel y el combustóleo y se estimaron tanto las emisiones de GEI por la combustión de diésel y combustóleo como de gas natural. En este caso, dado que las plantas pueden que-

mar ambos combustibles, únicamente se consideraron costos por la sustitución de combustibles. La siguiente tabla resume los resultados obtenidos tanto para el costo marginal de abatimiento a 2030 como el potencial de reducción de emisiones.

Tabla 24: Costos marginales de abatimiento a 2030 y potencial de mitigación de GEI.

Plantas	Costo marginal de abatimiento a 2030 (USD/tCO ₂ e)	Potencial de reducción de emisiones (GgCO ₂ e)
Sustitución de diésel por gas natural (CC Valladolid)	-1,496.8	150.8
Sustitución de diésel por gas natural (CTG Mérida II, CT Valladolid y CT Mérida I)	-1,496.8	33.9
Sustitución de combustóleo por gas natural (CT Valladolid/CT Mérida II)	.98.3	78.0

Fuente: Elaboración propia.

III.2.2. Generación de energía renovable a gran escala

Para esta medida, se consideraron los proyectos de generación de energía eléctrica renovable planteados en el Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2018–2032 (SENER, 2018a). Para el Estado de Yucatán se planteó la adición de 1,777 MW de energía eólica y 1,051 MW de energía solar fotovoltaica. La tecnología de referencia se consideró como un ciclo combinado de gas natural para la capacidad planteada anteriormente. Asimismo, de manera adicional, se consideró un porcentaje del potencial existente en el Estado

para la energía eólica y solar fotovoltaica presentada en el Atlas Nacional de Zonas con Alto Potencial de Energías Limpias (AZEL) para el Escenario 4 (zonas de alto potencial localizadas a más de 20 km de la red eléctrica) (SENER, 2018b). Para energía eólica, se consideró el 1% del potencial total, mientras que para energía solar el 0.1% en 2030. Las consideraciones económicas se tomaron del PRODESEN 2018–2032. La Tabla 25 presenta las medidas planteadas a 2030, así como sus costos marginales de abatimiento para las medidas y su potencial de reducción de emisiones de CO₂e.

Tabla 25: Reducción de emisiones de CO₂e y costos de medidas para la generación de energía eléctrica.

Medida	Capacidad instalada (MW)	Generación (GWh)	Reducción de emisiones de CO ₂ e anuales a 2030 (GgCO ₂ e)	Costos marginales de abatimiento (Dólares por tCO ₂ e)
Energía eólica (PRODESEN)	1,777	4,400	2,173.6	13.0
Energía solar fotovoltaica (PRODESEN)	1,051	1,770	874.2	17.9
Energía eólica adicional	135	352	173.8	9.3
Energía solar fotovoltaica adicional	227	382	188.6	17.9

Fuente: Elaboración propia.

III.2.3. Implementación de paneles solares fotovoltaicos en viviendas

III.2.3.1. Descripción

En esta medida se propone la implementación de paneles solares fotovoltaicos en los techos de las viviendas en Yucatán. La energía producida por los arreglos fotovoltaicos servirá para satisfacer la demanda de electricidad de las viviendas, y el excedente se inyectará a la red, bajo un contrato de net metering. De acuerdo con las reglas de este tipo de interconexión con la CFE, se instalará un medidor bidireccional para contabilizar los flujos desde y hacia la red. Al finalizar el año, si el balance final de estos flujos es positivo para el usuario (se inyecta a la red más energía de la que se consume de la misma), esta diferencia se paga al usuario al precio medio local en el nodo de referencia.

Se propone la instalación de paneles solares fotovoltaicos en los techos de las viviendas en Yucatán, de tal manera que la energía producida por los arreglos fotovoltaicos servirá para satisfacer la demanda de electricidad de las viviendas y el excedente se inyectará a la red, bajo un contrato de *net metering*. De acuerdo con las reglas de este tipo de interconexión con la CFE, se instalará un medidor bidireccional para contabilizar los flujos desde y hacia la red. Al finalizar el año, si el balance final de estos flujos es positivo para el usuario (se inyecta a la red más energía de la que se consume de la misma), esta diferencia se paga al usuario al precio medio local en el nodo de referencia.

III.2.3.2. Metodología

Para estimar los beneficios en reducción de consumo eléctrico, reducción de emisiones y posibles ahorros económicos, en primer lugar, fue necesario estimar la demanda de electricidad en las viviendas del Estado de Yucatán. Esto se realizó con información contenida en la Encuesta Nacional sobre Consumo de Energéticos en Viviendas Particulares (ENCEVI) 2018, elaborada por el INEGI (2019b). La ENCEVI contiene datos acerca del equipamiento en las viviendas (lámparas, televisores, refrigeradores, lavadoras, ventiladores, entre otros), así como sus características. Estas últimas dependen del tipo de equipo eléctrico, y pueden incluir potencia eléctrica, tipo, tamaño, antigüedad, tecnología, etc. Además, se incluye información relacionada con los patrones de uso de estos equipos, aunque igualmente el nivel de detalle es variable dependiendo del equipo en cuestión. Por otro lado, la encuesta recoge datos de consumo eléctrico reportado en los recibos de electricidad de la CFE (en forma de importe total, en pesos), así como la tarifa del servicio y el periodo en que se originó el consumo, con lo cual fue posible estimar kWh consumidos. Es impor-

tante remarcar que, al tratarse de una encuesta, la fiabilidad de la información está sujeta a las respuestas de los habitantes de las viviendas, por lo cual la incertidumbre puede ser alta, especialmente respecto a tiempos y periodos de uso.

III.2.3.2.1. Inventario de equipos y estimación de consumos eléctricos

La información principal de la ENCEVI sobre de las características de los equipos eléctricos y sus parámetros de consumo se describe a continuación.

- **Electrodomésticos.** Incluye: microondas, licuadora, batidora, cafetera, tostador de pan/sandwichera, parrilla/horno eléctrico, secadora de cabello, plancha para el cabello, secadora de ropa y máquina de coser. La información disponible considera horas y minutos de uso al día, y días de uso al mes.
- **Uso de equipos varios de tecnología.** Estos equipos abarcan: módem, decodificador de TV, tableta o iPad, computadora portátil, computadora de escritorio, impresora, radiograbadora o radio, estéreo, modular o microcomponente, videocasetera, DVD o Blu-ray, consolas de videojuegos, regulador de voltaje y regulador no break. La información disponible incluye horas y minutos de uso al día, y horas de uso al mes.
- **Focos y lámparas.** Por cada tipo de lámpara (LED, fluorescente o incandescente) se tiene: potencia estimada, número de focos y horas y minutos de uso al día. Se incluye una pregunta para estimar la hora de encendido y apagado del primer y último foco por la mañana y la noche.
- **Pantallas y TV.** Se muestran datos del número de televisores o pantallas por tipo de tecnología (OLED, LED, plasma y analógica), tamaño en pulgadas del equipo (cinco categorías, desde menores de 30 pulgadas a más de 60), horas y minutos de uso diario, días de uso a la semana y periodo del día en que se utiliza (se divide el día en cuatro periodos de 6 horas). Igualmente, contiene información de la antigüedad de la pantalla o TV.
- **Ventiladores.** Información del número de ventiladores por tipo (pedestal, techo, torre o pared), horas y minutos de uso diario, días de uso al año y meses estimados en que se utilizan los equipos (identificando los meses específicos de enero a diciembre).

- Aires acondicionados. Para cada tipo de equipo de aire acondicionado en las viviendas que cuentan con ellos (portátil, tipo ventana, central, cooler, minisplit, minisplit inverter), se muestran resultados de la encuesta respecto a capacidad (6 categorías, desde menos de 9000 BTU/h hasta más de 24,000 BTU/h), horas y minutos de uso diario, días totales de uso al año y meses en que se utiliza (identificando los meses específicos de enero a diciembre), así como su antigüedad.
- Refrigeradores. Se muestra información de las características de los mismos, tales como ubicación del congelador, tipo de deshielo, número de puertas, disponibilidad de despachador de hielo, capacidad (en pies cúbicos), y antigüedad del equipo.
- Lavadoras. Se cuenta con información del tipo de lavadora (manual, semiautomática, automática con tapa arriba o con puerta frontal), capacidad (en kg de ropa, 6 categorías desde menos de 6 hasta más de 20 kg), horas y minutos de uso al día, días de uso a la semana, quincena o mes, y periodo del día en que se utiliza (se divide el día en cuatro periodos de 6 horas).
- Plancha. La información corresponde a la forma de uso (con o sin vapor), horas y minutos de uso al día, días de uso a la semana, quincena o mes, y periodo del día en que se utiliza (se divide el día en cuatro periodos de 6 horas).
- Bomba de agua. Se tienen datos de la encuesta respecto a horas y minutos de uso diario, días de uso al mes y capacidad (en HP, 5 categorías, desde ¼ hasta más de 1 HP).
- Celulares. Por cada teléfono celular de la vivienda, se muestran datos de días de conexión a la red eléctrica a la semana, así como horas y minutos de conexión al día.

Para estimar la potencia de equipos en las categorías “equipos varios de tecnología” y electrodomésticos, así como de ventiladores y celulares se recurrió a valores típicos tomados de diversas fuentes, principalmente a información proporcionada por CFE, CONUEE y FIDE. En el caso de las lavadoras, la ENCEVI contiene información acerca del tiempo de uso estimado por los usuarios, así como características de las lavadoras. Para determinar el consumo eléctrico, se retomaron los resultados acerca del consumo eléctrico por ciclo del estudio de (SENER-GIZ, 2013), para lavadoras de diversos tipos (manuales, semiautomáticas y automáticas) y capacidades. Posteriormente, se estimó un tiempo por ciclo promedio, para cada tipo de lavadora, con información de estudios de la PROFECO y otras fuentes (PROFECO, 2013), (PROFECO, 2019), (Bellingham Electric, 2020). Finalmente, se estimaron consumos para cada tipo de lavadora, de acuerdo a su capacidad, en unidades de Wh/min. Con esta información fue posible aproximar el consumo eléctrico al conocer los tiempos de uso (Tabla 26).

Tabla 26: Consumo de energía de lavadoras por capacidad y tipo.

Tipo	Hasta 6 kg	Más de 6 hasta 8 kg	Más de 8 hasta 10 kg	Más de 10 hasta 14 kg	Más de 14 hasta 20 kg	Más de 20 kg
Lavadoras automáticas, puerta frontal	1.72	1.72	1.72	2.11	2.26	2.69
Lavadoras automáticas tapa arriba	1.45	1.45	1.45	1.78	1.91	2.26
Lavadoras semiautomáticas	0.72	0.72	0.72	0.88	0.84	0.84
Lavadoras manuales	1.05	1.05	1.05	1.24	1.43	1.43

Fuente: Elaboración propia con información de SENER-GIZ, 2013; PROFECO, 2013; PROFECO, 2019 y Bellingham Electric, 2020.

Para los televisores y pantallas, se asignó una potencia típica por tipo de tecnología, antigüedad del equipo y tamaño en pulgadas, de acuerdo con la información de diversas fuentes. Los valores se muestran en la Tabla 27.

Tabla 27: Potencia eléctrica de televisores y pantallas, en W, por tipo, tamaño y antigüedad.

Tamaño de la TV o pantalla y antigüedad	OLED	LED	LCD-Plasma	Analógica
Menor a 30", hasta 3 años		36.5	45	70
Menor a 30", más de 3 años		41	62	70
Entre 30 y 39", hasta 3 años		55	115	
Entre 30 y 39", más de 3 años		65	112	
Entre 40 y 49", hasta 3 años		80	170	
Entre 40 y 49", más de 3 años		94	162	
Entre 50 y 60", hasta 3 años		100	225	
Entre 50 y 60", más de 3 años		93	280	
Mayor a 60"	100	172	575	

Fuente: Elaboración propia con información de Hernández, et al., 2012; Dovetail Partners, 2019 y Energy Use Calculator, 2020.

Con la información recabada y los supuestos asumidos, se procedió a calcular el consumo eléctrico para cada vivienda de la encuesta en el estado de Yucatán. Como se ha mencionado, la naturaleza misma de la información recabada en los hogares introduce una gran incertidumbre, lo cual es patente en los resultados de la ENCEVI. De esta forma, se observaron ocasiones en donde el informante manifestó no conocer los datos solicitados, ya sea en un rubro completo, o bien, en algunos detalles relacionados. Como ejemplo puede mencionarse el tiempo de uso del electrodoméstico en cuestión, la antigüedad, potencia o tipo. Incluso asumiendo que los informantes tienen conocimiento de los equipos eléctricos en sus hogares y los patrones de uso, las respuestas en muchas ocasiones (sobre todo las relacionadas a tiempos de utilización), son estimaciones del propio usuario. En el cómputo final de la información, se siguieron diversas estrategias para solventar este problema, con la intención de lograr una estimación adecuada. Algunas de estas estrategias son las siguientes:

- Cuando la información faltante se relaciona a tiempos de uso, pero se tienen otros datos de los equipos, se asumen tiempos de uso promedio con información de otras viviendas con equipos similares.
- Si la información faltante se relaciona a alguna característica de los equipos, se asumen características que aparecen en la mayor parte de viviendas con equipos similares.
- Si la información faltante es acerca de la antigüedad del equipo en cuestión, se aplica el criterio anterior

(en casos donde la información es relevante para el cálculo del consumo eléctrico final).

III.2.3.2.2. Estimación del consumo eléctrico con datos de la facturación eléctrica

Además de la estimación realizada con el inventario de equipos eléctricos y los patrones de utilización, se llevó a cabo una estimación del consumo eléctrico empleando datos de la ENCEVI respecto a los importes pagados en el último recibo de luz en las viviendas. De esta forma, además de los importes, se tiene información del tipo de tarifa y los periodos que abarca la facturación. Estos periodos típicamente van desde el mes de octubre de 2017 hasta marzo de 2018. Conociendo el periodo de facturación, fue posible consultar los importes por cada tipo de tarifa en el mismo, y de esta forma, calcular el consumo en kWh.

Se consideró que con este procedimiento puede llevarse a cabo una mejor estimación de los consumos eléctricos, al contar con datos reales de facturación directamente relacionados al consumo, por lo cual las fuentes de incertidumbre disminuyen sensiblemente. Se tomaron en cuenta únicamente las viviendas que indicaron su importe de facturación. En los casos en que el informante no manifestó conocer su tarifa, se asumió una tarifa típica de acuerdo a la región climática y a información de otras viviendas (la tarifa más común). De igual manera, en los casos en que no se tuvieron datos del periodo de facturación, se asumió el periodo más común en el resto de viviendas (facturación mensual).

La ENCEVI (INEGI, 2019b) clasifica a las viviendas en cuatro estratos de acuerdo a su nivel socioeconómico, de la siguiente forma: bajo, medio bajo, medio alto y alto. Esta clasificación responde a criterios diversos, tales como equipamiento en las viviendas, características físicas de las mismas y características socioeconómicas de las personas que las habitan. Además, contiene información acerca del número de habitantes en cada vivienda. Por

tanto, se llevó a cabo una segmentación con estos dos criterios, con el objetivo de representar el consumo eléctrico de acuerdo al estrato socioeconómico y al número de personas en los hogares. De esta forma, se integraron los 16 segmentos representados en la Tabla 28.

Tabla 28: Segmentos de población, de acuerdo con el nivel socioeconómico y número de ocupantes en las viviendas.

Tipo	Estrato socioeconómico bajo	Estrato socioeconómico medio bajo	Estrato socioeconómico medio alto	Estrato socioeconómico alto
Viviendas de 1 a 2 personas	X	X	X	X
Viviendas de 3 a 4 personas	X	X	X	X
Viviendas de 5 a 6 personas	X	X	X	X
Viviendas de 7 o más personas	X	X	X	X

Fuente: Elaboración propia con información de la ENCEVI (2019b).

III.2.3.3. Simulación

Los resultados de la estimación del consumo eléctrico de las viviendas con los equipos y con las tarifas se compararon con el consumo reportado por CFE para el sector residencial en cada estado en el año 2018. Para esto, se estimaron las viviendas totales en el mismo año con las tasas de crecimiento entre 2015 y 2020 reportadas por el INEGI (2015, 2020c). Los consumos estimados se extrapolaron a las viviendas totales, para aproximar el consumo eléctrico total en el sector residencial. En el caso de Yucatán, la CFE reporta un consumo de 1,527.1 GWh en el año 2018; la estimación con el inventario de equipos fue de 1,097.6 GWh, con un error de 28.1%. El consumo estimado con información de las tarifas, para cada segmento de la Tabla 28 fue de 1,221.9 GWh, en cuyo caso el error calculado fue de 20%.

Puede observarse que el error en la estimación por medio del inventario de equipos y por tarifas eléctricas es de relevancia. Esto puede explicarse, en parte, como resultado de que en Yucatán se registran temperaturas elevadas la mayor parte del año, con lo cual se detecta una mayor penetración en equipos de aire acondicionado y ventilación. Además, estos equipos se utilizan con mayor frecuencia en la temporada más caliente, con lo cual se da

un aumento importante en el consumo de electricidad. Los habitantes de Yucatán refieren en la ENCEVI que utilizan los aires acondicionados la mayor parte del año, pero debido a que no hay diferenciación en las horas de uso diario por cada mes, no es posible percibir los aumentos en el consumo con claridad. Por otra parte, la información de los montos pagados por electricidad, como se ha comentado, corresponde a periodos entre octubre y marzo, que coinciden con la época de invierno, en donde puede esperarse que disminuya el uso de aires acondicionados y ventiladores, de tal forma que podrían no reflejar los patrones de consumo en temporada de calor.

De acuerdo con estas consideraciones, se utilizaron los resultados de la estimación en el consumo eléctrico por segmento utilizando información de las tarifas eléctricas como base para determinar la demanda de energía en las viviendas. Igualmente, se utilizó la información del inventario de equipos para aproximar la curva de demanda diaria y semanal por cada hora en cada segmento considerado. Como se ha descrito, existen datos de la ENCEVI que permiten tener una idea de los patrones de consumo de algunos equipos eléctricos, pero no para todos los rubros. En casos en donde esta información no estuvo disponible, se hicieron suposiciones acerca de los periodos más probables de utilización. Como ejemplo puede mencionarse las lavadoras, en donde los datos cor-

responden a horas de uso diario, frecuencia de uso semanal, quincenal o mensual, y periodo del día de utilización. En este caso, se asume que el electrodoméstico se opera los fines de semana.

Adicionalmente, se realizó un ajuste en los datos con el objetivo de aproximar la curva de demanda estacional. Esto se llevó a cabo con información del trabajo de (Maqueda-Zamora & Sánchez-Viveros, 2011), en donde se desarrollan curvas de demanda eléctrica en el sector residencial en dos periodos del año, invierno y verano, en la región peninsular (Mérida) y central. La gran mayoría de los datos actuales de gasto por consumo eléctrico de la encuesta corresponden al periodo de invierno, por lo que se recalcularon los datos en el periodo de verano, entre los meses de abril y septiembre. Con este ajuste, el consumo total de las viviendas estimado en Yucatán fue de 1,316.4 GWh, con lo que el error con respecto a datos de CFE para 2018 es de 13.8%.

Para evaluar la capacidad del sistema fotovoltaico y su producción eléctrica a lo largo del año en cada vivienda, se utilizó un software de simulación del comportamiento de sistemas de energía híbridos (HOMER, Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources, inicialmente desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de los Estados Unidos). Lo anterior se realizó para cada segmento mostrado en la Tabla 28. El software permite la modelación de diferentes configuraciones del sistema solar, con información de la demanda eléctrica, recurso solar, y las características y costos de los equipos considerados. Realiza la simulación del funcionamiento de los sistemas para un año completo, y los ordena de acuerdo con el Costo Neto Presente. Como datos de salida relevantes se pueden mencionar, para cada hora del año, la demanda eléctrica de las cargas, producción de los sistemas fotovoltaicos, y electricidad comprada a la red. De esta forma, es posible comparar sistemas de diversas capacidades, y realizar el balance entre los flujos de energía que se inyecta y se demanda de la red eléctrica.

III.2.3.3.1. Recurso renovable

Los datos de recurso solar se tomaron de la base de datos de la NASA, a través de su sitio web POWER (Prediction of Worldwide Energy Resources). Esta información se basa en modelos con datos de satélite y de observaciones medidas en superficie, cuando éstas se encuentren disponibles. Igualmente, se utilizaron datos de temperatura del aire de la misma fuente, con el objetivo de considerar

los cambios en la eficiencia de los módulos solares de acuerdo a su temperatura de operación. La información se presenta como valores promedio mensuales, y el sitio referenciado es Mérida, Yucatán (ver Tabla 29).

Tabla 29: Recurso solar y temperatura del aire en Yucatán.

Mes	Irradiación solar diaria promedio mensual sobre superficie horizontal (kWh/m ² /día)	Temperatura del aire (°C)
Enero	4.25	23.2
Febrero	4.97	24.4
Marzo	5.77	25.9
Abril	6.35	27.7
Mayo	6.31	28.9
Junio	5.87	28.4
Julio	5.9	27.8
Agosto	5.71	27.7
Septiembre	5.36	27.4
Octubre	4.78	26.5
Noviembre	4.33	25.1
Diciembre	3.98	23.6
Promedio anual	5.30	26.38

Fuente: (NASA, 2020).

III.2.3.3.2. Características de los equipos

En la Tabla 30 se muestran los parámetros técnicos relevantes del equipo a considerar. Los módulos fotovoltaicos e inversores de referencia se basan en modelos recientes, y sus características técnicas se tomaron de valores típicos reportados por los fabricantes. La vida útil de los módulos se considera de 20 años y de los inversores de 10 años.

Tabla 30: Características principales de los equipos considerados.

Módulos fotovoltaicos	Inversores	
Potencia nominal (Wp) en CD	305	Eficiencia (%) 95
Eficiencia a STC (%)	19.1	
Coefficiente de temperatura de potencia (%/°C)	-0.37	
Temperatura nominal de la celda en operación (°C)	41 ±3	

Fuente: Elaboración propia.

III.2.3.3.3. Consideraciones económicas

Los costos de los equipos se basaron en la información recopilada por el Consejo Nacional de Biogás (CNBiogás), la Asociación Mexicana de Energía Solar A.C (ASOL-MEX), la Asociación Mexicana de la Industria Fotovoltaica A.C (AMIF), la Asociación Nacional de Energía Solar A.C. (ANES), y la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, respecto a los costos de instalación de sistemas de generación distribuida en el país para finales de 2019. Esta información se obtuvo directamente con fabricantes, distribuidores y empresas desarrolladoras de estos sistemas en el país, e incluyen, además de los costos de los equipos, costos asociados a mano de obra, estructuras, materiales adicionales, margen de ganancia y costos de gestión y permisos (estos últimos, en casos en que los sistemas sean mayores a 50 kWp). El costo del medidor bidireccional considerado fue de \$1,425 pesos. Los costos se presentan desagregados por tipo, y de acuerdo a diferentes tamaños de sistemas solares. La información incluye los costos de estructuras utilizadas en instalaciones montadas en techo (GIZ, CNBiogás, ASOLMEX, AMIF & ANES, 2020).

Tabla 31: Costos de capital de los sistemas fotovoltaicos.

Tamaño del sistema Fotovoltaico (kWp)	0 – 2.5	2.5 – 5
Costo sistema de paneles (incluye módulos fotovoltaicos, estructuras de soporte, material eléctrico, mano de obra, accesorios y margen de ganancia), pesos/Wp	26.83	28.82
Costo Inversores, pesos/W	9.82	8.42

Fuente: Elaboración propia con información de GIZ, CNBiogás, ASOLMEX, AMIF & ANES, 2020.

III.2.3.3.4. Costos marginales de abatimiento

El cálculo de los costos de abatimiento considera una introducción gradual de los sistemas solares del 10% anual, para llegar al 100% en 2030, a partir de 2021. En las estimaciones se toman en consideración el capital inicial, los ahorros derivados de la electricidad que deja de consumirse de la red y que es suministrada por los sistemas fotovoltaicos y en su caso, la electricidad que es vendida a la red al término del año, en caso de que la producción solar exceda a la compra de energía de la red. El software utilizado permite la simulación de distintos tamaños de los arreglos solares, por lo que se eligieron aquellos en donde la producción total anual sea ligeramente mayor a la demanda de electricidad en la vivienda en cuestión. Se utilizaron precios medios de la electricidad en la ciudad de Mérida publicados por el INEGI (2018b) para 2018 como base para las proyecciones. Estos precios medios se presentan por niveles de consumo, por lo que a cada segmento del análisis le corresponde un precio de electricidad distinto, de acuerdo a su consumo eléctrico anual, aumentando a medida que aumenta este consumo. La proyección de los precios de la electricidad se llevó a cabo con la tasa de crecimiento de las tarifas residenciales en el periodo 2005-2016, disponibles en el sitio del Sistema de Información Energética (SIE) de SENER (2021), y se actualizaron a 2019 con los índices de precios al consumidor publicado por el INEGI. Los Precios Marginales Locales (PML) corresponden a nodos localizados en Guadalajara, proyectados al 2030 con el crecimiento esperado en los PML en el Sistema Eléctrico Nacional por el PRODESEN 2018 (CESPEDES, 2018), igualmente actualizados a 2019 con los índices de precios al consumidor. Además, se consideró un importe por el costo mínimo mensual correspondiente a las tarifas residenciales, para los casos en donde se observa una producción de los sistemas fotovoltaicos en uno o más periodos en el año suficiente para suplir la demanda eléctrica, con lo cual el costo de electricidad correspondería únicamente a este monto mínimo mensual. Se consideró una tasa de interés del 10%, y un factor de emisión eléctrico de 0.494 toneladas de CO₂ por MWh, para 2020.

III.2.3.4. Resultados

En la Tabla 32 y hasta la Tabla 35 se muestran los resultados de las estimaciones, por estrato socioeconómico y segmento asociado, en función de los habitantes en las viviendas para el estado de Yucatán. Puede advertirse que no se consideran en el análisis viviendas en el estrato socioeconómico alto con 7 o más habitantes, esto debido a que la ENCEVI registra una cantidad muy pequeña de viviendas con estas características, con lo cual se asume que no existe suficiente información para estimar el consumo eléctrico en ellas.

Tabla 32: Costos marginales de abatimiento y datos de la implementación de paneles solares en Yucatán, estrato socioeconómico bajo.

Segmento	Viviendas con 1 a 2 personas	Viviendas con 3 a 4 personas	Viviendas con 5 a 6 personas	Viviendas con 7 y más personas
Consumo promedio por vivienda tipo anual (kWh)	1,173.4	1,494.7	1,296.9	1,652.2
Capacidad del arreglo fotovoltaico propuesto (kWp)	0.915	1.22	0.915	1.22
Capacidad del inversor (kW)	1	1	1	1
Capital inicial (pesos 2019)	\$37,198	\$46,646	\$37,198	\$46,646
Producción del sistema Fotovoltaico en CA (kWh/año)	1,428	1,902	1,428	1,902
Energía comprada a CFE anual (kWh/año)	685	854	719	958
Energía vendida a CFE anual (kWh/año)	942	1,262	851	1,206
Energía neta vendida al final del año (kWh/año)	257	409	133	248
Viviendas totales acumuladas beneficiadas al 2030	56,641	98,855	74,840	
Emisiones totales evitadas acumuladas a 2030, tCO _{2e}	39,956.4	92,883	52,794.53	19,833.8.7
Potencial de reducción de emisiones a 2030, tCO _{2e}	5,015.3	11,659.4	6,626.7	2,489.9
Costo de mitigación a 2030, pesos 2019/tCO _{2e}	7,262	6,664	7,265	6,670

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 33: Costos marginales de abatimiento y datos de la implementación de paneles solares en Yucatán, estrato socioeconómico medio bajo.

Segmento	Viviendas con 1 a 2 personas	Viviendas con 3 a 4 personas	Viviendas con 5 a 6 personas	Viviendas con 7 y más personas
Consumo promedio por vivienda tipo anual (kWh)	1,705	2,252.2	2,454	2,886
Capacidad del arreglo fotovoltaico propuesto (kWp)	1.22	1.52	1.83	2.135
Capacidad del inversor (kW)	1	1.1	1.1	1.5
Capital inicial (pesos 2019)	\$46,646	\$56,897	\$66,344	\$79,000
Producción del sistema Fotovoltaico en CA (kWh/año)	1,902	2,350	2,685	3,274
Energía comprada a CFE anual (kWh/año)	1,232	1,619	1,724	1,893
Energía vendida a CFE anual (kWh/año)	1,429	1,716	1,956	2,280

Segmento	Viviendas con 1 a 2 personas	Viviendas con 3 a 4 personas	Viviendas con 5 a 6 personas	Viviendas con 7 y más personas
Energía neta vendida al final del año (kWh/año)	197	98	232	387
Viviendas totales acumuladas beneficiadas al 2030	82,538	179,430	85,395	25,906
Emisiones totales evitadas acumuladas a 2030, tCO _{2e}	77,551.7	208,300.3	113,267.1	41,899.2
Potencial de reducción de emisiones a 2030, tCO _{2e}	9,734.8	26,146	14,218	5,258.4
Costo de mitigación a 2030, pesos 2019/tCO _{2e}	6,668	6,373	6,369	5,927

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 34: Costos marginales de abatimiento y datos de la implementación de paneles solares en Yucatán, estrato socioeconómico medio alto.

Segmento	Viviendas con 1 a 2 personas	Viviendas con 3 a 4 personas	Viviendas con 5 a 6 personas	Viviendas con 7 y más personas
Consumo promedio por vivienda tipo anual (kWh)	1,901.3	2,847.9	3,549	2,982.9
Capacidad del arreglo fotovoltaico propuesto (kWp)	1.52	2.135	2.44	2.135
Capacidad del inversor (kW)	1.1	1.5	2	1.5
Capital inicial (pesos 2019)	\$56,897	\$79,000	\$92,456	\$79,000
Producción del sistema Fotovoltaico en CA (kWh/año)	2,350	3,274	3,803	3,274
Energía comprada a CFE anual (kWh/año)	1,362	2,070	2,658	1,465
Energía vendida a CFE anual (kWh/año)	1,810	2,497	2,913	1,757
Energía neta vendida al final del año (kWh/año)	448	427	255	292
Viviendas totales acumuladas beneficiadas al 2030	47,975	65,245	28,785	2,878
Emisiones totales evitadas acumuladas a 2030, tCO _{2e}	55,694.2	105,524.4	54,077.9	4,654.8
Potencial de reducción de emisiones a 2030, tCO _{2e}	6,991.4	13,245.3	6,789.2	583.4
Costo de mitigación a 2030, pesos 2019/tCO _{2e}	6,504	5,949	5,692	5,864

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 35: Costos marginales de abatimiento y datos de la implementación de paneles solares en Yucatán, estrato socioeconómico alto.

Segmento	Viviendas con 1 a 2 personas	Viviendas con 3 a 4 personas	Viviendas con 5 a 6 personas	Viviendas con 7 y más personas
Consumo promedio por vivienda tipo anual (kWh)	2,513.5	3,384.3	4,556.3	
Capacidad del arreglo fotovoltaico propuesto (kWp)	1.83	2.44	3.05	
Capacidad del inversor (kW)	1.1	2	2.5	
Capital inicial (pesos 2019)	\$66,344	\$92,456	\$115,362	
Producción del sistema Fotovoltaico en CA (kWh/año)	2,685	3,803	4,754	
Energía comprada a CFE anual (kWh/año)	1,853	2,320	3,518	
Energía vendida a CFE anual (kWh/año)	2,023	2,740	3,716	
Energía neta vendida al final del año (kWh/año)	170	420	198	
Viviendas totales acumuladas beneficiadas al 2030	28,785	37,420	11,514	
Emisiones totales evitadas acumuladas a 2030, tCO _{2e}	38,180.1	70,300.3	27,040.4	
Potencial de reducción de emisiones a 2030, tCO _{2e}	4,793.3	8,824	3,395.2	
Costo de mitigación a 2030, pesos 2019/tCO _{2e}	6,329	5,773	5,399	

Fuente: Elaboración propia.

Para este caso, se agruparon los costos para cada una de las opciones de mitigación, por lo que el costo marginal de abatimiento se calculó en 97.2 Dólares por tCO_{2e}, con un potencial de reducción de emisiones de 1,002.0 GgCO_{2e} a 2030.

III.2.4. Implementación de calentadores de agua solares y/o calentadores de paso eficientes

III.2.4.1. Descripción

En esta medida se analizan opciones de mitigación en el sector residencial por medio de intervenciones relacionadas al suministro de agua caliente en los hogares. En estas intervenciones se consideran diversas opciones, la mayoría de las cuales incluyen la participación de calentadores de agua solares. Específicamente, se investigaron los beneficios en reducción de consumo de gas LP y emisiones asociadas bajo tres escenarios: la adición de calen-

tadores solares a los calentadores a gas LP ya existentes (los cuales pueden ser de depósito, de rápida recuperación o instantáneos de paso), la sustitución de los calentadores existentes por calentadores nuevos de tipo instantáneo de paso, y por último, la sustitución de calentadores por un sistema de calentamiento de agua solar, con respaldo de calentadores de paso. En esta última opción, se partió del supuesto de que todo el sistema es nuevo.

III.2.4.2. Metodología

Como primer paso, se identificaron las características de las viviendas en Yucatán respecto al calentamiento de agua. Para ello, se utilizaron los resultados de la Encuesta Nacional sobre Consumo de Energéticos en Viviendas Particulares (ENCEVI) 2018, elaborada por el INEGI (2019b). De acuerdo a la ENCEVI, en Yucatán, el 64.3% de los hogares utilizan gas en cilindro o estacionario (gas LP) como combustible principal para cocinar o preparar alimentos, seguido de la leña, con 29.9%. no se reporta uso de gas natural. Por tanto, el análisis se centra en las viviendas que cuentan con calentadores de

agua que funcionan con gas LP. Con información de la ENCEVI, se estimó información de relevancia acerca del equipamiento para calentar agua en las viviendas y los patrones de uso. Esta información incluye:

- Viviendas que utilizan gas estacionario o en cilindro.
- Viviendas que tienen algún tipo de calentador a gas (de depósito, de rápida recuperación o de paso).
- Antigüedad de los calentadores de agua, por tipo.
- Días de uso al año del calentador.

Para estimar el consumo de los calentadores a gas en las viviendas, así como para evaluar los beneficios en la reducción de este consumo con la implementación de calentadores solares y/o calentadores de paso eficientes se utilizó el software RETScreen 4, desarrollado por el Ministerio de Recursos Naturales de Canadá (Natural Resources Canada, 2018). El software considera diversos datos de entrada como recurso solar, expresado como irradiación solar promedio diaria para cada mes del año, demanda de agua caliente, características de los calentadores solares y eficiencias de los sistemas convencionales. Los principales parámetros y supuestos considerados son:

- 1. Demanda de agua caliente.** Se consideró una demanda de agua caliente de 180 litros al día para una vivienda típica de 4 ocupantes. Esto corresponde a 30% de la demanda diaria de agua potable (de 150 litros por persona). Este dato se tomó de la norma ambiental NADF-008-AMBT-2017 de la Ciudad de México, referente al aprovechamiento de la energía solar para el calentamiento de agua en una variedad de edificaciones y establecimientos (Gobierno de la Ciudad de México, 2018).
- 2. Temperatura de entrada y salida del agua.** La temperatura de salida del agua se fijó en 45°C, de acuerdo a la Norma Oficial Mexicana NOM-027-ENER/SCFI-2018, “Rendimiento térmico, ahorro de gas y requisitos de seguridad de los calentadores de agua solares y de los calentadores de agua solares con respaldo de un calentador de agua que utiliza como combustible gas LP o gas natural. Especificaciones, métodos de prueba y etiquetado” (CCNNPURRE y CCONNSE, 2018). La temperatura de entrada se estimó con el modelo, de acuerdo a las condiciones de temperatura promedio en la ciudad de Mérida. La temperatura de entrada entonces se considera entre 25.3 y 27.3 °C.
- 3. Eficiencia de los calentadores instalados y eficiencia de calentadores nuevos.** La eficiencia de los calentadores a gas LP propuestos se determinó de acuerdo con la NOM-003-ENER-2011 (CCNNPURRE, 2011). Se asumió

que a los calentadores existentes se les da poco o nulo mantenimiento, y que los nuevos equipos propuestos implican un mantenimiento básico de al menos dos veces al año, y un mantenimiento mayor pasando los cinco años de uso. En el caso de los calentadores ya instalados en las viviendas, no se tienen datos de la eficiencia, por lo que fue necesario estimarla. Para ello, se consideró una eficiencia base de acuerdo con el tipo y antigüedad de los calentadores, y una disminución de la eficiencia en función del tiempo de uso y las características del agua de alimentación. Con datos de la ENCEVI, se clasificaron los calentadores existentes de acuerdo a su antigüedad, como calentadores de entre 0 y 6 años, calentadores de entre 7 a 17 años, entre 18 y 22 años, y calentadores de más de 22 años. La clasificación se realizó para cada tipo de calentador a gas. Posteriormente, se estableció una eficiencia base para cada tipo de calentador, de acuerdo con su antigüedad. Esta eficiencia de base se estimó a partir de la eficiencia que cada tipo de calentador debería de alcanzar, estando en condiciones de equipos nuevos, de acuerdo con la Norma Oficial vigente al momento de la compra. Para calentadores mayores a 22 años, la Norma aplicable es la NOM-022-SCFI-1993 (Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, 1993), que establece una eficiencia mínima de 65% para calentadores de depósito y calentadores instantáneos de paso. Para calentadores entre 18 y 22 años de antigüedad, la Norma aplicable es NOM-003-ENER-1995 (CCNNPURRE, 1995), en donde se establece que la eficiencia de calentadores de depósito e instantáneos de paso debe ser de al menos 70%. Para calentadores cuya antigüedad se encuentran entre 7 y 17 años, la Norma aplicable es NOM-003-ENER-2000. Esta Norma indica que la eficiencia debe estar entre 72 y 74%, para calentadores de depósito, instantáneos de paso y de rápida recuperación (la eficiencia base considerada es de 72%). Finalmente, para calentadores entre 0 a 6 años de antigüedad, la norma aplicable es NOM-003-ENER-2011, en donde la eficiencia para los calentadores de depósito debe estar entre 76 y 82% (la eficiencia base se consideró en 79%), la eficiencia mínima para calentadores de rápida recuperación debe ser de 82%, y de 84% para los calentadores instantáneos de paso. Por último, se consideró que la eficiencia base de los calentadores sufre una disminución de acuerdo con el tiempo de uso, y a las características del agua potable disponible en el estado. Para ello, se utilizaron los resultados del estudio de Paul et al. (2009), en el que se desarrollaron ecuaciones para estimar la eficiencia final de calentadores de agua de depósito a gas, instantáneo a gas y eléctrico de depósito, en función de la dureza del agua de alimentación y el tiempo de uso. El valor de la dureza del agua utilizado correspondió a 400 mg/l de CaCO₃ eq. (Medina-Escobedo, et al., 2002). Se consideró que los calentadores de rápida recuperación tienen una disminución en su eficiencia similar a los calentadores

de depósito. En la Tabla 36 se muestran las eficiencias finales consideradas en el análisis.

Tabla 36: Eficiencia estimada de los calentadores existentes, en porcentaje.

Antigüedad del calentador (años)	Depósito	Rápida recuperación	De paso
0 a 6	75.4	78.4	71.6
7 a 17	57.6	57.6	45
18 a 22	46.1		
mayor de 22			

Fuente: Elaboración propia.

Los colectores solares planos propuestos son unidades con un área de captación de 2 m² y capacidad de almacenamiento de 150 litros de agua caliente. Estos colectores son similares a los utilizados en el Programa para la Promoción de Calentadores Solares en México (PROCALSOL), de la CONUEE (2007). Los datos de recurso renovable se muestran en la Tabla 29 de la sección de implementación de paneles fotovoltaicos en las viviendas.

Con el uso del software y los datos considerados, se estimó el consumo de gas LP de los calentadores existentes en las viviendas, así como las reducciones en este consumo por la implementación de medidas descritas, las cuales son:

- Adición de calentadores solares a calentadores ya existentes. Esta medida contempla la utilización de calentadores de agua solares, funcionando en paralelo con calentadores convencionales, que pueden ser de tipo depósito o bien, instantáneos de paso o de rápida recuperación. Es decir, el sistema de calentamiento de agua convencional que tienen actualmente los usuarios será utilizado como respaldo del sistema solar.
- Cambio de calentador actual por calentador de paso eficiente. En esta opción de mitigación, los calentadores existentes se reemplazan por calentadores instantáneos de paso. La Norma NOM-003-ENER-2011 establece que estos calentadores deben tener una eficiencia mínima de 84%, lo cual representa la eficiencia más alta de los tres tipos de calentadores estudiados. Los calentadores considerados tienen una capacidad de 7 litros, adecuados para un servicio.

- Cambio de calentador actual por calentador nuevo de paso más calentador solar. En esta medida se considera la sustitución de los equipos existentes por sistemas de calentamiento solar formados por un calentador solar y un calentador instantáneo de paso, que será utilizado como respaldo.

III.2.4.2.1. Evaluación económica

Los costos de capital de los colectores solares se estimaron en \$12,471 pesos, más \$2,079 pesos de instalación y accesorios, lo cual da un total de \$14,550 pesos. El costo del colector se estimó de acuerdo con costos de colectores solares disponibles en diversas casas comerciales, considerando un valor en la parte superior del rango de precios encontrado, con lo cual se supone una buena calidad de la unidad. Los costos de operación y mantenimiento considerados al año 5 fueron de \$831 pesos por sistema. En el caso del cambio del calentador actual por un calentador de paso eficiente, se consideró un costo de este último de \$4,470 pesos, lo cual incluye instalación y accesorios (mangueras, válvulas). Los costos de mantenimiento considerados fueron igualmente de \$831 pesos. Finalmente, para la sustitución de los calentadores existentes por un sistema formado por un colector solar con respaldo de calentador a gas instantáneo de paso eficiente, el costo de inversión inicial es de \$19,019 pesos (\$15,174 pesos del calentador solar y el calentador instantáneo, más \$3,847 pesos de instalación, mano de obra y materiales necesarios). Se consideró un costo de mantenimiento mayor al año 5 de \$1,660 pesos. Los costos de capital se obtuvieron de casas comerciales que tienen a la venta este tipo de equipos, ajustados a precios de 2019. Los costos de instalación, operación y mantenimiento se consideraron de acuerdo a consultas con técnicos del ramo.

Se llevó a cabo una evaluación económica de cada uno de los sistemas propuestos, considerando los costos de capital inicial, costos de mantenimiento y ahorros esperados por la disminución en el consumo de gas. Para esto se calcularon indicadores como el Valor Presente Neto, Tasa Interna de Retorno y periodo de recuperación de la inversión. El horizonte de evaluación fue de 10 años, con una tasa de interés de 10%. Los precios del gas LP se proyectaron con el crecimiento en el periodo 2016–2020 en Yucatán, actualizados al 2019 con los índices de precios al consumidor publicado por el INEGI. Se utilizó un factor de emisión para la combustión del gas LP de 3 kg CO₂/kg gas LP (INECC-IMP, 2014). Posteriormente, de acuerdo con la evaluación económica y la estimación de los ahorros en consumo de combustible y emisiones asociadas, se eligieron aquellos sistemas que se juzgaron ofrecen la mejor relación costo/beneficio.

III.2.4.3. Resultados

En la Tabla 37 se muestran las mejores opciones consideradas para Yucatán, así como los ahorros estimados en combustible y las emisiones evitadas por vivienda con

respecto al escenario de referencia, de acuerdo al tipo de calentador existente y su antigüedad.

Tabla 37: Medidas de reducción de emisiones y ahorro energético en el calentamiento de agua para Yucatán.

Tipo de calentador	Mejor opción elegida	Ahorro por vivienda, kg gas LP/año	Emisiones evitadas por vivienda, kgCO ₂ /año
Almacenamiento 0–6 años	Adición de calentador solar al calentador existente	69.7	209.1
Almacenamiento 7–17 años	Adición de calentador solar al calentador existente	87.9	263.7
Almacenamiento 18–22 años	Cambio por calentador de paso nuevo	4.2	12.6
Rápida recuperación 0–6 años	Adición de calentador solar al calentador existente	65.3	195.9
Rápida recuperación 7–17 años	Adición de calentador solar al calentador existente	87.9	263.7
Instantáneo de paso 0–6 años	Adición de calentador solar al calentador existente	70.7	212.1
Instantáneo de paso 7–17 años	Adición de calentador solar al calentador existente	113.2	339.6

Fuente: Elaboración propia.

III.2.4.3.1. Costos marginales de abatimiento

Con los resultados de la Tabla 37 y datos de la ENCEVI se calcularon los costos marginales de abatimiento. Se considera una implementación gradual a partir de 2021, del 10% anual, hasta llegar al 100% en 2030. Para determinar los hogares potenciales que podrían beneficiarse con cada medida, se consideró información acerca de

los calentadores actuales existentes, las características de las viviendas (solo se toman en cuenta aquellas clasificadas como casa única del terreno o casa que comparte terreno con otras, asumiendo que cuentan con espacio suficiente para los equipos) y proyecciones de población y vivienda en el estado, realizadas con datos de crecimiento históricos. En la Tabla 38 se muestran estos resultados.

Tabla 38: Costos marginales de abatimiento y datos de las medidas de reducción de emisiones para Yucatán.

Medida	Viviendas totales beneficiadas 2030	Emisiones totales evitadas a 2030, tCO _{2e}	Potencial de reducción de emisiones a 2030, tCO _{2e}
Adición de calentador solar al calentador de depósito de entre 0-6 años existente	60,448	12,640	1,586.4
Adición de calentador solar al calentador de depósito de entre 7-17 años existente	16,311	4,301	539.8
Cambio de calentadores existentes de 18-22 años por calentador de paso nuevo	959	12.1	1.51
Adición de calentador solar al calentador de rápida recuperación de entre 0-6 años existente	4,797	939.7	117.9
Adición de calentador solar al calentador de rápida recuperación de entre 7-17 años existente	2,878	758.9	95.2
Adición de calentador solar al calentador instantáneo de paso de entre 0-6 años existente	5,757	1,221.1	153.1
Adición de calentador solar al calentador instantáneo de paso de entre 7-17 años existente	959	325.7	40.8

Fuente: Elaboración propia.

Para este caso, se agruparon los costos para cada una de las opciones de mitigación, por lo que el costo marginal de abatimiento se calculó en -34.8 Dólares por tCO_{2e}, con un potencial de reducción de emisiones de 20.2 GgCO_{2e} a 2030.

III.2.5. Sustitución de refrigeradores y aires acondicionados de más de 10 años

III.2.5.1. Descripción

En esta medida se propone la sustitución de refrigeradores y aires acondicionados de más de 10 años de antigüedad. Para esto se retomaron los datos del inventario de equipos con información de la ENCEVI, y la estimación de los consumos anuales de electricidad de estos aparatos, por cada tipo y años de uso. Se asume que los nuevos equipos son refrigeradores eficientes y aires acondicionados tipo inverter.

III.2.5.2. Metodología

Como primer paso, se estimaron los consumos de los refrigeradores y aires acondicionados en Yucatán, sigui-

endo la metodología descrita en la sección III.2.3. Como se describió en esa sección, la información de los aires acondicionados incluye tipo ((portátil, tipo ventana, central, cooler, minisplit, minisplit inverter), capacidad en BTU/h (menos de 9,000, 9,000, 12,000, 18,000, 24,000 y más de 24,000), horas y minutos de uso diario, días totales de uso al año, meses en que se utiliza y antigüedad del equipo. Para refrigeradores los datos disponibles son características físicas tales como ubicación del congelador (arriba, abajo o de forma lateral), tipo de deshielo (manual, semiautomático o automático), número de puertas (de 1 a 4 puertas), disponibilidad de despachador de hielo, capacidad en pies cúbicos (menos de 6, de 6 a 10, de 11 a 15, de 16 a 20 y más de 20) y antigüedad.

III.2.5.3. Resultados

III.2.5.3.1. Refrigeradores

Los refrigeradores son equipos que por lo general funcionan las 24 horas del día, 365 días al año. Las Normas Oficiales Mexicanas (NOM-015-ENER-2018) (CCNNPURRE, 2018), determinan el consumo de electricidad anual de los refrigeradores en el mercado, según su tipo. Para esto, es necesario determinar el volumen ajustado del

refrigerador, que a su vez está en función de parámetros físicos del mismo (volúmenes interiores) y temperaturas de operación (incluye temperaturas exteriores). El resultado aparece en la etiqueta amarilla de eficiencia adosada al refrigerador, a la vez que el consumo de electricidad anual de los refrigeradores de la misma clase de referencia, con lo cual se determina el porcentaje de reducción por comparación. La ENCEVI no recoge datos de este consumo declarado en la etiqueta, por lo que fue necesario inferirlo con los datos disponibles acerca de las características físicas y de funcionamiento del refrigerador, así como su antigüedad.

Para determinar el consumo anual de electricidad de los refrigeradores, éstos se clasificaron de acuerdo a la NOM-015-ENER-2002, (DOF, 2003), siguiendo los datos de la ENCEVI, que sí permiten llevar a cabo esta clasificación. Se consideraron los tipos más comunes en México, de acuerdo con Letscher et al. (2011). Los refrigeradores con características distintas a las presentadas son una pequeña proporción del total, y se consideraron con un consumo similar a la clase más frecuente (clase III). Las clases se muestran en la Tabla 39.

Tabla 39: Clases de refrigeradores y sus características principales.

Clase	Descripción
Clase I	Refrigerador solo, convencional y refrigerador-congelador (R/C) (1 puerta mayormente) con deshielo manual o semiautomático
Clase III	Refrigerador/congelador 2 puertas, congelador arriba deshielo automático, y refrigeradores solos con deshielo automático
Clase V	R/C, congelador parte inferior
Clase VII	Refrigerador congelador con deshielo automático y congelador montado lateralmente, con despachador de hielo
Clase XI	Refrigerador compacto menor a 6 pies cúbicos (bar)

Fuente: DOF (2003) y Letscher et al. (2011).

Posteriormente, se asignó un consumo típico para cada refrigerador, con base en su clasificación y la antigüedad del mismo. Los intervalos de antigüedad se consideraron de acuerdo a la entrada en vigor de la NOM aplicable. Para determinar este consumo, se consultaron diversas fuentes en la literatura, en donde se abordan características de este tipo de electrodomésticos y su consumo en años anteriores (ver Tabla 40).

Tabla 40: Consumo anual de refrigeradores, de acuerdo con su clase y antigüedad, en kWh/año.

	Refrigeradores de más de 20 años	Refrigeradores entre 14-19 años ³	Refrigeradores entre 5-13 años ⁴	Refrigeradores menores a 5 años ⁵
Clase I	396.2 ¹	386	337.6	325
Clase III	734 ²	561.6	430.9	389.4
Clase V	1,260 ²	900.5	622.9	605.8
Clase VII	1,260 ²	900.5	613	609.2
Clase XI	--	316.3	308.3	271.6

Fuentes: 1. (Letscher, et al., 2011), 2. (GTZ, 2009), 3. (Arroyo, et al., 2003), 4. (Letscher, et al., 2011), 5. (PROFECO, 2018).

Con los datos de la Tabla 40 se calculó el consumo energético de los refrigeradores. Se consideró que los equipos susceptibles de ser reemplazados son aquellos con más de 10 años de antigüedad. El consumo de los equipos propuestos se tomó con base en los valores de eficiencia de refrigeradores con sello FIDE. Estos refrigera-

dores se proponen de acuerdo al tamaño del refrigerador existente que reemplazan, y son en su mayoría de clase 3 (2 puertas, congelador arriba y deshielo automático), excepto para aquellos de más de 20 pies cúbicos, en donde la unidad tiene el congelador en la parte de abajo (clase V), y para refrigeradores pequeños tipo bar.

En la Tabla 41 se muestran las características de los refrigeradores propuestos y costos considerados, actualizados a 2019 con índices de precios al consumidor. Los costos se tomaron de unidades disponibles en el mercado. Se asumen costos por operación y mantenimiento al año 8 de \$1,560 pesos por unidad. Los costos marginales al 2030 asumen una penetración gradual, como en las medidas ya descritas, y una tasa de interés de 10%. El escenario de referencia considera que no se lleva a cabo ninguna acción. Las emisiones abatidas corresponden a la electricidad que deja de utilizarse por los ahorros energéticos, y también se cuantifica el efecto de la introducción de unidades con refrigerantes distintos a los que se asume, cuentan actualmente los refrigeradores.

El tipo de refrigerante, la carga inicial y las fugas de refrigerante durante la vida útil de los equipos existentes se tomaron del estudio de (GIZ, 2014). Con información del estudio, la carga inicial de refrigerante se considera en 0.1408 kg, la tasa de fugas anual es del 10% sobre la carga inicial, y el tipo de refrigerante, para unidades mayores a 20 años, se divide entre R-134a (60% de las unidades) y R-12 (restante 40%). Las unidades menores a 20 años, se asume que, contienen refrigerante R-134a. La carga de refrigerante de los refrigeradores propuestos se obtuvo de las hojas de datos de los fabricantes de los modelos (o similares). Los precios medios de la electricidad se proyectaron a 2030 con la tasa de crecimiento entre los años 2005–2016, actualizados al 2018.

Tabla 41: Costos de capital, consumo de electricidad, carga y tipo de refrigerante para refrigeradores propuestos, por tamaño.

	Capacidad del refrigerador existente				
	Refrigerador tipo bar, menos de 6 ft ³	de 6 a 10 ft ³	de 11 a 15 ft ³	de 16 a 20 ft ³	más de 20 ft ³
Características refrigeradores propuestos/capacidad	Frigobar/4 ft ³	R/C deshielo automático, congelador arriba, sin despachador/9 ft ³	R/C deshielo automático, congelador arriba, sin despachador/14 ft ³	R/C deshielo automático, congelador arriba, sin despachador/17 ft ³	R/C deshielo automático, congelador abajo, con despachador/25 ft ³
Precio (pesos 2019)	\$5,254	\$9,171	\$8,845	\$10,221	\$20,175
Consumo garantizado kWh/año	220	280	375	396	530
Tipo de refrigerante	R-600a	R-600a	R-134a	R-134a	R-600a
Carga de refrigerante, gramos	25	80	95	100	80

Fuente: Elaboración propia con base en información de (FIDE, 2018) y datos de los fabricantes.

Tabla 42: Datos de la sustitución de refrigeradores de más de 10 años en Yucatán.

	Refrigeradores menores a 6 ft ³	Refrigeradores de 6 a 10 ft ³	Refrigeradores entre 11 a 15 ft ³	Refrigeradores entre 16 a 20 ft ³	Refrigeradores de más de 20 ft ³
Viviendas totales beneficiadas al 2030	5,757	47,975	46,056	14,392	2,878
Ahorro eléctrico acumulado a 2030, MWh	546.6	10,256.6	8,484.9	2,725.8	650.4
Emisiones acumuladas evitadas a 2030, tCO_{2e}	291.1	5,261.2	4,239.6	1,418.7	331.8
Potencial de reducción de emisiones a 2030, tCO_{2e}	36.5	660.4	532.2	178	41.6

Fuente: elaboración propia.

Para este caso, se agruparon los costos para cada una de las opciones de mitigación, por lo que el costo marginal de abatimiento se calculó en 451.0 Dólares por tCO_{2e}, con un potencial de reducción de emisiones de 11.5 GgCO_{2e} a 2030.

III.2.5.3.2. Aires acondicionados

Para estimar el consumo eléctrico de los aires acondicionados existentes fue necesario estimar en primer lugar la potencia eléctrica de las unidades, para posteriormente utilizar los datos de la ENCEVI respecto a tiempos de uso. La potencia eléctrica, a su vez, puede estimarse por medio de la capacidad de enfriamiento del equipo (dato contenido en la ENCEVI) y el rendimiento energético en climatización, entendido como la relación entre la potencia frigorífica de la unidad y la energía eléctrica demandada. Este rendimiento puede expresarse como Relación de Eficiencia Energética (REE) o bien, Relación de Eficiencia Energética Estacional (REEE). La diferencia principal entre uno y otro es que la REE se calcula a plena carga, mientras que la REEE toma en cuenta cargas parciales, con lo cual se considera que representa mejor el rendimiento en condiciones reales de operación.

Se estimaron los valores de REE o REEE de los aires acondicionados en Yucatán, por medio de la capacidad frigorífica de los mismos, declarados en la ENCEVI, y la eficiencia mínima que las unidades deben de cumplir de acuerdo a la Norma Oficial vigente cuando se encontraban en condiciones de nuevos. La Norma aplicable dependerá entonces, de la capacidad y antigüedad de las unidades. Las normas aplicables, en el caso de aires de tipo ventana son la NOM-073-SCFI-1994 “Norma Oficial Mexicana, Eficiencia Energética de Acondicionadores de Aire Tipo Cuarto - Límites - Métodos de Prueba y Etiquetado”

(Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, 1994), la NOM-021-ENER/SCFI/ECOL-2000, “Eficiencia energética, requisitos de seguridad al usuario y eliminación de clorofluorocarbonos (CFC s) en acondicionadores de aire tipo cuarto. Límites, métodos de prueba y etiquetado” (CCNNPURRE, 2001), la NOM-021-ENER/SCFI-2008, “Eficiencia energética y requisitos de seguridad al usuario en acondicionadores de aire tipo cuarto. Límites, métodos de prueba y etiquetado” (CCNNPURRE, 2008) y la NOM-021-ENER/SCFI-2017, “Eficiencia energética y requisitos de seguridad al usuario en acondicionadores de aire tipo cuarto. Límites, métodos de prueba y etiquetado” (CCNNPURRE, 2017). Para los aires acondicionados tipo mini-split se utilizaron valores de rendimiento contenidos en la NOM-023-ENER-2010, “Eficiencia energética en acondicionadores de aire tipo dividido, descarga libre y sin conductos de aire. Límites, método de prueba y etiquetado” (CCNNPURRE, 2010).

Los aires acondicionados inverter propuestos tienen un REEE de 16, de acuerdo a la NOM-026-ENER-2015, “Eficiencia energética en acondicionadores de aire tipo dividido (Inverter) con flujo de refrigerante variable, descarga libre y sin ductos de aire. Límites, métodos de prueba y etiquetado” (CCNNPURRE, 2016), mientras que los valores de rendimiento de las Normas en periodos anteriores se expresan como REE. Por tanto, para hacer comparables las unidades y para poder estimar la disminución en el consumo de electricidad, se aproximaron los valores de REE como REEE equivalente, utilizando la relación $REEE = (1.12 - \sqrt{[1.2544 - 0.08*REE]})/0.04$ (Power Calculation, 2020). Los valores de REEE estimados para los aires acondicionados tipo ventana se muestran en la Tabla 43. En el caso de los aires minisplit, se consideró un valor de REEE de 9.3, para todas las capacidades y antigüedad de la unidad, de acuerdo con la NOM-023-ENER-2010.

Tabla 43: Valores de REEE (en BTU/h/We) considerados para aires acondicionados tipo ventana de acuerdo a su capacidad y antigüedad.

Capacidad de la unidad (BTU/h)	A/A entre 16 a 24 años	A/A entre 8 a 15 años	A/A hasta 7 años
Menor a 9,000	8.73	10.21	10.21
9,000	9.39	9.93	9.93
12,000	9.39	9.93	9.93
18,000	9.25	9.45	9.45
24,000	8.66	8.89	8.89
Más de 24,000	8.66	8.89	8.89

Fuente: Elaboración propia con datos de las Normas.

Al igual que en el caso de los refrigeradores, se consideró el aumento o disminución en las emisiones de GEI debido al cambio en el refrigerante utilizado en los aires propuestos, cuando aplique. Se consideró un 10% de fugas anuales, y una carga inicial de 0.75 kg para aires tipo ventana, y de 0.81, 1.05, 1.58 y 2.1 kg para aires acondicionados tipo Split de 9,000, 12,000, 18,000 y 24,000 BTU/h, respectivamente. Se asume que el 98% de los aires acondicionados mayores a 10 años y menores a 20 funcionan con R-22, y el restante 2% con R-410a (GIZ, 2014), (UNEP, 2011).

Se consideraron 2 capacidades de aires acondicionados tipo inverter para la sustitución: en primer lugar, aquel-

los con 12,000 BTU/h de capacidad, un costo a 2019 de \$8,425 pesos y una carga de 0.83 kg de R-410a; y aires acondicionados de 18,000 BTU/h, con un costo de \$11,712 pesos y carga de 1.1 kg del mismo refrigerante. Los costos de la electricidad promedio fueron los mismos utilizados que en la medida de refrigeradores, con similares consideraciones. El escenario de referencia considera que las unidades se sustituyen por otras del mismo tipo y capacidad. Los costos de estos aires acondicionados son de \$5,673 para equipos minisplit de 12,000 BTU/h y de \$7,013 para aquellos de tipo ventana de la misma capacidad.

Tabla 44: Datos de la sustitución de aires acondicionados de más de 10 años en Yucatán.

Medida	Viviendas totales beneficiadas 2030	Ahorro eléctrico acumulado a 2030, MWh	Emisiones totales evitadas a 2030, tCO _{2e}
Sustitución de aires acondicionados de más de 10 años tipo minisplit de 12,000 BTU/h	8,635	6,212.9	3,174.4
Sustitución de aires acondicionados de más de 10 años tipo ventana de 12,000 BTU/h	3,838	1,636.4	651.7

Fuente: Elaboración propia.

Para este caso, se agruparon los costos para cada una de las opciones de mitigación, por lo que el costo marginal de abatimiento se calculó en -35.1 Dólares por tCO_{2e}, con un potencial de reducción de emisiones de 3.8 GgCO_{2e} a 2030.

III.2.6. Medidas de eficiencia energética en el sector comercial

En las siguientes secciones se presentan las medidas de mitigación para el sector comercial del estado de Yucatán. El análisis de la caracterización de la demanda eléctrica detalla que dicho sector es responsable del 9.5% del con-

sumo eléctrico en Yucatán. Por lo tanto, su participación en la implementación de las medidas de mitigación de eficiencia energética y generación distribuida es clave para la reducción de actividades intensivas energéticamente y contribuir a las metas climáticas estatales para la descarbonización del sector eléctrico de Yucatán.

III.2.6.1. Sustitución de aires acondicionados en el sector comercial

Se estima que los sistemas de aire acondicionado representan el 17% del consumo eléctrico de los motores

utilizados por el sector comercial (Islas-Samperio et al., 2015). Esta medida de eficiencia energética contempla la sustitución total de los aires acondicionados en un escenario de transición a 10 años.

Se considera que un aire acondicionado promedio consume 480 mil MWh por año y presenta un potencial de ahorro entre 40% (Islas-Samperio et al., 2015). Se asumió un costo promedio de 13,143 MXN para la eliminación de fugas en sistemas de aire comprimido, una tasa media de crecimiento anual de 2.07%, una tasa de interés de 4.25% y una inflación de 4% de acuerdo con el Banco de México.

Tabla 45: Potencial de mitigación de medidas de eficiencia energética en sector comercial por sustitución de aires acondicionados.

Medida	Aires Acondicionado	Potencial de mitigación en 2030 (tCO ₂ e)	Inversión (Millones MXN)	Beneficio de Mitigación (MXN/tCO ₂ e)	Beneficio de Mitigación (MXN/tCO ₂ e)
Sustitución de Aires Acondicionado	66	33,853	0.868	3,590	-186.4

Fuente: Elaboración propia.

Al igual que las medidas de eficiencia energética propuestas para el sector industrial, el beneficio económico de estas medidas, propuestas para el sector comercial, supera ampliamente la inversión necesaria para su implementación. Además de ser medidas generadoras de empleo.

uso de 13.5 horas por día (Islas-Samperio et al., 2015). Por lo tanto, la medida de eficiencia energética contempla la sustitución total de las lámparas del sector comercial en un escenario de transición a 10 años. La tecnología propuesta contempla lámparas LED de 15W, con un potencial de ahorro entre 30% (Islas-Samperio et al., 2020).

III.2.6.2. Sustitución por focos LED en el sector comercial

Se estima que la iluminación representa el 40% del consumo eléctrico del sector comercial, representado por un

Con base a lo anterior, se estimó que 3,499,794 lámparas deberán ser sustituidas por lámparas eficientes de tecnología LED de 15W. Utilizando de manera convencional un ahorro del 60% en consumo eléctrico por iluminación con focos ahorradores LED, se calculó también el nuevo gasto energético al llevar a cabo la sustitución.

Tabla 46: Potencial de mitigación de medidas de eficiencia energética en sector comercial por sustitución de focos ahorradores LED.

Medida	Foco LED	Potencial de mitigación en 2030 (tCO ₂ e)	Inversión (Millones MXN)	Beneficio de Mitigación (MXN/tCO ₂ e)	Costo marginal de abatimiento (USD/tCO ₂ e)
Sustitución de focos LED	3,499,794	28,903	2,963	32,052	-1,664.2

Fuente: Elaboración propia.

III.2.6.3. Instalación de aparatos para control de demanda

Al igual que para el sector industrial, esta medida considera la instalación de sensores para medir la ocupación de un lugar, así como el uso de enchufes inteligentes capaces de medir el consumo de corriente, lo que permite ahorrar entre 20% (NAMA PyME, 2021) y 34% de energía eléctrica al cortar la alimentación de los aparatos que funcionan innecesariamente (Jun & Seo, 2015).

Para el cálculo del potencial de mitigación, se consideró el consumo eléctrico por iluminación del sector comercial y se asumió que hasta un 20% del consumo eléctrico de la iluminación podría ser ahorrado a partir de la implementación de la medida. Por lo tanto, se asumió un costo promedio de 266 MXN por cada MWh ahorrado a partir de la implementación de aparatos de control de demanda, una tasa media de crecimiento anual de 2.07%, una tasa de interés de 4.25%, una inflación de 4% y un costo de tarifa de 1.81 MXN por cada kWh de acuerdo con el valor indicado por CFE para el sector comercial de gran demanda con consumo de media tensión.

Tabla 47: Potencial de mitigación de medidas de eficiencia energética en sector comercial por la instalación de aparatos para control de demanda.

Medida	MWh Ahorrados	Potencial de mitigación en 2030 (tCO ₂ e)	Inversión (Millones MXN)	Beneficio de Mitigación (MXN/tCO ₂ e)	Costo marginal de abatimiento (USD/tCO ₂ e)
Aparatos para control de demanda en sector comercial	27,304	13,488	58.3	5,097	-264.6

Fuente: Elaboración propia.

III.2.6.4. Generación distribuida en edificios del sector comercial

La medida de generación distribuida considera la instalación de paneles solares de hasta 499 kW en las áreas potenciales disponibles de los edificios del sector comercial en Yucatán. Así como se estableció para el sector industrial, el potencial de GD para el sector comercial del estado de Yucatán se trata de una estimación basada únicamente en el atractivo económico de utilizar sistemas fotovoltaicos para la generación de energía eléctrica. No es un potencial técnico, ya que dentro del análisis no se considera la factibilidad técnica de instalación de los sistemas en los techos o terrenos de los usuarios potenciales ni la disponibilidad de interconexión eléctrica.

No obstante, según los datos de GD de la CRE corte junio 2020 se identificaron 76,822 usuarios del sector comercial para los cuales la tarifa de instalación de un sistema fotovoltaico resultaría atractiva. Con base en la estimación de la capacidad promedio de un sistema fotovoltaico,

es decir, 345 W por módulo, se obtuvo el potencial de generación distribuida (MW) para el sector comercial en Yucatán. Como resultado, se estimó dicho potencial total en 132 MW.

Debido a la falta de facturas de consumo eléctrico para el sector comercial, se estimó el potencial de generación distribuida por unidad identificada en dicho sector. Este ejercicio resultó en la instalación de 1.72 kW de tecnología solar fotovoltaica por cada uno de los 76,822 edificios detectados. Sin embargo, para esta acción de mitigación, se considera un escenario de transición de 10 años donde inicialmente se instalarán los paneles solares en 19,205 edificios.

Además, como supuesto de generación eléctrica se consideró un factor de planta del 25%, es decir, una generación de 5.5 horas por día. Se asumió un costo promedio de 22,540 MXN por la instalación de cada W de sistema fotovoltaico, una tasa de descuento de 8.40%, una inflación de 4% y un costo de tarifa de 0.767 MXN por cada kWh.

Tabla 48: Potencial de mitigación de generación distribuida en sector comercial.

Medida	Edificios	Potencial de mitigación en 2030 (tCO ₂ e)	Inversión (Millones MXN)	Beneficio de mitigación de Mitigación (MXN/tCO ₂ e)	Costo marginal de abatimiento (USD/tCO ₂ e)
Generación Distribuida en Sector Comercial	19,205	48,012	743	-565 ^a	29.3

a El signo negativo indica que durante los primeros 10 años del escenario, la inversión no se ha recuperado, lo cual puede suceder hacia el final del periodo de estudio 2019 – 2050.

Fuente: Elaboración propia.

III.2.7. Eficiencia energética en el sector público

En las siguientes secciones se presentan las medidas de mitigación para el sector público del estado de Yucatán. Si bien el sector público es uno de los que menos demanda eléctrica requiere, ya que solo representa el 2.78% del consumo estatal, su participación en la implementación de las medidas de mitigación tanto en eficiencia energética, generación distribuida y registro de edificios en el esquema de usuario calificado es relevante para establecer el precedente y el ejemplo en el cumplimiento de las metas climáticas estatales por parte de los otros sectores.

III.2.7.1. Sustitución de focos LED en edificios de la administración pública

Esta medida de eficiencia energética contempla la sustitución total de las luminarias públicas de vapor de sodio del ayuntamiento de Mérida por luminarias eficientes. Particularmente la medida de eficiencia energética se enfoca en la ciudad de Mérida por ser la cabecera municipal, contar con más del 50% de la población estatal, las acciones en materia de eficiencia energética y renovables especificados en su plan municipal, así como la infraestructura de edificaciones y servicios. La tecnología propuesta contempla lámparas LED T8 de 15W, con un potencial de ahorro entre 30% (Islas-Samperio et al., 2020) y 90% con respecto al luminarias convencionales (SECOVISA-SENER, 2015).

Para llevar a cabo la medición del potencial estatal con respecto a focos ahorradores LED, se utilizó como referencia la lista de edificios públicos con sus respectivas facturas de consumo eléctrico del año 2019. Además, se hizo una segmentación de los edificios públicos dependiendo de sus funciones, es decir, oficinas administrativas, escuelas y hospitales públicos. Posteriormente se realizó el agregado de consumo eléctrico anual por tipo de edificio y se calculó el gasto energético correspondiente a la iluminación para cada tipología de inmuebles. De acuerdo con Acosta et al. (2019), CONUEE (2019) y la Comisión Europea (2011), se identificó que la iluminación corresponde al 50% del consumo eléctrico en oficinas, el 30% en hospitales y el 15% en escuelas. Por lo tanto, utilizando dichos valores, se calculó el consumo eléctrico actual por el uso de luminarias en cada uno de los edificios públicos de Yucatán según su tipología.

Con base en lo anterior, se estimó que 226,011 lámparas deberán ser sustituidas por lámparas eficientes de tecnología LED de 15W. De igual forma, la medida considera el recambio de 67,803 lámparas a los 7 años. Utilizando de manera convencional un ahorro del 60% en consumo eléctrico por iluminación con focos ahorradores LED, se calculó también el nuevo gasto energético al llevar a cabo la sustitución. Los resultados de la aplicación de la medida de sustitución de focos LED en edificios de la administración pública de Mérida, se presentan a continuación.

Tabla 49: Potencial de mitigación de medidas de eficiencia energética en sector público.

Edificio Público	Número de Edificios	Potencial de mitigación en 2030 (tCO ₂ e)	Inversión (Millones MXN)	Beneficio de Mitigación (MXN/tCO ₂ e)	Costo marginal de abatimiento (USD/tCO ₂ e)
Oficinas Administrativas	557	56,976	34.7	2,712	-140.8
Escuelas Públicas	1,953	7,115	4.3	11,952	-620.6
Hospitales Públicos	123	5,699	3.5	11,952	-620.6
Total	2,633	69,790	42.5	4,487	-233.0

Fuente: Elaboración propia.

III.2.7.2. Sustitución de luminarias públicas de vapor de sodio por eficientes

Esta medida de eficiencia energética contempla la sustitución total de las luminarias públicas de vapor de sodio del ayuntamiento de Mérida por iluminarias eficientes. La tecnología propuesta contempla lámparas LED T8 de 15W, con un potencial de ahorro entre 30% (Islas-Sampeiro et al., 2020) y 90% con respecto al luminarias convencionales (SECOVISA-SENER, 2015).

Con base en el consumo de iluminación de servicios públicos, se estimó que 85,938 lámparas deberán ser sustituidas por lámparas eficientes de tecnología LED de 15W. De igual forma, la medida considera la sustitución de 8,595 lámparas por año durante un periodo de transición de 10 años. Utilizando de manera convencional un ahorro del 60% en consumo eléctrico por iluminación con luminarias ahorradoras LED, se calculó también el nuevo gasto energético al llevar a cabo la sustitución.

Tabla 50: Potencial de mitigación de medidas de eficiencia energética en sector público.

Concepto	Luminarias	Potencial de mitigación en 2030 (tCO ₂ e)	Inversión (Millones MXN)	Beneficio de Mitigación (MXN/tCO ₂ e)	Costo marginal de abatimiento (USD/tCO ₂ e)
Luminarias en Yucatán	85,938	19,100	70.3	9,774	-507.5

Fuente: Elaboración propia.

III.2.7.3. Registro de edificios de la administración pública como Usuario Calificado

Esta medida contempla la capacidad del sector público de adquirir suministro eléctrico directamente del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) mediante el registro de sus edificios ante la Comisión Reguladora de Energía (CRE) a través de un suministrador de servicios calificados (SSC) que ofrezca “tarifas verdes”, con las cuales se certifica un mayor suministro de energías limpias al consumidor. Los edificios considerados para la implementación de esta medida son aquellos que cuenten con un nivel de

demanda mayor o igual a 1 MW, así como también por medio de la unión de puntos de carga.

Para el caso de Yucatán, se utilizó como referencia la lista de edificios de la administración pública del estado con sus respectivas facturas de consumo eléctrico. Posteriormente, se realizó una diferenciación entre los edificios que tenían una demanda contratada mayor a 1 MW, así como también los edificios con un consumo anual superior a 700 MWh. Lo anterior se realizó con la intención de darle oportunidad a los edificios con alto consumo de también caer sobre el esquema de Usuario Calificado a partir de la unión de puntos de carga para las diferentes dependencias. De un total de 2,639 edificios públicos, solamente se seleccionaron 21 inmuebles para la medición

del potencial de mitigación por medio del registro de usuario calificado ante la CRE.

La medida también considera que no se requiere de una inversión económica inicial por la implementación de la acción, ya que se asume que la nueva tarifa como usuario calificado cubrirá tales costos.

Con respecto al proveedor de energía limpia, para el cálculo de esta medida se consideró una tarifa ponderada, la cual se compone en parte, por la energía adquirida por dicho proveedor, de distintas fuentes de energía limpia, y en parte por la energía adquirida a un “ejido solar” y la cual representa el 33% del valor total de la tarifa; y en términos de la cantidad de energía que este ejido puede otorgar al proveedor de energía.

El ejido solar es un mecanismo que ofrece la oportunidad de incluir a la tecnología solar fotovoltaica en un

segmento de la población, que habitualmente ha sido relegado del desarrollo económico y social, a partir de una granja solar con capacidad instalada de 499 kW, de acuerdo con el límite establecido por la legislación para ser considerado como generador exento, para descarbonizar respectivamente el consumo eléctrico. Particularmente, el beneficio del ejido solar sería bilateral puesto que los ejidatarios se verían beneficiados económicamente por medio de la venta total de la energía eléctrica generada por la granja solar, mientras que a la red eléctrica se le suministraría con fuentes renovables.

Además, para la realización del cálculo de ahorro se considera que la tarifa de Gran Demanda en Media Tensión horaria (GDMTH)¹⁷ presenta el precio de 2.51 MXN/kWh, mientras que la tarifa ponderada de usuario calificado radica en 2.4 MXN/kWh. Aunado a lo anterior, se consideraba también que ambas tarifas eléctricas presentarían un incremento anual del 4% debido a la inflación.

Tabla 51: Potencial de mitigación de medidas de usuario calificado en estado de Yucatán.

Medida	Edificios	Potencial de mitigación en 2030 (tCO ₂ e)	Ahorro (Millones MXN)	Beneficio de Mitigación (MXN/tCO ₂ e)	Costo marginal de abatimiento (USD/tCO ₂ e)
Usuario Calificado	21	4,443	117	1,226	-63.7

Fuente: Elaboración propia.

De todas las medidas propuestas para el sector público, esta medida es la única que no precisa de una inversión inicial para poder ser llevada a cabo. A pesar de que los co-beneficios de generación de empleos y ahorros para el sector pudieran no ser representativos en comparación con otras medidas propuestas, es importante destacar que esta medida evita una cantidad considerable de emisiones y puede ser aplicada en el corto plazo y reflejando sus beneficios en un periodo menor de tiempo.

III.2.7.4. Generación distribuida en edificios públicos de la administración pública

La medida de generación distribuida considera la instalación de paneles solares de hasta 499 kW en las áreas potenciales disponibles de los edificios del sector industrial en Yucatán. El potencial de GD para el estado de Yucatán se trata de una estimación basada únicamente en el atractivo económico de utilizar sistemas fotovoltaicos para la generación de energía eléctrica. No es un

potencial técnico, ya que dentro del análisis no se considera la factibilidad técnica de instalación de los sistemas en los techos o terrenos de los usuarios potenciales ni la disponibilidad de interconexión eléctrica.

No obstante, según los datos de GD de la CRE corte junio 2020 se identificaron 2,728 usuarios del sector industrial para los cuales la tarifa de instalación de un sistema fotovoltaico resultaría atractiva. Con base en la capacidad promedio de la oferta comercial de módulos fotovoltaicos (345 W/módulo) (GIZ, 2020) para se obtuvo el potencial total de capacidad instalada en generación distribuida para el sector industrial de Yucatán de 630 MW.

Debido a la falta de facturas de consumo eléctrico para el sector industrial, se estimó el potencial de generación distribuida por unidad identificada en dicho sector. Este ejercicio resultó en la instalación de 231 kW de tecnología solar fotovoltaica por cada uno de los 2,728 edificios detectados. Sin embargo, para esta acción de mitigación, se considera un escenario de transición de

¹⁷ La Tarifa GDMTH aplica para los servicios cuya demanda es mayor o igual a los 100 kW y tiene la particularidad de que el costo de energía (kWh) depende de la hora en la que ésta es consumida.

10 años donde inicialmente se instalarán los paneles solares en 682 edificios.

Además, como supuesto de generación eléctrica se consideró un factor de planta del 25%, es decir, una generación

de 5.5 horas por día. Se asumió un costo promedio de 23,055 MXN por la instalación de cada W de sistema fotovoltaico, una tasa de descuento de 8.40%, una inflación de 4% y un costo de tarifa de 0.767 MXN por cada kWh.

Tabla 52: Potencial de mitigación de medidas de generación distribuida en sector público.

Medida	Edificios	Potencial de mitigación en 2030 (tCO ₂ e)	Inversión (Millones MXN)	Beneficio de mitigación de Mitigación (MXN/tCO ₂ e)	Costo marginal de abatimiento (USD/tCO ₂ e)
Generación Distribuida en Sector Comercial	1,477	110,770	3,921	1,255	-65.2

Fuente: Elaboración propia.

III.2.8. Recuperación de calor residual para la generación de vapor en la producción de cemento

Por lo general el calor residual de los hornos de cemento se utiliza para el secado de las materias primas. Dependiendo de la humedad de las materias primas y de la tecnología de enfriamiento se puede llegar a obtener calor residual adicional de los gases del horno y del aire de escape del enfriador. Este calor puede utilizarse en el secado de otros combustibles o materiales alternativos o para la producción de vapor o energía eléctrica. Un parámetro importante es la humedad de las materias primas, que si es muy alta impide la recuperación de calor adicional, limitando la aplicación de esta alternativa. El ciclo de vapor (Ciclo Rankine) es un proceso mediante el cual los motores térmicos de vapor generan energía; el ciclo de vapor está probado y los intercambiadores de calor pueden colocarse directamente en los canales de los gases de combustión. La desventaja de este ciclo es que al disminuir los niveles de temperatura de la fuente de calor (bajas presiones de operación) se debe aumentar la dimensión de los evaporadores (aumento en el costo de inversión). La tecnología de vapor para su uso en plantas de cemento se desarrolló e implemento por primera vez en Japón y se usa predominantemente en China. Dependiendo del proceso y la tecnología del horno se pueden producir de 8 a 10 kWh/t de clinker a partir de aire residual más frío y entre 9 a 12 kWh/t de clinker de los gases del horno, siempre y cuando el contenido de humedad en la materia prima sea bajo. En total se pueden producir entre 8 a 22 kWh/t de clinker sin cambios en la operación del horno. Si la operación del horno se modifica para pro-

ducir más electricidad (gas de salida del precalentador más alto y temperatura del aire de escape del enfriador), son posibles hasta 30 kWh/t de clinker. La generación de potencia puede incrementarse adicionalmente mediante la co-combustión adicional en la caldera o mediante la modificación del sistema del horno (por ejemplo, etapas menos ciclónicas o evitando etapas superiores). Se han reportado cifras de hasta 45 kWh por toneladas de clinker. Esta puede ser una opción de mitigación en el sector cemento en México, pero depende principalmente de las condiciones locales y de la humedad de sus materias primas. A continuación, se presentan los principales parámetros utilizados para el análisis de la tecnología de recuperación de calor (Tabla 53).

Tabla 53: Parámetros utilizados en la opción de recuperación de calor.

Parámetro	
Potencial anual de reducción (kgCO ₂ /t clinker)	11
Energía eléctrica (kWh/t clinker)	-22.0*
Costos de inversión (USD/t clinker)	12.5
Costos de operaciones anuales (USD/t cemento)	-1.2

Nota: Los costos de inversión son altos para la caldera, la turbina y el generador de energía.

Fuente: (European Cement Research Academy, 2017).

En la estimación del escenario se consideró la producción de cemento de la planta existente en Mérida, cuya producción en 2020 fue de 711 mil toneladas anuales de cemento (CEMEX, 2020). Con base en esta información, se estimó una reducción anual de emisiones de 5.5 GgCO_{2e} con un costo marginal de abatimiento al 2030 de -732.1 dólares por tCO_{2e}.

III.2.9. Medidas de eficiencia térmica para la industria

Si bien, en las secciones anteriores se presentaron medidas para sectores industriales específicos, es posible la adopción de medidas de eficiencia energética (térmica y eléctrica) que son aplicables a otras industrias de distintos tamaños. Los potenciales de reducción en el consumo de energía eléctrica y térmica asociados a las medidas, así como sus costos de inversión y de operación y mantenimiento se tomaron de (CONUEE, 2018). La Tabla 54 presenta una descripción de las medidas consideradas.

Tabla 54: Medidas generales de mitigación para la industria.

Medida	Descripción	Potencial de reducción de energía	Costos de inversión (Dólares/GJ)	Costos de operación y mantenimiento (Dólares/GJ)
Aislamiento térmico	Mejora en el aislamiento de tuberías y equipos. En general, la temperatura del vapor en la mayoría de las industrias es de entre 100°C y 200°C. Por ello, es necesario instalar aislamiento térmico en los sistemas de distribución como tuberías, válvulas y accesorios, así como en equipos de intercambio de calor o proceso. El aislamiento térmico permite además una mayor seguridad, y reduce la disipación de calor desde la superficie con lo que se mejora el uso de la energía. Debido a la fragilidad de los elementos aislantes, su envejecimiento, malas prácticas o su instalación deficiente, existen oportunidades de mejora.	2.0%	0.46	0.42
Manejo de condensado	En industrias en las que se trabaja con vapor saturado, éste se introduce a intercambiadores de calor que extraen su calor latente. El vapor se condensa pero éste tiene una muy reducida capacidad de ceder calor por lo que debe de evacuarse de los equipos para que se pueda tener la mayor superficie de intercambio posible para la transferencia de calor del vapor. La falta de evacuación de vapor hace que se requieran mayores tiempos de residencia pero también que se pierda vapor vivo sin utilizarse. Por lo anterior la evacuación del condensado es primordial, el cual puede retornarse al tanque de agua de alimentación.	1.0%	0.67	0.17

Medida	Descripción	Potencial de reducción de energía	Costos de inversión (Dólares/GJ)	Costos de operación y mantenimiento (Dólares/GJ)
Ajuste de la combustión en calderas	<p>Para que se lleve a cabo la combustión dentro de las calderas, se necesita de una mezcla de combustible y de aire específica, así como el acondicionamiento del combustible para permitir su fácil encendido, a una temperatura adecuada y el tiempo necesario para que se efectúe una transferencia de calor óptima.</p> <p>A pesar de que se necesita un exceso de aire para que la reacción química se lleve a cabo, es posible minimizar el exceso de manera que se reduzcan las pérdidas de calor en los gases de combustión. Esto se puede lograr con la medición de gases de combustión y una carburación adecuada al modificar los puntos de elementos finales de control para inyección de aire y combustible. Asimismo, se puede realizar un mantenimiento mejorado para dar permanencia a los ajustes.</p>	1.0%	----	1.23
Adopción de economizadores	<p>Los gases de combustión que salen de la caldera poseen una temperatura que es proporcional a la energía contenida en ellos. Si la caldera ha sido ajustada, estos gases salen a la temperatura mínima posible. Sin embargo, si la temperatura es alta, es posible instalar equipo de recuperación de calor para calentar el agua de alimentación (economizadores) o el aire de combustión (precalentadores). Con esto se eleva la temperatura del agua o el aire, y así se requiere de menos energía en la caldera.</p>	2.0%	1.05	0.54
Recuperación del calor de purga	<p>Cuando se lleva a cabo la operación de las calderas, se necesita eliminar depósitos que se forman en la caldera, al reducir la cantidad de sólidos que se encuentran en ella. Lo anterior se logra al purgar una cantidad de agua pequeña que se encuentra en el fondo de la caldera de tubos de humo o en el domo de lodos de una caldera de tubos de agua; o en la cámara de vapor de una caldera de tubos de humo o en el domo de vapor de una caldera de tubos de agua. Existen dispositivos para recuperar el calor de la purga, como intercambiadores de calor en donde se cede parte del calor de la purga al agua de alimentación, o tanques flash en los que se evapora el agua de la purga utilizándose para algún uso de baja presión.</p>	0.5%	0.17	0.42
Quemadores de alta eficiencia	<p>Los quemadores en las calderas pueden operar en diferentes regímenes de carga, con un límite de turndown, que se refiere a la relación entre el régimen máximo y mínimo de combustión reducido.</p>	5.0%	0.32	----

Fuente: (CONUEE, 2018).

La información de la Tabla 54 se utilizó para estimar las reducciones en el consumo de combustibles y de energía eléctrica, los cuales se obtuvieron de (SENER, 2021) para el Estado de Yucatán. Los costos utilizados se ajustaron a precios de 2019, y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero se estimó a partir del combustible

no quemado y de la reducción en el consumo de energía eléctrica proveniente de la red eléctrica. La Tabla 55 presenta los resultados obtenidos de potencial de mitigación de gases de efecto invernadero para 2030, así como los costos marginales de abatimiento de gases de efecto invernadero para ese año.

Tabla 55: Potencial de mitigación y costos de las medidas para la industria.

Medida	Potencial de mitigación anual en 2030 (GgCO ₂ e)	Costos marginales de abatimiento en 2030 (Dólares/tCO ₂ e)
Aislamiento térmico	38.8	-42.8
Manejo de condensado	19.4	-45.3
Ajuste de la combustión en calderas	19.4	-34.1
Adopción de economizadores	38.8	-40.9
Recuperación del calor de purga	9.7	-43.1
Quemadores de alta eficiencia	96.9	-44.4

Fuente: Elaboración propia.

III.2.10. Medidas de eficiencia eléctrica para la industria

En las siguientes secciones se presentan las medidas de mitigación para el sector industrial del estado de Yucatán. A pesar de que el sector industrial de Yucatán demanda y consume la mayor cantidad de energía del estado con un consumo de 1,819 GWh en 2019, la realidad es que el consumo eléctrico industrial es localizado en muy pocos usuarios y centros de carga. Por lo tanto, las siguientes medidas representan el promedio de las diferentes escalas que podrían presentarse e implementarse por los diferentes usuarios del sector industrial.

Sustitución de motores eléctricos

Alrededor del 70% de la electricidad que se consume en el sector industrial corresponde al uso de motores eléctricos (De Almeida & Fong, 2011). La medida considera que un motor convencional consume un promedio anual de 46 MWh, y su sustitución por uno más eficiente permitirá un ahorro del 20% del consumo eléctrico por unidad (Islas-Samperio et al., 2020).

La medida considera el incremento de la demanda del consumo eléctrico del sector industrial y el consecuente incremento de motores operando. Aunado a lo anterior, se asumió un costo promedio de motor industrial de 41,028 MXN, una tasa media de crecimiento anual de 2.07%, una tasa de interés de 4.25% y una inflación de 4% (BANXICO, 2021).

Tabla 56: Potencial de mitigación de medidas de eficiencia energética en sector industrial por sustitución de motores eficientes.

Medida	Motores	Potencial de mitigación en 2030 años (GgCO ₂ e)	Ahorro (Millones MXN)	Beneficio de Mitigación (MXN/tCO ₂ e)	Costo marginal de abatimiento (USD/tCO ₂ e)
Sustitución de motores	13,566	62.7	333	2,199	-114.2

Fuente: Elaboración propia.

III.2.10.1. Implementación de variadores de velocidad ajustables (ASD)

Los ASD se utilizan como método para controlar el uso de la energía y la salida de potencia mecánica, ajustando la velocidad de los motores eléctricos para que el motor pueda funcionar a la velocidad más eficiente según el tamaño del motor y su uso final (Kent, 2018). La medida considera la instalación de variadores de velocidad ajustables (ASD) en motores eléctricos para mejorar la eficiencia operativa. Dicha acción permite un incremento

del 20% adicional en el ahorro por consumo eléctrico del motor (Islas-Samperio et al., 2020).

Además, la medida considera el incremento de la demanda del consumo eléctrico del sector industrial y el consecuente incremento de motores operando, así como sus respectivos ASD. Aunado a lo anterior, se asumió un costo promedio ASD de 62,852 MXN, una tasa media de crecimiento anual de 2.07%, una tasa de interés de 4.25% y una inflación de 4% (BANXICO, 2021).

Tabla 57: Potencial de mitigación de medidas de eficiencia energética en sector industrial por implementación de ASD.

Medida	ASD	Potencial de mitigación en 2030 (GgCO ₂ e)	Inversión (Millones MXN)	Beneficio de Mitigación (MXN/tCO ₂ e)	Costo marginal de abatimiento (USD/tCO ₂ e)
Implementación de ASD	13,566	62.7	855	1,345	-69.8

Fuente: Elaboración propia.

III.2.10.2. Sustitución e instalación de refrigeradores eficientes

Los refrigeradores industriales son responsables del consumo del 5% de la electricidad en el sector industrial, con un consumo promedio anual de 995 MWh por unidad (FSTC, 2004). No obstante, la sustitución del refrigerador por uno más eficiente permitirá un ahorro del 25% del consumo eléctrico por equipo de refrigeración (Islas-Samperio et al., 2020).

La medida considera el incremento de la demanda del consumo eléctrico del sector industrial y el consecuente incremento de refrigeradores operando. Aunado a lo anterior, se asumió un costo promedio de refrigerador industrial de 16,798 MXN, una tasa media de crecimiento anual de 2.07%, una tasa de interés de 4.25% y una inflación de 4%. La Tabla 58 presenta los resultados obtenidos.

Tabla 58: Potencial de mitigación de medidas de eficiencia energética en sector industrial por sustitución de refrigeradores eficientes.

Medida	Refrigeradores	Potencial de mitigación en 2030 (GgCO ₂ e)	Inversión (Millones MXN)	Beneficio de Mitigación (MXN/tCO ₂ e)	Costo marginal de abatimiento (USD/tCO ₂ e)
Sustitución de refrigerador eficiente	45	5.5	0.7	3,438	-178.5

Fuente: Elaboración propia.

III.2.10.3. Eliminación de fugas en aire comprimido

En promedio, cerca del 18% de la energía eléctrica consumida por un motor eléctrico se debe a la operación de sistemas de aire comprimido (DOE, 2002). Sin embargo, la eliminación de fugas en tales sistemas podría promover un ahorro energético del 20% (Islas-Samperio et al., 2020).

Esta medida de mitigación considera el incremento de la demanda del consumo eléctrico del sector industrial y el consecuente incremento de motores operando, así como la respectiva presencia de potenciales de fugas en sistemas de aire comprimido. Por lo tanto, para la model-

ación de la medida de mitigación se asumió un consumo eléctrico promedio anual por sistema de aire comprimido de 114 MWh y un costo promedio de 4,924 MXN para la eliminación de fugas en sistemas de aire comprimido (Islas-Samperio et al., 2020). Además, se consideró como supuesto una tasa media de crecimiento anual de 2.07%, una tasa de interés de 4.25% y una inflación de 4%.

Además, la implementación de la medida considera un periodo de transición de 10 años, de tal forma que 930 sistemas de aire comprimido serán revisados y recibirán el mantenimiento necesario para la eliminación de fugas y mejorar la eficiencia energética de los sistemas.

Tabla 59: Potencial de mitigación de medidas de eficiencia energética en sector industrial por eliminación de fugas en aire comprimido.

Medida	Sistemas de Aire Comprimido	Potencial de mitigación en 2030 (tCO ₂ e)	Inversión (Millones MXN)	Beneficio de Mitigación (MXN/tCO ₂ e)	Costo marginal de abatimiento (USD/tCO ₂ e)
Eliminación de fugas en aire comprimido	930	10.5	4.6	3,390	-176.0

Fuente: Elaboración propia.

III.2.10.4. Instalación de aparatos para control de demanda en edificaciones industriales

Esta medida considera la instalación de sensores para medir la ocupación de un lugar, así como el uso de enchufes inteligentes capaces de medir el consumo de corriente, lo que permite ahorrar entre 20% (NAMA PyME, 2021) y 34% de energía eléctrica al cortar la alimentación de los aparatos que funcionan innecesariamente (Jun & Seo, 2015).

Para el cálculo del potencial de mitigación, se consideró el consumo eléctrico por iluminación del sector industrial y se asumió que hasta un 20% del consumo eléctrico de la iluminación podría ser ahorrado a partir de la implementación de la medida. Por lo tanto, se asumió un costo promedio de 262 MXN por cada MWh ahorrado a partir de la implementación de aparatos de control de demanda, una tasa media de crecimiento anual de 2.07%, una tasa de interés de 4.25%, una inflación de 4% y un costo de tarifa de 1.81 MXN por cada kWh. La Tabla 60 presenta los resultados.

Tabla 60: Potencial de mitigación de medidas de eficiencia energética en sector industrial por implementación de aparatos para control de demanda.

Medida	MWh Ahorrados	Potencial de mitigación en 2030 (GgCO ₂ e)	Inversión (Millones MXN)	Beneficio de Mitigación (MXN/tCO ₂ e)	Costo marginal de abatimiento (USD/tCO ₂ e)
Aparatos para control de demanda en sector industrial	13,970	6.9	470.0	2,056	-106.7

Fuente: Elaboración propia.

III.2.10.5. Instalación de focos eficientes LED en el sector industrial

Se estima que los sistemas de iluminación representan el 9% del consumo eléctrico del sector industrial con un uso medio de 15 horas/día (CONUEE, 2010). Esta medida de eficiencia energética contempla la sustitución total de las lámparas del sector industrial en un escenario de transición a 10 años. La tecnología propuesta contempla lámparas LED de 15 W, con un potencial de ahorro entre 30% (Islas-Samperio et al., 2020).

Con base a lo anterior, se estimó que 3,756,255 lámparas deberán ser sustituidas por lámparas eficientes de tecnología LED de 15W. Utilizando de manera convencional un ahorro del 60% en consumo eléctrico por iluminación con focos ahorradores LED, se calculó también el nuevo gasto energético al llevar a cabo la sustitución. La Tabla 61 presenta los resultados.

Tabla 61: Potencial de mitigación de medidas de eficiencia energética en sector industrial por sustitución de focos LED.

Medida	Foco LED	Potencial de mitigación en 2030 (GgCO ₂ e)	Inversión (Millones MXN)	Beneficio de Mitigación (MXN/tCO ₂ e)	Costo marginal de abatimiento (USD/tCO ₂ e)
Sustitución de focos LED	3,756,255	31.0	3,073	32,052	-1,664.2

Fuente: Elaboración propia.

III.2.10.6. Generación distribuida en edificios del sector industrial

La medida de generación distribuida considera la instalación de paneles solares de hasta 499 kW en las áreas potenciales disponibles de los edificios del sector industrial en Yucatán. El potencial de GD para el estado de Yucatán se trata de una estimación basada únicamente en el atractivo económico de utilizar sistemas fotovoltaicos para la generación de energía eléctrica. No es un potencial técnico, ya que dentro del análisis no se considera la factibilidad técnica de instalación de los sistemas en los techos o terrenos de los usuarios potenciales ni la disponibilidad de interconexión eléctrica.

No obstante, según los datos de GD de la CRE corte junio 2020 se identificaron 2,728 usuarios del sector industrial para los cuales la tarifa de instalación de un sistema fotovoltaico resultaría atractiva. Con base en la capacidad promedio de la oferta comercial de módulos fotovoltaicos

(345 W/módulo) (GIZ, 2020) para se obtuvo el potencial total de capacidad instalada en generación distribuida para el sector industrial de Yucatán de 630 MW.

Debido a la falta de facturas de consumo eléctrico para el sector industrial, se estimó el potencial de generación distribuida por unidad identificada en dicho sector. Este ejercicio resultó en la instalación de 231 kW de tecnología solar fotovoltaica por cada uno de los 2,728 edificios detectados. Sin embargo, para esta acción de mitigación, se considera un escenario de transición de 10 años donde inicialmente se instalarán los paneles solares en 682 edificios.

Además, como supuesto de generación eléctrica se consideró un factor de planta del 25%, es decir, una generación de 5.5 horas por día. Se asumió un costo promedio de 23,055 MXN por la instalación de cada W de sistema fotovoltaico, una tasa de descuento de 8.40%, una inflación de 4% y un costo de tarifa de 0.767 MXN por cada kWh. Los resultados se presentan en la Tabla 62.

Tabla 62: Potencial de mitigación de la generación distribuida en el sector industrial.

Medida	Edificios	Potencial de mitigación en 2030 (GgCO ₂ e)	Inversión (Millones MXN)	Beneficio de Mitigación (MXN/tCO ₂ e)	Costo marginal de abatimiento (USD/tCO ₂ e)
Generación Distribuida en Sector Industrial	682	222.6	3,921	-618 ^a	32.1

a El signo negativo indica que durante los primeros 10 años del escenario, la inversión no se ha recuperado, lo cual puede suceder hacia el final del periodo de estudio 2019 – 2050.

Fuente: Elaboración propia.

III.2.11. Bombeo eficiente de agua potable

III.2.11.1. Descripción

Se estiman los ahorros de energía y potencial de mitigación de emisiones de medidas de eficiencia energética en los sistemas de agua potable municipales. Específicamente, se consideran los sistemas de bombeo de agua, tanto en la parte de captación como en la distribución. Para esto, las medidas analizadas consisten en la sustitución de una parte de equipos de bombeo existentes por equipos nuevos, así como la implementación de variadores de frecuencia.

III.2.11.2. Metodología

Debido a la falta de información detallada acerca de las características de los sistemas de agua potable en el estado, la estimación de los potenciales de ahorro energético y de mitigación de emisiones se aproximó con información de proyectos de eficiencia energética en sistemas similares que se han llevado a cabo en diversos países de América Latina, considerando las inversiones realizadas, las medidas implementadas y los ahorros obtenidos. De igual manera, las medidas a considerar se eligieron por medio de una búsqueda en la literatura de aquellas que se muestren como las de mayor difusión y aceptación por parte de los organismos operadores de agua potable. Esto a su vez, se relaciona con la facilidad de implementación, el potencial de ahorro energético y la rentabilidad económica de las mismas.

Como primer paso, se estimó el consumo de electricidad anual de los sistemas de agua potable en el estado. Esto se llevó a cabo por medio del gasto monetario por concepto de energía eléctrica en el estado de Yucatán de acuerdo al Censo económico 2019 del INEGI, correspondiente a

la clase 221311 “Captación, tratamiento y suministro de agua realizados por el sector privado” y la clase 221312 “Captación, tratamiento y suministro de agua realizados por el sector público” (INEGI, 2019a), así como los precios medios de la electricidad correspondientes a la tarifa 6, “Bombeo de aguas potables o negras, de servicio público” del esquema tarifario de CFE utilizado hasta 2017. La estimación del consumo eléctrico se realiza para 2018, de acuerdo con la información del Censo Económico 2019, por lo que se estimó el precio medio para ese año con la tasa media de crecimiento anual en el periodo 2010-2017, con información de SENER (2021). El consumo eléctrico se proyectó hasta el 2030 con la tasa media de crecimiento de la producción de agua potable en la entidad, de acuerdo con la CONAGUA (CONAGUA, 2020).

Las medidas consideradas consisten en la sustitución de bombas y motores antiguos por equipos nuevos y eficientes, así como la implementación de variadores de velocidad en bombeo de agua. La estimación de los ahorros obtenidos se llevó a cabo con información de proyectos de eficiencia energética realizados en diversos países de Latinoamérica, en donde se han implementado estas medidas, de acuerdo a la recopilación realizada en (Rosas-Moya, 2011). El análisis de esta información arroja un ahorro promedio de 1.46% en electricidad sobre el consumo total de energía eléctrica para la implementación de variadores de velocidad y de 11.3% para la sustitución de motores y bombas.

La evaluación económica y la estimación de los costos marginales de abatimiento se calculan para un horizonte hasta 2030, y asumen una penetración gradual de las medidas en un lapso de 5 años a partir de 2021. Los costos de capital se tomaron del estudio de (Rosas-Moya, 2011), correspondiente a los proyectos analizados, actualizados a precios de 2019 con el CEPCL. Las emisiones evitadas corresponden a la electricidad que deja de demandarse debido a los ahorros energéticos de las medidas.

III.2.11.3. Resultados

En la Tabla 63 se muestran los principales resultados de las medidas consideradas en los sistemas de agua potable. Los datos mostrados deben considerarse únicamente como indicativos de los ahorros en electricidad y la mit-

igación de emisiones de gases de efecto invernadero que podrían alcanzarse. Se requiere llevar a cabo un análisis detallado de las condiciones y características de estos sistemas para estimar con precisión los potenciales de mitigación.

Tabla 63: Costos marginales de abatimiento y datos de la sustitución de motores y bombas, así como de la implementación de variadores de velocidad en sistemas de agua potable en Yucatán.

	Sustitución de motores y bombas	Variadores de velocidad
Ahorro eléctrico acumulado a 2030 (MWh)	30,001.7	3,884.7
Potencial de ahorro eléctrico a 2030 (MWh al año)	10,622.8	1,375.5
Emisiones acumuladas evitadas a 2030, tCO _{2e}	10,874.3	1,408.0
Potencial de reducción de emisiones a 2030 (tCO _{2e} al año)	3,746.4	485.1
Costo de mitigación a 2030 (Dólares por tCO _{2e})	-257.1	-206.1

Fuente: Elaboración propia.

III.2.12. Medidas en el sector transporte

Para el sector transporte, se consideraron medidas de mejora de la eficiencia en la flota vehicular de transporte público (renovación de la flota de taxis), así como la introducción de vehículos híbridos y eléctricos a la flota vehicular. Para realizar las estimaciones, se utilizó la información disponible del INEGI (2021a) sobre el parque vehicular estatal, así como las metas de la Estrategia

Nacional de Movilidad Eléctrica (SEMARNAT, 2018) y de la Estrategia de Electromovilidad de la Ciudad de México 2018–2030 (C40 CFF y Carbon Trust México, 2018). Además, se consideraron los factores de emisión presentados por INECC-IMP (2014). Los supuestos considerados y presentados en la Tabla 64 se obtuvieron de distintas fuentes públicas tanto del sector privado como de instituciones gubernamentales.

Tabla 64: Medidas de mitigación para el sector transporte.

Medida	Descripción
Renovación de la flota existente de taxis por modelos más eficientes (híbridos)	A partir de la información de la flota vehicular, se estimó el número de vehículos que se tendrían que renovar. Este número corresponde a 7,490 vehículos en el Estado. Para ello, se consideró que cada vehículo tiene un factor de emisión de 20.8 toneladas de CO _{2e} . Asimismo, es posible reducir en 79.13% las emisiones en este tipo de vehículos con respecto a los vehículos menos eficientes. Para la parte de costos, se consideró el costo de un vehículo Prius de Toyota y un Corolla de la misma marca. El costo de inversión incremental fue de 4,235 Dólares por vehículo. Asimismo, se consideró el ahorro de combustibles (gasolina) (INECC-USAID, 2016b; SEDEMA, 2016; Toyota, 2021).

Medida	Descripción
Adopción de taxis eléctricos (unidades nuevas)	<p>A partir de la información correspondiente a la flota vehicular mencionada anteriormente, se estimó que para 2030, la flota ascenderá a 12,513 unidades, considerando una tasa de crecimiento de casi 6%. La estimación de la reducción de emisiones de CO₂e consideró la reducción en el consumo de combustibles y el aumento por el consumo de energía eléctrica. Dentro de los supuestos, se consideró que los kilómetros vehículo recorridos (KVR) son de 73,000, además de que el consumo por km para una unidad JAC E Sei1 es de 0.122 kWh. Asimismo, para un vehículo comparable a gasolina se consideró un rendimiento de combustible de 14.5 km por litro (Polo de Volkswagen). Asimismo, se consideró un factor de emisión de la red eléctrica presentado al inicio de este reporte. Con respecto al costo de inversión adicional, se consideró de 12,176 Dólares por vehículo (INECC-USAID, 2016b; Jac, 2021; VW, 2021; INECC, 2021).</p>
Venta de vehículos híbridos (20% a 2030)	<p>A partir de la información de la flota vehicular y su evolución histórica, se estimó una tasa de crecimiento promedio anual de casi 6%. Así, para vehículos ligeros privados, se estimó que, en 2030, la flota sería de 760,298 vehículos en el Estado de Yucatán. Con base en la meta a 2030, se consideró un incremento gradual anual hasta llegar a 15% de las ventas totales en 2030. Con respecto a un automóvil convencional, es posible reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 73.3% el cual se consideró para estimar la reducción de emisiones. Con base en esta información se calculó además la reducción en el consumo de combustibles. La estimación económica consideró los mismos supuestos que en el caso presentado al inicio de esta tabla (SEDEMA, 2016; INECC-USAID, 2016b; Toyota, 2021).</p>
Venta de vehículos eléctricos (20% a 2030)	<p>Como en el caso anterior, la flota vehicular se consideró de 760,298 unidades para 2030. La estimación de la reducción de emisiones de CO₂e consideró la reducción en el consumo de combustibles y el aumento por el consumo de energía eléctrica. Dentro de los supuestos, se consideró que los kilómetros vehículo recorridos (KVR) son de 21,939, además de que el consumo por km para una unidad JAC E Sei1 es de 0.122 kWh. Asimismo, para un vehículo comparable a gasolina se consideró un rendimiento de combustible de 14.5 km por litro (Polo de Volkswagen). Asimismo, se consideró un factor de emisión de la red eléctrica presentado al inicio de este reporte. Con respecto al costo de inversión adicional, se consideró de 12,176 Dólares por vehículo (INECC-USAID, 2016b; Jac, 2021; VW, 2021; INECC, 2021).</p>
Venta de motocicletas eléctricas (50% a 2030)	<p>La flota de motocicletas se consideró de 332,031 unidades para 2030 creciendo a un ritmo anual del 9.5%. La estimación de la reducción de emisiones de CO₂e consideró la reducción en el consumo de combustibles y el aumento por el consumo de energía eléctrica. Dentro de los supuestos, se consideró que los kilómetros vehículo recorridos (KVR) son de 28,835 además de que el consumo eléctrico por km para una unidad eléctrica de Italika es de 0.012 kWh. Asimismo, para un vehículo comparable a gasolina se consideró un rendimiento de combustible de 30.0 km por litro (unidad de la misma marca). Asimismo, se consideró un factor de emisión de la red eléctrica presentado al inicio de este reporte. Con respecto al costo de inversión adicional, se consideró de 1,415 Dólares por vehículo (INECC-USAID, 2016b; Weiss, et al., 2020; Italika, 2021).</p>
Venta de vehículos de carga eléctricos (30% a 2030)	<p>Con base en la información de la flota vehicular y su evolución histórica, se estimó una tasa de crecimiento promedio anual de 3.3%. Así, para camiones y camionetas de carga, se estimó que en 2030, la flota sería de 167,315 vehículos en el Estado de Yucatán. Con base en la meta a 2030, se consideró un incremento gradual anual hasta llegar a 30% de las ventas totales en 2030. La estimación de la reducción de emisiones de CO₂e consideró la reducción en el consumo de combustibles y el aumento por el consumo de energía eléctrica. Dentro de los supuestos, se consideró que los kilómetros vehículo recorridos (KVR) son de 25,318 además de que el consumo eléctrico por km para una unidad eléctrica de Ford (F-150) es de 0.32 kWh. Asimismo, para un vehículo comparable a diésel se consideró un rendimiento de combustible de 13.8 km por litro (unidad de la misma marca). Asimismo, se consideró un factor de emisión de la red eléctrica presentado al inicio de este reporte. Con respecto al costo de inversión adicional, se consideró de 4,191 Dólares por vehículo (Ford, 2021; García, 2021; US DOE-US EPA, 2021; Gao, Lin y Fanzese, 2020; INECC-USAID, 2016). (US DOE-US EPA, 2021; INECC-USAID, 2016b)</p>

Medida	Descripción
Venta de autobuses eléctricos (100% a 2030)	<p>Con base en la información de la flota vehicular y su evolución histórica, se estimó una tasa de crecimiento promedio anual de 1.6%. Así, para camiones y camionetas de carga, se estimó que, en 2030, la flota sería de 3,187 vehículos en el Estado de Yucatán. Con base en la meta a 2030, se consideró un incremento gradual anual hasta llegar a 100% de las ventas totales en 2030. La estimación de la reducción de emisiones de CO₂e consideró la reducción en el consumo de combustibles y el aumento por el consumo de energía eléctrica. Dentro de los supuestos, se consideró que los kilómetros vehículo recorridos (KVR) son de 36,385 además de que el consumo eléctrico por km para una unidad eléctrica es de 1.17 kWh. Asimismo, para un vehículo comparable a diésel se consideró un rendimiento de combustible de 1.85 km por litro (unidad de la misma marca). Asimismo, se consideró un factor de emisión de la red eléctrica presentado al inicio de este reporte. Con respecto al costo de inversión adicional, se consideró de 232,000 Dólares por vehículo (World Bank, 2019; INECC-USAID, 2016b).</p>
Renovación de la flota vehicular de vehículos ligeros por modelos eficientes (70% a 2030)	<p>A partir de la información de la flota vehicular para 2020, se estimó que el 70% de la flota vehicular corresponde a 328,490 unidades. Con base en la meta a 2030, se consideró un incremento gradual anual hasta llegar al valor presentado anteriormente. Con respecto a un automóvil convencional, es posible reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 73.3% el cual se consideró para estimar la reducción de emisiones. Con base en esta información se calculó además la reducción en el consumo de combustibles. La estimación económica consideró los mismos supuestos que en el caso presentado al inicio de esta tabla (SEDEMA, 2016; INECC-USAID, 2016b; Toyota, 2021).</p>
Renovación de la flota vehicular de vehículos ligeros por modelos eléctricos (5% a 2030)	<p>A partir de la información de la flota vehicular para 2020, se estimó que el 5% de la flota vehicular corresponde a 23,464 unidades. Con base en la meta a 2030, se consideró un incremento gradual anual hasta llegar al valor presentado anteriormente. La estimación de la reducción de emisiones de CO₂e consideró la reducción en el consumo de combustibles y el aumento por el consumo de energía eléctrica. Dentro de los supuestos, se consideró que los kilómetros vehículo recorridos (KVR) son de 21,939, además de que el consumo por km para una unidad JAC E Sei1 es de 0.122 kWh. Asimismo, para un vehículo comparable a gasolina se consideró un rendimiento de combustible de 14.5 km por litro (Polo de Volkswagen). Asimismo, se consideró un factor de emisión de la red eléctrica presentado al inicio de este reporte. Con respecto al costo de inversión adicional, se consideró de 12,176 Dólares por vehículo (INECC-USAID, 2016b; World Bank, 2019; US DOE-US EPA, 2021; VW, 2021; Jac, 2021)</p>
Renovación de la flota de autobuses por modelos eléctricos (100% a 2030)	<p>A partir de la información de la flota vehicular para 2020, se estimó que el 5% de la flota vehicular corresponde a 2,616 unidades. Con base en la meta a 2030, se consideró un incremento gradual anual hasta llegar al valor presentado anteriormente. La estimación de la reducción de emisiones de CO₂e consideró la reducción en el consumo de combustibles y el aumento por el consumo de energía eléctrica. Dentro de los supuestos, se consideró que los kilómetros vehículo recorridos (KVR) son de 36,385 además de que el consumo eléctrico por km para una unidad eléctrica es de 1.17 kWh. Asimismo, para un vehículo comparable a diésel se consideró un rendimiento de combustible de 1.85 km por litro (unidad de la misma marca). Asimismo, se consideró un factor de emisión de la red eléctrica presentado al inicio de este reporte. Con respecto al costo de inversión adicional, se consideró de 232,000 Dólares por vehículo (World Bank, 2019; INECC-USAID, 2016b).</p>

Fuente: Elaboración propia.

La Tabla 65 presenta los resultados obtenidos de potencial de mitigación de gases de efecto invernadero para 2030, así como los costos marginales de abatimiento de gases de efecto invernadero para ese año.

Tabla 65: Potencial de mitigación y costos de las medidas para el sector transporte.

Medida	Potencial de mitigación acumulado en 2030 (tCO ₂ e)	Potencial de mitigación anual en 2030 (tCO ₂ e)	Costos marginales de abatimiento en 2030 (5% de tasa de descuento) (Dólares/tCO ₂ e)
Renovación de la flota existente de taxis por modelos más eficientes (híbridos)	32,466	3,247	-279.0
Adopción de taxis eléctricos (unidades nuevas)	38,313	5,218	-34.3
Venta de vehículos híbridos (20% a 2030)	133,720	30,204	-239.0
Venta de vehículos eléctricos (20% a 2030)	97,521	22,510	-83.9
Venta de motocicletas eléctricas (50% a 2030)	30,653	1,597	-1,095.8
Venta de vehículos de carga eléctricos (30% a 2030)	15,900	3,454	-245.0
Venta de autobuses eléctricos (100% a 2030)	11,303	1,864	93.1
Renovación de la flota vehicular de vehículos ligeros por modelos eficientes (50% a 2030)	194,253	35,319	-245.7
Renovación de la flota vehicular de vehículos ligeros por modelos eléctricos (5% a 2030)	60,453	6,267	-187.8
Renovación de la flota de autobuses por modelos eléctricos (100% a 2030)	94,344	9,829	104.4

Fuente: Elaboración propia.

III.2.13. Captura y almacenamiento de carbono a través de la conservación de la vegetación en áreas naturales protegidas

III.2.13.1. Descripción

En México existen diversos tipos de Áreas Naturales Protegidas (ANP): federales, estatales, municipales, comunitarias, ejidales y privadas. Todas ellas tienen la característica común de ser espacios físicos naturales en donde los ambientes originales no han sido significativamente alterados por actividades antropogénicas (impacto humano sobre el medio ambiente), o que requieren ser preservadas y restauradas, por su estructura y función para la recarga de los acuíferos y la preservación de la biodiversidad, entre otros servicios ambientales. Dentro del territorio del estado de Yucatán se encuentran 17 Áreas Naturales Protegidas tanto terrestres como marinas de competencia federal y local, que en conjunto suman una superficie de 1,033,300 hectáreas (SDS-CON-

ABIO, 2019). Es fundamental conocer la importancia de estas ANP para disminuir su posible vulnerabilidad orientando la conservación, restauración, supervisión, protección, vigilancia y mantenimiento de estas superficies para procurar la continuidad en la prestación de los servicios ambientales que generan, y de los cuales dependen los asentamientos humanos. Uno de los principales servicios ecosistémicos que brindan las ANP es la captura de carbono a través de los diferentes tipos de vegetación, por lo que apoyan en la reducción de los efectos del cambio climático. Adicionalmente, “las ANP tienen ventajas sobre otras maneras de manejar los ecosistemas, por su claridad legal y su diseño de gobernanza, sus capacidades de manejo establecidas y su efectividad.” (Stern, 2010 tomado de (Stephan, 2010).

La mitigación de emisiones, referida al cambio climático, es la aplicación de políticas orientadas a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y a potenciar los sumideros. Estos últimos han sido definidos por el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés) como “todo proceso, actividad o

mecanismo que detrae de la atmósfera un gas de efecto invernadero, un aerosol, o alguno de sus precursores” (2007, p. 76), y también de manera más específica como un “reservorio (de origen natural o producto de la actividad humana), en suelos, océanos y plantas) en el que un gas de efecto invernadero, un aerosol o un precursor de un gas de efecto invernadero se almacenan” (IPCC, 2018).

En el contexto de las ANP hay dos estrategias principales para la mitigación: almacenar y capturar el CO₂. Almacenar el CO₂ significa impedir que el carbón fijado en la vegetación y el suelo se escape a la atmósfera, lo cual puede realizarse a través de instrumentos como las ANP, que definen acciones de “conservación” de estos ecosistemas a largo plazo, frenando la urbanización descontrolada e impidiendo el cambio de uso de suelo en general. Por otro lado, la captura de CO₂ busca fijar activamente el dióxido de carbono que se encuentra libre en la atmósfera, mediante los servicios ambientales. Las ANP ofrecen un ámbito ecológico ideal y legalmente reconocido para

fomentar medidas de recuperación o de reforestación que capturan CO₂, generalmente denominadas como acciones de “restauración” (Stephan, 2010).

III.2.13.2. Metodología

La estimación de captura de carbono y de carbono equivalente dentro de las ANP, se realizó bajo el enfoque basado en la cuantificación del cambio de existencias de carbono, usando los factores de emisión nacionales del INECC (2018b), por tipo de vegetación de tierras forestales que permanecen como tales (Fl-Fl) y de los factores de emisión por tipo de vegetación de praderas que permanecen como praderas (Gl-Gl), tanto para biomasa aérea y biomasa subterránea (Tabla 66); y de acuerdo con la metodología del IPCC (2006). Asimismo, para calcular la superficie de los datos de actividad de los diferentes tipos de vegetación dentro de las ANPs, se utilizó la cartografía de Uso de suelo y vegetación Serie VI del INEGI (2017a).

Tabla 66: Factores de emisión y superficie por tipo de vegetación de tierras forestales y praderas que permanecen como tales en el periodo comparado dentro de las ANP de Yucatán.

Tipo de vegetación nacional	Clave vegetación INEGI	Factor de emisión de biomasa aérea (ton C/ha/año)	Factor de emisión de raíces (ton C/ha/año)	Superficie dentro de las ANP (hectáreas)
Permanencia de bosques				
Selva caducifolia primario	SC/P	0.264	0.069	159,914.76
Selva perennifolia primario	SP/P	0.563	0.135	6,371.50
Selva subcaducifolia primario	SSC/P	0.872	0.216	125,871.79
Vegetación hidrófila leñosa primario	VHL/P	0.820	0.199	94,796.76
Especial otros tipos leñosos secundario	EOTL/S	0.079	0.023	3.88
Selva caducifolia secundario	SC/S	0.330	0.087	37,823.01
Selva perennifolia secundario	SP/S	0.316	0.081	1,905.87
Selva subcaducifolia secundario	SSC/S	0.573	0.150	55,716.08
Vegetación hidrófila leñosa secundario	VHL/S	1.146	0.285	13,246.12
Permanencia de praderas				
Especial otros tipos no leñosos primario	EOTnL/P	-0.117	-0.117	241.15
Matorral xerófilo no leñoso primario	MXnL/P	0.006	0.006	3,707.28
Matorral xerófilo no leñoso secundario	MXnL/S	-0.029	-0.029	228.66

Tipo de vegetación nacional	Clave vegetación INEGI	Factor de emisión de biomasa aérea (ton C/ha/año)	Factor de emisión de raíces (ton C/ha/año)	Superficie dentro de las ANP (hectáreas)
Pastizales	P	0.124	0.124	26,050.70
Vegetación hidrófila no leñosa primario	VHnL/P	-0.003	-0.003	17,920.63

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

Se estima la trayectoria de las absorciones de CO₂ hacia el año 2030 con base en la tendencia histórica. Asumiendo que no habría cambios en los sumideros de carbono, ya que los diferentes tipos de vegetación al estar

conservados dentro de las ANP permanecen constantes, el almacenamiento de carbono estimado es de 1,360,661 tCO₂e al año, contabilizando un total de 13,606,611 tCO₂e en todo el periodo (Tabla 67).

Tabla 67: Año base (2020) y proyecciones de la captura de carbono al 2030.

Medida	2020	2025	2030	Total acumulado (2020 – 2030)
Captura y almacenamiento de carbono a través de la conservación de vegetación en áreas naturales protegidas				tCO₂e
	1,360,661.05	1,360,661.05	1,360,661.05	13,606,610.55

Fuente: Elaboración propia con datos de INECC (2018b) e INEGI (2017a).

Los costos de implementación de esta estrategia se estimaron a partir de la serie de los presupuestos anuales destinados por el Gobierno del Estado de Yucatán al manejo de ANP, reportadas en los presupuestos de egreso para el periodo 2018 – 2021. Se considera una superficie de 543,798.16 ha de ANP, para obtener un costo de mantenimiento u operación de 34 pesos por hectárea.

La reducción de emisiones de CO₂ para esta medida se estimó en 1,360.1 GgCO₂e, con un costo marginal de abatimiento de 4.5 Dólares por tonelada de CO₂e.

III.2.14. Aprovechamiento energético de biogás en rellenos sanitarios

III.2.14.1. Descripción

Actualmente, los rellenos sanitarios son la forma más utilizada para disponer los residuos en México. De acuerdo con el Censo de Gobiernos Municipales y Delegacionales (CGMD) 2017 del INEGI, el 72% de los residuos sólidos urbanos (RSU) generados en México, se depositan en sitios de disposición final (SDF). En el estado de Yucatán, se estima que esta proporción es del 65% de los RSU generados (INEGI, 2018a).

Con el avance de la adopción de los principios de la economía circular, que buscan disociar la actividad económica del consumo de recursos finitos y eliminar los residuos del sistema desde el diseño, esta situación podrá revertirse gradualmente (EMF, 2017).

Tabla 68: Costos de mantenimiento de ANP y ecosistemas.

Año	Presupuesto de ANP (2019=100)
2018	18,077,827
2019	17,523,753
2020	23,234,399
2021	17,785,524

Fuente: Elaboración propia con datos del Presupuesto de egresos del Gobierno de Yucatán 2018 a 2021.

Por ahora, millones de toneladas de basura en nuestro país se encuentran confinadas en SDF y continúan emitiendo gases a la atmósfera y líquidos al subsuelo. Por ello, la posibilidad de convertir estos gases (conocidos genéricamente como biogás) en electricidad, es una medida plenamente probada que puede contribuir sustancialmente con la mitigación de gases de efecto invernadero, particularmente de gas metano (CH₄), (Arvizu & Huacuz, 2003).

III.2.14.2. Metodología

La propuesta estima el potencial de reducción de emisiones de CH₄ a partir del aprovechamiento energético del biogás, generado por el tratamiento de residuos orgánicos en biodigestores. Debido a que la mayoría de los municipios del estado de Yucatán carecen de rellenos sanitarios, existe escasez de recursos para su construcción, la propuesta se realiza para los 10 municipios que conforman la Zona Metropolitana de Mérida, que en la actualidad concentra el 55% de la generación de RSU de la entidad, en una superficie que representa solo el 8% del territorio estatal (SDS Yucatán, 2020b). Los municipios considerados en la propuesta son los señalados en la Tabla 69.

Composición de los residuos	Habitantes, 2020
Tixkokob	19,340
Tixpéhual	5,922
Ucú	3,963
Umám	58,139
Total	1,237,697

Fuente: CONAPO (2019).

Se emplearon las cantidades de residuos ingresadas a los SDF de los municipios metropolitanos de Mérida, de acuerdo al CGMD 2017 (INEGI, 2018a), que reporta datos de actividad para el año 2016. Estos datos fueron proyectados al 2030 utilizando como variable de referencia la población definida por la Comisión Nacional de Población para el periodo 2016-2030 (CONAPO, 2019).

Una vez estimado el total de RSU que ingresan a los SDF, se calculó la fracción orgánica de los mismos, empleando como referencia la composición de los RSU que se presenta en la Tabla 70 (SDS Yucatán, 2020b).

Tabla 69: Estimación de residuos depositados en SDF seleccionados de Yucatán (t/año).

Composición de los residuos	Habitantes, 2020
Acanceh	17,390
Conkal	11,891
Hunucmá	34,856
Kanasín	108,918
Mérida	963,861
Samahil	5,540
Timucuy	7,877

Tabla 70: Composición de los residuos orgánicos en el estado de Yucatán.

Composición de los residuos	Porcentaje
Orgánicos	38.67
No valorizables	20.18
Valorizables	41.15
Total	100.00

Fuente: SDS Yucatán (2020b).

En la Tabla 71 se presenta la estimación de RSU orgánicos empleados para la estimación de reducciones evitadas.

Tabla 71: Estimación de RSU depositados en SDF de la Zona Metropolitana de Mérida, 2016 – 2030.

Año	Población	Residuos enviados al SDF t/año	Fracción orgánica enviada a SDF t/año (38.67%)
2016	1,175,383	282,433	109,217
2017	1,191,471	286,299	110,712
2018	1,207,197	290,078	112,173
2019	1,222,612	293,782	113,606
2020	1,237,697	297,407	115,007
2021	1,252,382	300,935	116,372
2022	1,266,742	304,386	117,706
2023	1,280,701	307,740	119,003
2024	1,294,296	311,007	120,266
2025	1,307,494	314,178	121,493
2026	1,320,292	317,254	122,682
2027	1,332,672	320,228	123,832
2028	1,344,652	323,107	124,946
2029	1,356,151	325,870	126,014
2030	1,367,224	328,531	127,043

Fuente: Elaboración propia con datos de CONAPO (2019), INEGI (2018a) y SDS Yucatán (2020b).

El cálculo de las emisiones de metano por la disposición o eliminación de residuos sólidos se realizó con la metodología AMS.III.G. “Recuperación de Metano en Rellenos Sanitarios” (UNFCCC, 2017), que retoma las directrices del IPCC 2006 para la elaboración de Inventarios Nacionales de GEI. Algunos parámetros empleados fueron tomados del proyecto de caso para la ciudad de Mérida, presentado ante el Mecanismo de Desarrollo Limpio en 2014 (TBE, 2014).

La metodología está basada en un modelo de descomposición de primer orden (FOD por sus siglas en inglés). El FOD considera que el componente orgánico degradable (carbono orgánico degradable, COD) de los residuos se descompone lentamente a lo largo de unas pocas décadas, durante las cuales se forman el CH₄ y el CO₂. En condiciones constantes, el índice de producción del CH₄ depende de la cantidad de carbono restante en los residuos. Así, las emisiones de CH₄ generadas por los residuos depositados, son más altas durante los primeros años y luego, éstas decaen a medida que el carbono degradable

de los residuos es consumido por las bacterias responsables de la descomposición.

La metodología empleada requiere la estimación de la línea base emisiones sin proyecto, que integra las emisiones de la descomposición de los residuos en los SDF más las emisiones por la generación de energía eléctrica a partir de las condiciones actuales, como se muestra en la siguiente ecuación.

$$EB_y = E_{SDFy} + E_{elec}$$

Donde:

EB_y	Línea base de emisiones sin proyecto.
E_{SDFy}	Emisiones del SDF sin proyecto.
E_{elec}	Emisiones por consumo de electricidad sin proyecto.

La línea base de emisiones por la descomposición de los residuos en los SDF se calcula a partir de la siguiente ecuación.

$$EB_{CH4,SDF,y} = \varphi_y \cdot (1 - f_y) \cdot PCG_{CH4} \cdot (1 - OX) \cdot \frac{16}{12} \cdot F \cdot COD_{f,y} \cdot FCM_y \cdot \sum_{x=1}^y \sum_j W_{j,x} \cdot COD_j \cdot e^{-kj(y-x)} \cdot (1 - e^{-kj})$$

Donde:

Parámetro	Definición del parámetro	Valor	Unidades	Fuente
<i>EB</i>	Línea base de emisiones		tCO ₂ e	Cálculo
<i>φ_y</i>	Incertidumbre	0.85	Adimensional	UNFCCC, 2017 y TBE, 2014
<i>f_y</i>	Fracción de metano capturado de los residuos (sólo para venteo)	0.5	Adimensional	TBE, 2014
<i>PCG_{CH4}</i>	Potencial de Calentamiento Global del metano	28	tCO ₂ /tCH ₄	IPCC, 2017
<i>OX</i>	Factor de oxidación	0.1	Adimensional	UNFCCC, 2017 y TBE, 2014
<i>16/12</i>	Peso molecular del metano/peso molecular del carbono	1.33	tCH ₄ /tC	IPCC, 2006
<i>F</i>	Fracción de metano en el biogás	0.5	Adimensional	IPCC, 2019; UNFCCC, 2017 y TBE, 2014
<i>COD_{f,y}</i>	Fracción de carbono orgánico degradable	0.5	%COD	IPCC, 2019; UNFCCC, 2017 y TBE, 2014
<i>FCM_y</i>	Factor de corrección de metano	0.8	Adimensional	IPCC, 2006 e INECC, 2018
<i>W_{j,x}</i>	Volumen por tipo de residuo	NA	t	Estimación

Fuente: Elaboración propia con datos de IPCC (2006), IPCC (2017), UNFCCC (2017), TBE (2014), (INECC, 2018b).

El valor de COD empleado para los residuos corresponde al de comida, definido en 0.15 por el IPCC (2006). De igual manera, se empleó el valor por defecto del IPCC para la fracción de carbono orgánico degradable (COD_f), de 0.5.

Respecto a la selección del factor de corrección de metano (FCM), se utilizó el valor de 0.8, definido por el INECC para rellenos sanitarios, debido a las deficiencias con las que operan los SDF en México y la escasa información existente sobre sus condiciones reales de operación (INECC, 2018b; INECC, 2021).

El valor de la constante de reacción *k* para residuos alimenticios y otros orgánicos, de 0.3, se obtuvo de los parámetros propuestos por el proyecto de biodigestor presentado ante el Mecanismo de Desarrollo Limpio en 2014 (TBE, 2014).

Las emisiones por la disposición de RSU orgánicos en Sitios de Disposición Final se estimaron en 32,872 tCO₂e para el año 2021. Las emisiones para todo el periodo se presentan en la Tabla 72.

Tabla 72: Estimación de emisiones por la disposición de RSU orgánicos en SDF.

Año	tCO ₂ e
2021	32,872
2022	55,283
2023	70,672
2024	81,344
2025	88,845
2026	94,208
2027	98,129
2028	101,071
2029	103,345
2030	105,160

Fuente: Elaboración propia.

Las emisiones del proyecto de tratamiento anaerobio de RSU orgánicos mediante biodigestor se estiman a partir de la siguiente fórmula.

$$EP_y = EP_{\text{almacenamiento},y} + EP_{\text{quema},y} + EP_{\text{fugas},y}$$

Donde:

EP_y	Emisiones del proyecto.
$EP_{\text{almacenamiento},y}$	Emisiones del proyecto por la disposición de residuos del biodigestor (digestato).
$EP_{\text{quema},y}$	Emisiones del proyecto por quema de metano.
$EP_{\text{fugas},y}$	Emisiones del proyecto por fugas en el proceso.

Sin embargo, no se estiman emisiones por quema de metano bajo el supuesto de que el biogás se utilizará por completo para la generación de energía y la antorcha solo funcionará en caso de emergencia o mal funcionamiento de los motores de gas. El biogás se puede almacenar hasta 3 semanas; por lo tanto, el uso de la antorcha ocurrirá raramente y no se puede considerar como parte de la operación normal de la actividad del proyecto.

Las emisiones por el almacenamiento o disposición de residuos del biodigestor (digestato) se estimaron empleando la ecuación 2 y los parámetros antes descritos, y se cuantificaron en 1,600 tCO₂e para el año 2021. En la Tabla 73 se presentan las emisiones para todo el periodo.

Tabla 73: Estimación de emisiones por la disposición de digestato en SDF.

Año	Emisiones por almacenamiento de digestato (tCO ₂ e)
2021	1,600
2022	3,170
2023	4,713
2024	6,226
2025	7,713
2026	9,171
2027	10,602
2028	12,006
2029	13,384
2030	14,735

Fuente: Elaboración propia.

Posteriormente se estimó la cantidad de CH₄ generada a partir del tratamiento anaerobio de los RSU orgánicos en el biodigestor, empleando como caso de referencia el de la ciudad de Mérida presentando ante el Mecanismo de Desarrollo Limpio en 2014 (TBE, 2014). El factor de emisión calculado a partir del caso de referencia es de 335.08 m³biogás/t/día. La cantidad de CH₄ se estima a partir de las emisiones de biogás con la siguiente ecuación.

$$Q_{CH_4,SDF,y} = FE_{\text{biogás},y} \cdot W \cdot f_{CH_4, \text{default}} \cdot \rho_{CH_4}$$

Donde:

Parámetro	Definición del parámetro	Valor	Unidades	Fuente
Q_{CH_4}	Cantidad de metano	Resultado	t/año	Resultado
$FE_{\text{biogás}}$	Factor de emisión de biogás	335.08	m ³	TBE, 2014
W	Residuos (orgánicos)	Datos de actividad	t/año	INEGI, 2018
f_{CH_4}	Fracción de metano en biogás	0.5	m ³ CH ₄ /m ³ biogás	TBE, 2014
ρ_{CH_4}	Densidad del metano	0.00067	t CH ₄ / Nm ³ CH ₄	TBE, 2014

Para estimar las emisiones por fugas, se consideró el valor predeterminado por el IPCC (2006) de 0.028, para la fracción de CH₄ producida que se escapa del digestor

anaeróbico. También se estimó la cantidad de biogás disponible para la generación de energía eléctrica. Los resultados se presentan en la Tabla 74.

Tabla 74: Emisiones del biodigestor.

Año	Q _{CH4} (t)	Fugas de CH4 (tCO ₂ e)	QBiogás para generación eléctrica (m ³)
2021	13,062	10,241	38,447,787
2022	13,213	10,359	38,888,635
2023	13,358	10,473	39,317,173
2024	13,500	10,584	39,734,536
2025	13,638	10,692	40,139,711
2026	13,771	10,797	40,532,606
2027	13,900	10,898	40,912,668
2028	14,025	10,996	41,280,451
2029	14,145	11,090	41,633,467
2030	14,261	11,180	41,973,405

Fuente: Elaboración propia.

Las emisiones totales del proyecto, se contabilizan en 11,841 tCO₂e en el año 2021, que resultan de las emisiones de almacenamiento o disposición del digestato más las emisiones por fugas. A partir de la cantidad de biogás disponible para la generación de energía eléctrica, se estiman las emisiones derivadas de la producción de energía eléctrica sin proyecto, empleando el factor de emisión del Sistema Eléctrico Nacional 2019 de 0.505 tCO₂e / MWh (CRE, 2020a) y una equivalencia energética para el CH₄ de 2.2 kWh/m³ de biogás (Moncayo, 2017). Los resultados se presentan en la Tabla 75.

Año	Energía eléctrica (MWh/año)	Emisiones por generación eléctrica (tCO ₂ e)
2026	53,503	27,019
2027	54,005	27,272
2028	54,490	27,518
2029	54,956	27,753
2030	55,405	27,979

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 75: Emisiones por generación eléctrica sin proyecto.

Año	Energía eléctrica (MWh/año)	Emisiones por generación eléctrica (tCO ₂ e)
2021	50,751	25,629
2022	51,333	25,923
2023	51,899	26,209
2024	52,450	26,487
2025	52,984	26,757

III.2.14.3. Resultados

Las emisiones totales sin proyecto (línea base) se contabilizan en 58,501 tCO₂e en el año 2021, que resultan de las emisiones de los SDF más las emisiones de la producción de energía eléctrica sin proyecto. Las emisiones reducidas totales son el resultado de la diferencia entre las emisiones totales sin proyecto y las emisiones totales del proyecto, que para el año 2021 se cuantificaron en 46,660 tCO₂e. Los resultados para todo el periodo se presentan en la Tabla 76.

Tabla 76: Emisiones reducidas totales.

Año	Emisiones generadas sin proyecto (tCO _{2e})	Emisiones reducidas con el proyecto (tCO _{2e})
2021	58,501	46,660
2022	81,206	67,677
2023	96,881	81,695
2024	107,832	91,021
2025	115,602	97,198
2026	121,227	101,260
2027	125,401	103,901
2028	128,589	105,586
2029	131,098	106,624
2030	133,140	107,225

Fuente: Elaboración propia.

La estimación de los costos de implementación y por tanto de abatimiento de emisiones, emplearon la actualización de los valores reportados en el proyecto de caso para la ciudad de Mérida, presentado ante el Mecanismo de Desarrollo Limpio en 2014 (TBE, 2014), que se basa en las herramientas metodológicas para la estimación de emisiones en SDF emitidas por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC por sus siglas en inglés, (2017)). Los costos de inversión se actualizaron en \$3.60 USD por tonelada tratada de residuos, en tanto que los costos de administración y operación en \$6.21 USD/t y los de mantenimiento en \$5.55 USD/t para el año 2021. Del lado de los ingresos por la generación de energía eléctrica, se consideró una tarifa de \$1.5 MX/kWh (\$0.08 USD/kWh) con incremento del 3% anual. Se empleó un periodo de implementación de 20 años.

La operación de los biodigestores considera los incrementos en la generación de residuos orgánicos estimados de acuerdo con el crecimiento esperado de la población, y la totalidad de la fracción orgánica generada en los diez municipios metropolitanos (38.67%). El potencial de reducción de emisiones es de 771.95 kg CO_{2e} por tonelada de residuos al año, equivalente a un total de 107.2 GgCO_{2e}. El costo de la mitigación es de -15.5 Dólares por tCO_{2e}.

III.2.15. Aprovechamiento energético de biogás en sector pecuario

De acuerdo a información del Sistema de Información Agroalimentaria y Pesquera (SIAP, 2020), en el año 2019, el estado de Yucatán contaba con una población ganadera de bovinos (tanto de carne y leche) de 578,240 cabezas, lo que representa el lugar 22 en producción de bovinos a nivel nacional con el 2% del total de población; mientras que se registraron 1,135,190 cabezas de porcinos, siendo Yucatán el quinto lugar a nivel nacional, después de Jalisco, Sonora, Puebla, Guanajuato y Veracruz en la producción porcina con el 6% del total.

Esta población ganadera genera grandes cantidades de residuos líquidos y sólidos que por lo general, no cuentan con un tratamiento previo o adecuado para su disposición final, generando un importante impacto ambiental y de contaminación (Vera-Romero, et al., 2014). La mayoría de las excretas se depositan en las tierras de cultivo, sin embargo, presentan inconvenientes por su mal manejo (Serrato-Sánchez, et al., 2002; Vera-Romero, et al., 2014).

Uno de los problemas particulares en Yucatán es que no se cuenta con información precisa del número de granjas porcícolas, de acuerdo al análisis realizado por el Instituto Mexicano del Agua (IMTA, 2021), esto se debe a que la cría de cerdos a proliferado debido a la “aparcería”, en donde los porcicultores crean la infraestructura que requiere un grupo empresarial y a cambio reciben lechones los cuales engordan por cuatro meses con alimento que les provee la misma empresa, al término de los cuatro meses les compran los cerdos y les vuelen a dar más lechones, lo que no asegura un seguimiento minucioso de la empresa al manejo de los residuos tanto líquidos como sólidos de los apareceros.

Debido a esto la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), ha buscado esquemas que permitan el adecuado tratamiento de los efluentes en función del tamaño de las granjas, incluyendo las de traspatio, proponiendo tres esquemas genéricos de tratamiento de efluentes y de residuos sólidos los cuales son (IMTA, 2021):

1. Sistemas de producción en cama profunda y composteo
2. Sistemas lagunares para el tratamiento de efluentes.
3. Digestores anaerobios y sistema lagunar con generación de biogás para su aprovechamiento energético.

Si se logra una gestión adecuada de los residuos líquidos y sólidos, se puede llegar a tener beneficios ambientales y económicos. De acuerdo con la Red Mexicana de Bioenergía (REMBIO) la producción de biogás en México es

incipiente y las mayores potencialidades se enfocan en cinco sectores: pecuario (residuos de granjas porcinas y establos bovinos), lodos de Plantas de Tratamientos de Aguas Residuales (PTAR), industrias de alimentos y bebidas (tequila, harina de maíz), Residuos Sólidos Urbanos (RSU) y cultivos dedicados. Donde la mayor potencialidad, tanto rentable como productiva, se identificó en las empresas productoras de tequila (para generar vapor), en las PTAR (para electricidad de autoconsumo) y en grandes empresas pecuarias, como es el caso de Yucatán (Gutierrez, 2018).

III.2.15.1. Metodología

Para estimar el potencial de reducción de emisiones de GEI en el estado de Yucatán, debido a la producción y aprovechamiento de biogás, se consideraron solo las excretas producidas por ganado bovino y porcino mediante un factor de generación de excretas (kg/día) y un factor de generación de biogás (m³/día) (Martínez Collado, 2007; Vera-Romero, et al., 2017). Las fuentes de información y de los datos requeridos para el cálculo están en la Tabla 77.

Tabla 77: Fuentes de información para estimar el biogás generado en el sector pecuario.	
Variable	Fuente
Cabezas de ganado	Censo Agropecuario 2007, INEGI
	Encuesta Nacional Agropecuaria 2019, INEGI
	Encuesta Nacional Agropecuaria 2017, INEGI
	Encuesta Nacional Agropecuaria 2014, INEGI
	Encuesta Nacional Agropecuaria 2012, INEGI
	Población ganadera. Inventario, 2019. SIAP
Factor de generación de excretas (kg/día)	Martínez Collado (2007). Volumen de biodigestores.
Factor de generación de biogás (m ³ /día)	Martínez Collado (2007). Volumen de biodigestores.

Fuente: Elaboración propia.

Para caracterizar la población ganadera, se realizan dos consideraciones:

1. Distribución de la población ganadera dentro del estado, según las doce regiones estatales.
2. Tamaño de la población ganadera, según su edad o propósito.

Población ganadera

Según las consideraciones para la caracterización ganadera, se realizó la consulta en las fuentes de información para determinar la cantidad de cabezas, tanto de bovino como porcino, en el estado de Yucatán.

Según la información de INEGI publicada en las Encuestas Nacionales Agropecuarias, en Yucatán, se puede obtener información por edad, según la Tabla 78.

Tabla 78: Población de bovinos por edad, según las Encuestas Nacionales Agropecuarias en el estado de Yucatán.

AÑO	Menores 1 año	Entre 1 y 2 años	Entre 2 y 3 años	Más de 3 años	Total Carne	Lecheros	Total Carne y leche
2019					0		0
2017	173,882	135,617	93,460	260,821	663,780	257	664,037
2014	111,270	105,784	63,579	198,718	479,351	1,029	480,380
2012	123,335	86,682	49,023	197,906	456,946	3,644	460,590
2007	111,303	79,429	71,557	129,852	392,141	2,196	394,337

Fuente: Elaboración propia, con datos de INEGI (2007,2012, 2014, 2017 y 2019).

Se consultó la información del SIAP con datos totales estatales para realizar la comparación con los datos publicados por INEGI, según, la Tabla 79.

Tabla 79: Población de bovinos, según el SIAP en el estado de Yucatán.

Año	Carne	Leche	Total
2019	574,247	3,993	578,240
2017	515,297	4,056	519,353
2014	553,509	5,220	558,729
2012	570,241	5,796	576,037
2007	574,247	3,993	578,240

Fuente: Elaboración propia, con datos de SIAP (2007,2012, 2014, 2017 y 2019).

Se puede observar que existen discrepancias entre el número de cabezas reportadas en cada fuente consultada. Por tanto, se utilizó la información proporcionada por SIAP, ya que la periodicidad reportada es anual y mantiene consistencia entre los datos publicados.

Con los datos publicados por INEGI, se estimó una proporción de la distribución de edades del ganado bovino. Se considera como terneros aquellos bovinos menores de 1 año, bovinos pequeños aquellos entre 1 y 2 años, bovinos mediano a aquellos entre 2 y 3 años y bovinos grandes a aquellos de más de 3 años de edad (Vera-Romero, et al., 2017). Para determinar la distribución porcentual de las edades de bovinos se consideró el promedio de los porcentajes estimados en las cinco Encuestas Nacionales Agropecuarias, según la Tabla 80.

Tabla 80: Distribución porcentual de los bovinos, según rango de edad para las Encuestas Nacionales Agropecuarias, en el estado de Yucatán.

Año	Ternero	Pequeño	Mediano	Grande
	Menores 1 año	Entre 1 y 2 años	Entre 2 y 3 años	Más de 3 años
2019				
2017	26%	20%	14%	39%
2014	23%	22%	13%	41%
2012	27%	19%	11%	43%
2007	28%	20%	18%	33%
Promedio	26%	20%	14%	39%

Fuente: Elaboración propia, con datos de INEGI (2007,2012, 2014, 2017 y 2019).

Posteriormente, se estimó la distribución de los bovinos en las distintas regiones del estado de Yucatán para identificar las zonas con mayor potencialidad de aprovechamiento de excretas provenientes del ganado bovino. La región Noreste representa el 58% del total estatal,

seguido de la región Oriente con el 10%. En la Tabla 81 se presenta el ejemplo de la estimación porcentual de la distribución de bovinos por regiones con los datos de la Encuesta Nacional Agropecuaria 2007, que presenta datos con desagregación a nivel regional.

Tabla 81: Distribución porcentual de los bovinos, según edad y regiones del estado de Yucatán, para la Encuesta Nacional Agropecuaria 2007.

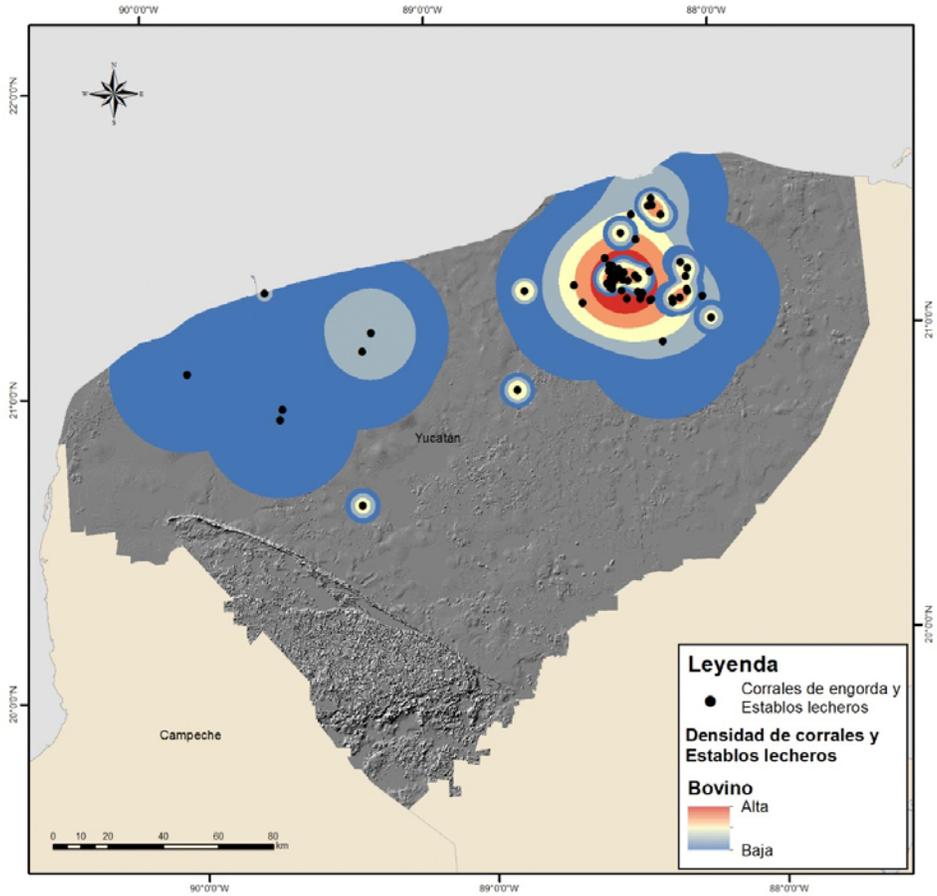
Región	Bovino				Total	%
	Ternero	Pequeño	Mediano	Grande		
Centro	4,544	1,936	2,139	5,565	14,184	4%
Litoral centro	11,196	6,227	6,450	12,088	35,961	9%
Noreste	62,824	48,775	41,378	75,904	228,881	58%
Noroeste	7,180	4,566	5,538	7,071	24,355	6%
Oriente	11,709	7,820	5,824	12,442	37,795	10%
Poniente	4,515	2,785	2,489	4,671	14,460	4%
Sur	9,335	7,320	7,739	12,111	36,505	9%
Total	111,303.0	79,429.0	71,557.0	129,852.0	392,141.0	100%

Fuente: Elaboración propia, con datos de INEGI (2007).

Para identificar los patrones de distribución espacial de la potencialidad de generación de biogás proveniente de excretas de bovinos, se utilizó la información proporcionada por el SIAP relacionada a la infraestructura del

sector pecuario, en el año 2018; donde se puede observar que en la región de Noroeste y Oriente se concentra la mayor densidad de corrales bovinos, tal como se muestra en la Figura 13.

Figura 13: Mapa de la densidad de corrales bovinos en el estado de Yucatán, 2018.



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

De igual forma, se realizaron los mismos análisis para el caso de porcinos. Se consideraron como categorías de clasificación de edad a porcinos pequeños a aquellos menores de 8 semanas, porcinos medianos a aquellos entre 2 y 6 meses y porcinos grandes a los sementales, vientres, marranas y aquellos mayores de 6 meses. Para

determinar las proporciones tanto de la distribución por regiones como tamaño, se utilizaron los mismos datos de referencia, es decir, la Encuesta Nacional Agropecuaria para el año 2007, tal como se muestra en la Tabla 82, la Tabla 83 y la Tabla 84.

Tabla 82: Población de porcinos por edad, según las Encuestas Nacionales Agropecuarias en el estado de Yucatán.

AÑO	Pequeño	Mediano	Grande	Total Carne
2019	SD	SD	SD	SD
2017*	877,305	1,561,676	327,199	2,766,180
2014	466,830	994,610	358,035	1,819,475
2012	SD	SD	SD	SD
2007	222,238	310,706	250,493	783,437

SD. Sin dato.

Fuente: Elaboración propia, con datos de INEGI (2007,2012, 2014, 2017 y 2019).

Tabla 83: Distribución porcentual de los porcinos, según rango de edad para las Encuestas Nacionales Agropecuarias, en el estado de Yucatán.

Año	Pequeño	Mediano	Grande
	Menores de 8 semanas Lechones	Entre 2 y 6 meses / En desarrollo o engorda	Mayores a 6 meses / Reemplazo, desecho, semental, marranas
2019	0%	0%	0%
2017	32%	56%	12%
2014	26%	55%	20%
2012	0%	0%	0%
2007	28%	40%	32%
Promedio	29%	50%	21%

Fuente: Elaboración propia, con datos de INEGI (2007,2012, 2014, 2017 y 2019).

Tabla 84: Distribución porcentual de los porcinos, según edad y regiones del estado de Yucatán, para la Encuesta Nacional Agropecuaria 2007.

Región	Porcino			Total	%
	Pequeño	Mediano	Grande		
Centro	4,513	7,309	4,400	16,222	7%
Litoral centro	2,597	4,925	2,797	10,319	4%
Noreste	4,196	7,765	3,690	15,651	6%
Noroeste	29,256	61,262	24,729	115,247	48%
Oriente	7,750	13,149	16,707	37,606	16%
Poniente	4,727	7,086	14,546	26,359	11%
Sur	5,603	8,673	6,319	20,595	9%
Total	58,642.0	110,169.0	73,188.0	241,999.0	100%

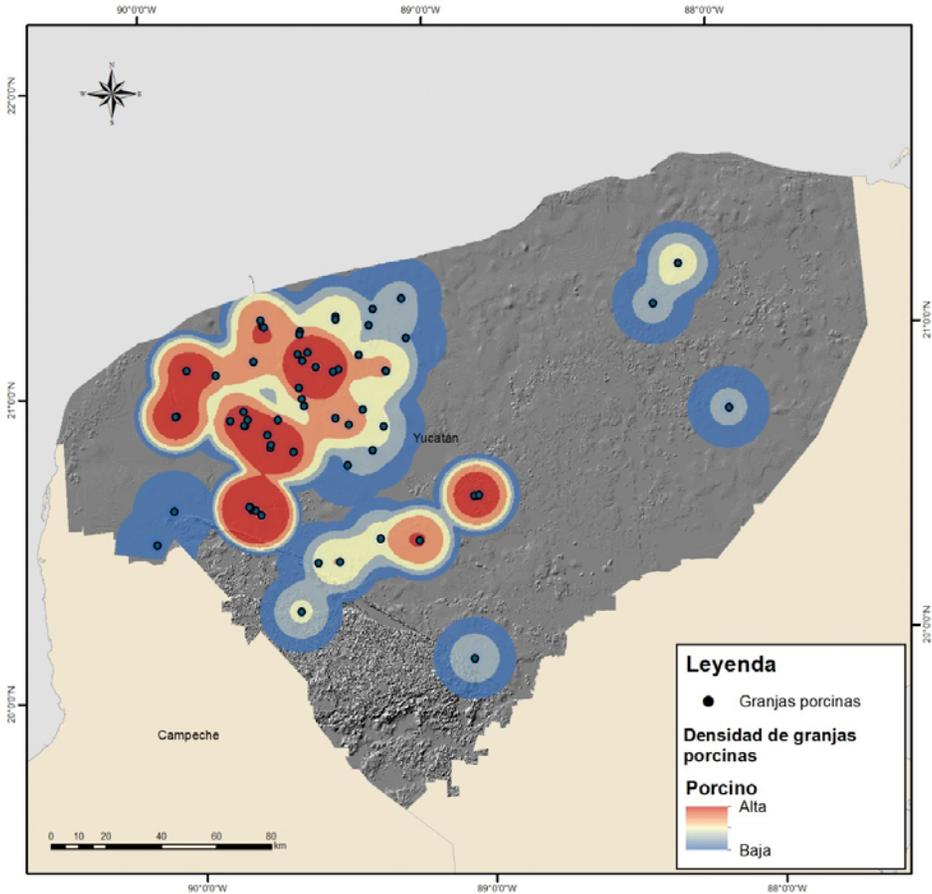
Fuente: Elaboración propia, con datos de INEGI (2007).

De la misma forma que bovinos, los porcinos tienen su mayor población en la región Noroeste, donde representan el 48% del total estatal, seguido de la región Oriente con el 16%.

Los patrones de distribución espacial de la potencialidad de generación de biogás proveniente de excretas de por-

cino indican que en la región de Noroeste y Oriente se concentra la mayor densidad de granjas porcinas. Según la información proporcionada por el SIAP relacionada a la infraestructura del sector pecuario, en el año 2018; tal como se muestra en la Figura 14.

Figura 14: Mapa de la densidad de granjas porcinas en el estado de Yucatán, 2018.



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

Con base en las condiciones anteriores, se establecieron los datos (del SIAP) para el histórico de la población ganadera, tanto para bovinos como para porcinos, donde se observa que existe una tasa de crecimiento de 1 y 3%, respectivamente, tal como se muestra en la Tabla 85 y la

Tabla 86. Además, según las distribuciones porcentuales identificadas para cada categoría de tamaño, se identificaron las proporciones de cada año para cada especie que se muestran en la Tabla 87 y la Tabla 88.

Tabla 85: Población bovina para el periodo 2010 – 2019, en el estado de Yucatán.

Especie	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Región Noreste	328,293	328,181	339,599	349,354	329,160	317,441	334,725	305,498	332,585	339,832
Resto de Yucatán	234,170	234,091	242,234	249,193	234,789	226,430	238,758	217,911	237,232	242,401
TOTAL ESTATAL	562,463	562,272	581,833	598,547	563,949	543,871	573,483	523,409	569,817	582,233

Fuente: Elaboración propia, con datos de SIAP (2019).

Tabla 86: Población porcina para el periodo 2010 – 2019, en el estado de Yucatán.

Especie	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Región Noreste	300,368	306,345	306,595	317,727	318,877	335,245	349,423	357,219	372,121	378,427
Resto de Yucatán	330,354	336,927	337,202	349,446	350,711	368,713	384,306	392,880	409,269	416,206
TOTAL ESTATAL	630,722	643,271	643,796	667,173	669,588	703,958	733,730	750,100	781,390	794,633

Fuente: Elaboración propia, con datos de SIAP (2019).

Tabla 87: Población bovina, por edad, para el periodo 2010 – 2019, en la región Noroeste de Yucatán.

Especie	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Ternero	85,999	85,970	88,960	91,516	86,226	83,156	87,684	80,027	87,123	89,021
Pequeño	67,074	67,051	69,384	71,377	67,251	64,857	68,388	62,417	67,951	69,431
Mediano	46,223	46,208	47,815	49,189	46,345	44,695	47,129	43,014	46,828	47,848
Grande	128,997	128,953	133,439	137,273	129,338	124,733	131,524	120,040	130,684	133,531
TOTAL ESTATAL	328,293	328,181	339,599	349,354	329,160	317,441	334,725	305,498	332,585	339,832

Fuente: Elaboración propia, con datos de SIAP (2019).

Tabla 88: Población porcina, por edad, para el periodo 2010 – 2019, en la región Noroeste de Yucatán.

Especie	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Pequeño	85,845	87,553	87,625	90,806	91,135	95,813	99,865	102,093	106,352	108,154
Mediano	150,965	153,969	154,095	159,690	160,268	168,494	175,620	179,539	187,028	190,198
Grande	63,558	64,823	64,876	67,231	67,475	70,938	73,938	75,588	78,741	80,075
TOTAL ESTATAL	328,293	328,181	339,599	349,354	329,160	317,441	334,725	305,498	332,585	339,832

Fuente: Elaboración propia, con datos de SIAP (2019).

Estimación de Biogás

La cantidad de excretas que se generan por cabeza varía según el tamaño; sin embargo, el tiempo de estación de los animales en el corral impacta en la cantidad que puede ser aprovechar (Vera-Romero, et al., 2014). Para el ganado bovino, el tiempo de estación en corral es de doce horas por día aproximadamente, lo cual implica que solo 50% de las excretas se puede recuperar; mientras que el ganado porcino tiene un tiempo de estadía en las granjas

del 100% lo que implica una recolección de excretas más eficaz (Martinez Collado, 2007).

Para realizar la estimación de biogás, se consideraron los tamaños del ganado con el propósito de obtener un estimado de las excretas producidas para cada tamaño y tipo de ganado (Vera-Romero, et al., 2017), finalmente se considera un factor de producción de biogás; según Tabla 89.

Tabla 89: Factores de producción de biogás por tamaño y tipo de ganado.

Especie	Edad	Tamaño	Cantidad de excreta (kg/día)	Producción de Biogás (m ³ /animal-día)	kg/animal día
Bovino	menos de 1 año	Ternero	4	0.16	0.11
	de 1 a 2 años	Pequeño	8	0.32	0.23
	de 2 a 3 años	Mediano	10	0.4	0.29
	mayores de 3 años	Grande	15	0.6	0.43
Porcino	menores de 8 semanas	Pequeño	1	0.07	0.05
	entre 2 y 6 meses	Mediano	1.5	0.11	0.08
	sementales, vientres, mayores de 6 meses	Grande	2	0.14	0.10

Fuente: Vera-Romero (2017).

Se estimó para el año 2019 en la región Noroeste más de 3 millones de kg de excretas al día generados por bovinos, lo que representa el 58% del total estatal, tal como se muestra en la Tabla 90.

Tabla 90: Producción de excretas de bovinos en Yucatán, por tamaño.

Bovino	Excretas (kg/día)		
	Noroeste	Otras Regiones	Total
Ternero	356,085.88	253,994.79	610,080.67
Pequeño	555,450.52	396,200.87	951,651.40
Mediano	478,480.33	341,298.31	819,778.63
Grande	2,002,968.15	1,428,710.03	3,431,678.19
TOTAL	3,392,984.88	2,420,204.00	5,813,188.88

Fuente: Elaboración propia.

Para el caso de los porcinos, se estimó para el año 2019 en la región Noroeste más de 500 mil kg de excretas al día generado por porcinos, lo que representa el 48% del total estatal, tal como se muestra en la Tabla 91

Tabla 91: Producción de excretas de porcinos en Yucatán, por tamaño.

Porcino	Excretas (kg/día)		
	Noroeste	Otras Regiones	Total
Pequeño	108,154.34	118,951.29	227,105.63
Mediano	285,296.66	313,777.56	599,074.22
Grande	160,150.71	176,138.40	336,289.11
TOTAL	553,601.71	608,867.25	1,162,468.97

Fuente: Elaboración propia.

El biogás es una mezcla de gases conformada principalmente por metano (CH₄) y dióxido de carbono (CO₂) (FAO, 2011; IMTA, 2016; REMBIO, 2018) (MINENERGIA / PNUD / FAO / GEF, 2011; Gutierrez, 2018) que se generan por el proceso biológico de biodigestión anaerobia, su composición se define a partir del sustrato que se sometan. Particularmente, el biogás que se produce a través de un proceso de descomposición anaeróbico de excretas tiene que pasar las siguientes fases: hidrólisis por bacterias fermentativas, acidogénesis y acetogénesis, para formar el CH₄ en la etapa de metanogénesis (Temelis & Ulloa, 2007). La producción de biogás se establece a partir del tamaño y especie del animal sin tomar en cuenta una

temperatura promedio anual ni la eficiencia de la reacción anaerobia intrínseca del proceso de manera directa (Vera-Romero, et al., 2014). Para ello, se consideran los valores de la tabla 73 entre el estiércol producido por día de cada uno de los tamaños y especies y el factor de producción de biogás (Vera-Romero, et al., 2014). Según las consideraciones anteriores, se estimó para el año 2019 en el caso de bovinos, en la región Noroeste, 135 mil m³/día de biogás, lo que representa el 58% del total estatal, tal como se observa en la Tabla 92.

Tabla 92: Producción de biogás de bovinos en Yucatán, por tamaño.

Bovino	Biogás (m ³ /día)		
	Noroeste	Otras Regiones	Total
Ternero	14,243.44	10,159.79	24,403.23
Pequeño	22,218.02	15,848.03	38,066.06
Mediano	19,139.21	13,651.93	32,791.15
Grande	80,118.73	57,148.40	137,267.13
TOTAL	135,719.40	96,808.16	232,527.56

Fuente: Elaboración propia.

Mientras que, para el caso de porcinos, se estimó en la región Noroeste, en el año 2019, 39 mil m³/día de biogás,

lo que representa el 48% del total estatal, tal como se muestra en la Tabla 93.

Tabla 93: Producción de biogás de porcinos en Yucatán, por tamaño.

Bovino	Biogás (m ³ /día)		
	Región Noroeste	Otras Regiones	Total
Pequeño	7,570.80	8,326.59	15,897.39
Mediano	20,921.76	23,010.35	43,932.11
Grande	11,210.55	12,329.69	23,540.24
TOTAL	39,703.11	43,666.63	83,369.74

Fuente: Elaboración propia.

Gutierrez (2018) estimó que las empresas integradas verticalmente con potencial de generación eléctrica de autoconsumo pueden aprovechar el 8.3% del potencial total de las granjas porcinas y bovinas para el 2024 y el 23.1% para 2030.

Vera-Romero y sus colegas (2017) mencionan que la eficiencia de los motores de combustión interna que se utilizan para la generación de energía eléctrica a través de biogás es de 30%, un factor de planta del 0.9 y los valores permanecen constantes durante el año de vida útil del proyecto donde se realiza el aprovechamiento. Asimismo, para la estimación de la energía que contiene el biogás, se considera un poder calorífico de 6.5 kWh/m³ de biogás (CONUEE, 2020b).

Asimismo, se consideró para estimar las emisiones indirectas de gases de efecto invernadero por consumo de electricidad el factor de emisión eléctrico del Sistema Eléctrico Nacional, que para el año 2019 corresponde a 0.505 tCO₂e/MWh. Para las estimaciones históricas se consideraron los factores correspondientes a cada año, según la Tabla 94.

Tabla 94: Factores de emisión del Sistema Eléctrico Nacional.

Año	Factor de emisión (tCO ₂ e/GWh)
2010	584.0
2011	589.1
2012	597.4
2013	592.3
2014	539.0
2015	513.0

Año	Factor de emisión (tCO ₂ e/GWh)
2016	569.0
2017	530.1
2018	527.0
2019	505.0
2020	511.25
2021	503.31
2022	456.75
2023	430.26
2024	400.10
2025	432.00
2026	416.78
2027	397.52
2028	387.12
2029	382.41
2030	373.57

Fuente: CONUEE, 2020.

III.2.15.2. Resultados

Para el estado de Yucatán, en el año 2019, se estima una producción de 315 mil m³ de biogás anual generado por el aprovechamiento de excretas de bovinos y porcinos, de los cuales 9.6 mil m³ de biogás son aprovechables, considerando 8.3% de fracción del potencial nacional (Gutierrez, 2018). Este biogás puede generar 18.7 GWh de generación eléctrica, evitando emitir 9,424.2 tCO₂e durante el año 2019. Solo la región noroeste contribuye

con el 56% de estas emisiones evitadas con un potencial de generación de 10.4 GWh de energía eléctrica. Para el año 2030 se estima una producción acumulada de 3.9 millones de m³ de biogás con un potencial de aprovechamiento de 186 mil m³ de biogás lo que significa 151,135

tCO₂e de emisiones evitadas de durante el periodo de 2019 al 2030. En la Tabla 95 y la Tabla 96 se presentan los resultados obtenidos para el periodo 2008 – 2019, para la región noroeste y para el estado de Yucatán.

Tabla 95: Estimación de biogás y generación de energía eléctrica a partir del biogás, en la región Noroeste de Yucatán, en el periodo 2010 – 2019.										
BOVINO Y PORCINO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Producción de Biogás (m³/día)	162,624	163,207	167,793	172,857	164,913	161,950	170,340	159,485	171,867	175,423
Producción de Biogás (millones m³/año)	59.4	59.6	61.2	63.1	60.2	59.1	62.2	58.2	62.7	64.0
Fracción del potencial nacional (REMBIO)	8.30%	8.30%	8.30%	8.30%	8.30%	8.30%	8.30%	8.30%	8.30%	8.30%
Potencial Biogás (Mm³/a)	4.9	4.9	5.1	5.2	5.0	4.9	5.2	4.8	5.2	5.3
Generación eléctrica (GWh/a)	9.6	9.6	9.9	10.2	9.7	9.6	10.1	9.4	10.2	10.4
Emisiones evitadas (tCO₂e/a)	5,610.2	5,679.8	5,921.8	6,048.2	5,251.4	4,908.2	5,725.9	4,994.1	5,350.7	5,233.4

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 96: Estimación de biogás y generación de energía eléctrica a partir del biogás, en el estado de Yucatán, en el periodo 2010 – 2019.										
BOVINO Y PORCINO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Producción de Biogás (m³/día)	290,805	292,045	299,912	309,040	295,476	291,063	306,013	287,732	309,549	315,897
Producción de Biogás (millones m³/año)	106.1	106.6	109.5	112.8	107.8	106.2	111.7	105.0	113.0	115.3
Fracción del potencial nacional (REMBIO)	8.30%	8.30%	8.30%	8.30%	8.30%	8.30%	8.30%	8.30%	8.30%	8.30%

BOVINO Y PORCINO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Potencial Biogás (Mm³/a)	8.8	8.8	9.1	9.4	9.0	8.8	9.3	8.7	9.4	9.6
Generación eléctrica (GWh/a)	17.2	17.3	17.7	18.3	17.5	17.2	18.1	17.0	18.3	18.7
Emisiones evitadas (tCO₂e/a)	10,032.1	10,163.5	10,584.6	10,813.3	9,409.0	8,821.2	10,286.6	9,010.0	9,637.1	9,424.2

Fuente: Elaboración propia.

Para la estimación del periodo 2020 al 2030 se estima una tasa de crecimiento de generación de biogás de 1.35%, tanto de producción de biogás como de emisiones evitadas, los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 97 y la Tabla 98.

Tabla 97: Estimación de biogás y generación de energía eléctrica a partir del biogás, en la región Noroeste de Yucatán, en el periodo 2020 – 2030.											
BOVINO Y PORCINO	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Producción de Biogás (m³/día)	177,066	178,726	180,401	182,091	183,798	185,520	187,259	189,014	190,785	192,573	194,378
Producción de Biogás (millones m³/año)	64.6	65.2	65.8	66.5	67.1	67.7	68.3	69.0	69.6	70.3	70.9
Fracción del potencial nacional (REMBIO)	8.30%	8.30%	8.30%	8.30%	8.30%	10.8%	13.2%	15.7%	18.2%	20.6%	23.10%
Potencial Biogás (Mm³/a)	5.4	5.4	5.5	5.5	5.6	7.3	9.0	10.8	12.7	14.5	16.4
Generación eléctrica (GWh/a)	10.5	10.6	10.7	10.8	10.9	14.2	17.6	21.1	24.7	28.3	32.0
Emisiones evitadas (tCO₂e/a)	5,347.8	5,314.1	4,867.7	4,628.4	4,344.3	6,141.6	7,351.0	8,396.1	9,549.8	10,814.8	11,938.6

Fuente: Elaboración propia.

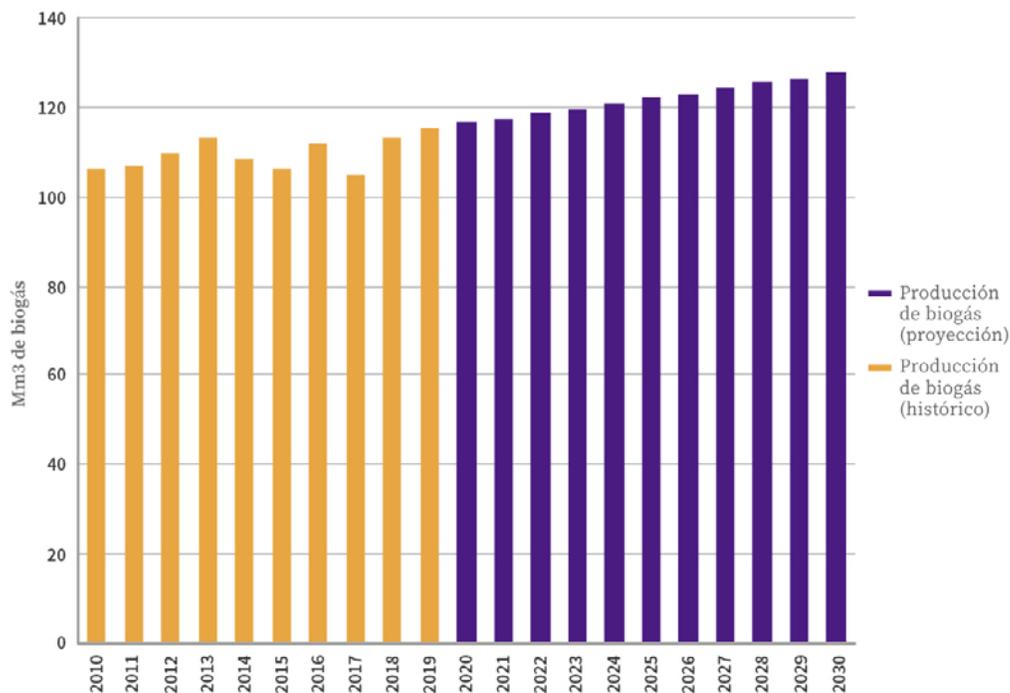
Tabla 98: Estimación de biogás y generación de energía eléctrica a partir del biogás, en el estado de Yucatán, en el periodo 2020 – 2030.

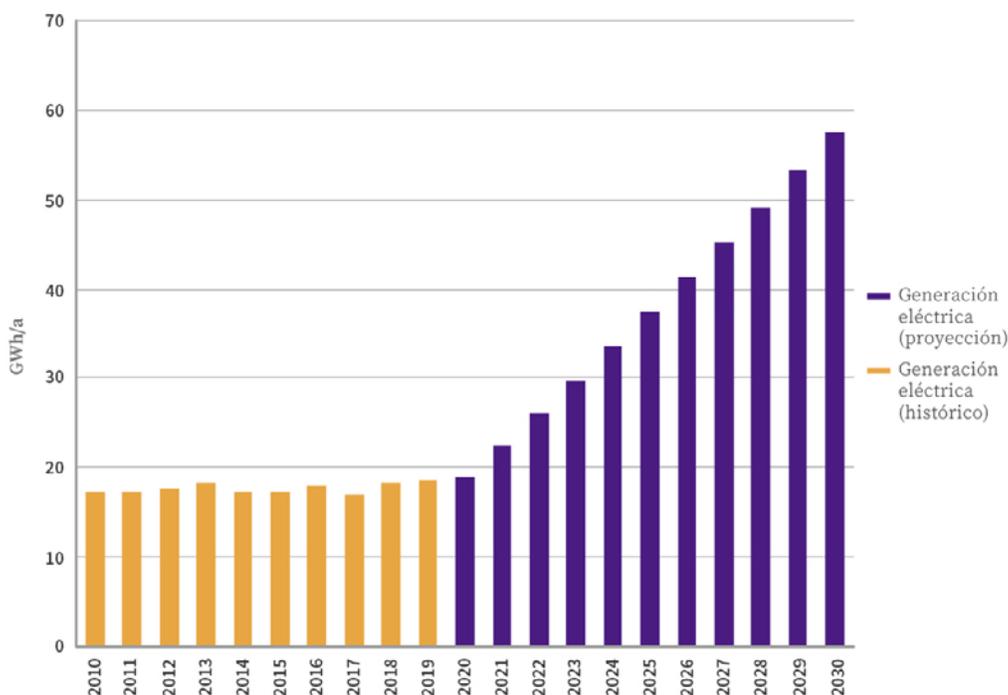
BOVINO Y PORCINO	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Producción de Biogás (m³/día)	318,858	321,846	324,862	327,906	330,979	334,081	337,212	340,372	343,562	346,781	350,031
Producción de Biogás (millones m³/año)	116.4	117.5	118.6	119.7	120.8	121.9	123.1	124.2	125.4	126.6	127.8
Fracción del potencial nacional (REMBIO)	8.30%	8.30%	8.30%	8.30%	8.30%	10.77%	13.23%	15.70%	18.17%	20.63%	23.10%
Potencial Biogás (Mm³/a)	9.65%	10.99%	12.34%	13.68%	15.03%	16.37%	17.72%	19.06%	20.41%	21.75%	23.10%
Generación eléctrica (GWh/a)	9.7	9.8	9.8	9.9	10.0	13.1	16.3	19.5	22.8	26.1	29.5
Emisiones evitadas (tCO₂e/a)	18.8	19.0	19.2	19.4	19.6	25.6	31.8	38.0	44.4	50.9	57.6

Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 15, se despliegan dos gráficos que representan la estimación de biogás y la generación eléctrica para el estado de Yucatán, para el periodo histórico y la proyección realizada.

Figura 15: Biogás generado y potencial de generación eléctrica en el estado de Yucatán, 2010 – 2030.





Fuente: Elaboración propia.

Para la estimación de los costos de abatimiento por la generación de electricidad de residuos ganaderos se considera como tecnología el sistema de biodigestión para la obtención de biogás, el cual es utilizado como bioenergético para la generación de electricidad por medio de moto generadores y/o turbinas.

De acuerdo a información proporcionada por FIRCO, el costo de esta tecnología está ligado al grado de tecnificación de la unidad productiva, su localización geográfica, el manejo de excretas y la función zootécnica de cada unidad. Los costos utilizados en este análisis fueron proporcionados por FIRCO y son costos promedio de proyectos que recibieron apoyo para su implementación.

Para el sistema de biodigestión porcino se consideró la información de 333 proyectos con una población promedio de 6.600 cabezas por unidad, con un costo promedio de 155.4 mil de dólares y para el sistema de biodigestión bovino se consideraron 1,400 cabezas de ganado por unidad con un costo promedio por sistema de 182.3 mil dólares.

Para la estimación del costo por recolección, se utiliza información publicada por la FAO (2002), dando como resultado un costo actualizado de 0.6 dólares por ton de excreta recolectada y un costo de mantenimiento del 3% del costo de capital. Se consideró una introducción paulatina a partir del año 2021 hasta el 2030, dando como resultado la instalación de 83 biodigestores en total. A continuación, se presentan los resultados obtenidos.

Tabla 99: Costos marginales de abatimiento y biodigestores instalados entre 2021 – 2030.

Medida	Biodigestores	Energía producida a 2030	Emisiones totales evitadas a 2030, tCO _{2e}	Potencial de reducción de emisiones a 2030, tCO _{2e}	Costo de mitigación a 2030, Dólares/tCO _{2e}
Generación de electricidad con excretas ganaderas	10	486.5 GWh	132,080.6	21,498.8	-\$202.1

Fuente: Elaboración propia.

III.2.16. Barreras para la implementación

Existen problemáticas que intersecan todos los esfuerzos de mitigación de emisiones, como son la falta de coordinación y cooperación entre las administraciones en los niveles de gobierno federal, estatal y municipal, lo cual impacta en presupuestos y frecuentemente limita el alcance de acciones, ya que la duración de las administraciones no permite acciones a largo plazo. Además, la falta de claridad y especificidad de la normatividad ambiental existente generalmente resulta en su incumplimiento. Estas problemáticas derivan en planes deficientes y poco ambiciosos que no logran generar impactos positivos y sostenibles en las comunidades que pretenden atender. Adicionalmente, la adopción de modelos público-privados debe superar restricciones administrativas y legales, y se observa una carencia generalizada de políticas públicas certeras destinadas a dar respuesta a las problemáticas que ya se han reconocido a través de los años (CONUEE/GIZ, 2014; CMM, 2018a; CMM, 2018b).

En el área financiera se encuentran importantes obstáculos a los que constantemente se enfrentan los interesados en ejecutar medidas de mitigación, por ejemplo (CMM, 2018b):

- Desconocimiento de programas de financiamiento y su operación, así como de incentivos fiscales.
- Falta de mecanismos para compartir riesgos financieros.
- Competencia por el capital con otros proyectos de inversión, ya sea en proyectos de carácter público, que comúnmente deben ajustarse a presupuestos reducidos, o privados, que en el caso de intervenciones en plantas industriales se limitan a ventanas temporales específicas de inversión, típicamente casa 15 a 20 años, o bien, en el caso de proyectos forestales, se prefieren otros proyectos cuyo retorno sea más rápido.
- En el caso de empresas pequeñas, se tiene menor acceso a instrumentos financieros que en empresas de mayor tamaño, además de que pueden tener otras prioridades.
- Falta de mecanismos fiscales y financiamiento que impulsen la adopción de procesos y tecnologías novedosas.

En el caso del biogás generado a partir de RSU, los altos costos de inversión inicial han sido un elemento limitante, así como la falta de capacidades intermunicipales. Los residuos de pequeños comercios, oficinas y hogares tienen un deficiente manejo, por falta de conocimiento o interés. La industria tiene un mejor manejo de los residuos, e inclusive hay acuerdos entre industrias, pero no se tiene fácil acceso a los residuos no industriales. No se ha considerado como prioritario el aprovechamiento de residuos, ya sea por reincorporación a la cadena industrial (que tiene barreras económicas relacionadas a la recolección y traslado, pues no hay infraestructura ni cadenas logísticas instaladas) o para valorización energética. Aunque existen normas (obligatorias y voluntarias) y reglamentos que conforman el marco legal del manejo y disposición final de residuos, como la NOM-083-SEMARNAT-2003¹⁸, la NOM-098-SEMARNAT-2002¹⁹ o la NOM-161-SEMARNAT-2011²⁰, hay deficiencias en su aplicación y fomento, así como inexistentes políticas públicas enfocadas al aprovechamiento de los residuos. Una barrera considerable al uso de biogás para generación eléctrica es la existencia de subsidios a los combustibles fósiles, y es necesario el apoyo para la creación de empresas enfocadas a la valorización, recolección, transporte, procesamiento y comercialización de los residuos con potencial energético o de materia prima para otros sectores (CMM, 2018a; CMM, 2018b).

La eficiencia energética debe superar barreras técnicas al comercio y percepciones y resistencias del mercado, aunque los beneficios económicos que conlleva han provocado que las empresas de mayor tamaño estén interesadas e inviertan recursos en mejorar su eficiencia. En empresas más pequeñas, el capital disponible está limitado y es común que se prefiera invertir en otro tipo de proyectos con tiempos de recuperación más cortos. Adicionalmente, las capacidades técnicas del personal y el conocimiento sobre tecnologías de eficiencia energética son muy escasos (CMM, 2018b). Las medidas de eficiencia energética en la industria, así como la adopción de estrategias de eficiencia energética en el sector de la edificación, se enfrentan principalmente a obstáculos de carácter económico y social. Es decir, actualmente todavía no hay una cultura corporativa generalizada que considere la necesidad e importancia real de estas medidas, ni se cuenta con una estructura social técnica capacitada que soporte un esquema de mejora continua en aspectos energéticos y que permita la mejora continua

¹⁸ Especificaciones de protección ambiental para la selección del sitio, diseño, construcción, operación, monitoreo, clausura y obras complementarias de un sitio de disposición final de residuos sólidos urbanos y de manejo especial.

¹⁹ Protección ambiental-Incineración de residuos, especificaciones de operación y límites de emisión de contaminantes.

²⁰ Criterios para clasificar a los Residuos de Manejo Especial y determinar cuáles están sujetos a Plan de Manejo; el listado de los mismos, el procedimiento para la inclusión o exclusión a dicho listado; así como los elementos y procedimientos para la formulación de los planes de manejo.

a través de las evaluaciones en el desempeño de la organización (CONUEE/GIZ, 2014).

El sector transporte, por su parte, se ha desarrollado históricamente bajo una óptica de priorización a la movilidad individual motorizada, de manera que las inversiones en infraestructura han dado preferencia a los automóviles, pero aún con esta preferencia, en zonas como el AMG hay elevados niveles de congestión vial, pues el uso de automóviles particulares es desmedido, es decir, hay demasiados vehículos que se usan con gran intensidad. Se ha limitado el alcance de las inversiones en sistemas de transporte público, que adolece de carencias operativas y de servicio, principalmente el concesionado (por superposición de rutas, oferta inadecuada

de horarios y frecuencias, falta de profesionalismo por parte de los operadores, etc.), además de la falta de cultura vial adecuada. Resulta relevante para esta medida, pero también para otras, que los sujetos en las ciudades desarrollan una profunda apatía por los problemas comunitarios y una exagerada competitividad que acentúa el individualismo. Este fenómeno de deshumanización impide resolver diversas problemáticas, como el abasto de recursos vitales, la buena movilidad de personas y mercancías, la reducción de la contaminación, seguridad, la prevención de riesgos a fenómenos naturales y demás problemáticas que tienen impactos en la justicia ambiental, los derechos humanos y el combate a la pobreza (CMM, 2018a).

IV. POTENCIAL DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE LAS MEDIDAS PROPUESTAS Y COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN

IV.1. Escenarios

El presente trabajo analizó dos paquetes de medidas de mitigación de manera que se ajustaran con respecto a la trayectoria de emisiones de gases de efecto invernadero requerida para alcanzar los presupuestos de carbono a 2030 y 2050. El primer escenario planteado corresponde al Escenario Posible, que incluye medidas cuya aplicabilidad podría ser factible dados los adelantos tecnológicos existentes y sus respectivos costos. El segundo escenario corresponde al Escenario Necesario, que incluye medidas de mitigación de gases de efecto invernadero que son necesarias para poder cumplir con el presupuesto de carbono. Como parte de las medidas de mitigación en el Escenario Necesario se consideró la conservación de Áreas Naturales Protegidas (ANP), la generación de energía eólica y solar adicional, y la renovación de la flota vehicular tanto para vehículos ligeros (por unidades híbridas y eléctricas), como para autobuses (por unidades eléctricas). Es importante mencionar que en el Escenario Posible se consideraron las demás medidas planteadas. Asimismo, para el caso de la conservación de ANP, si bien, es una medida que es posible, se incluyó como necesaria. Para 2050, se consideró la tasa promedio anual de crecimiento de la población para aquellas medidas en las que el potencial de mitigación no se agotó en 2030 y en las que podría ser posible continuar con los esfuerzos de mitigación. Para el caso de medidas que agotaron su potencial a 2030, no se aumentó su potencial de reducción a 2050. A 2050, se agregaron medidas adicionales, las cuales se resumen a continuación.

IV.1.1. Medidas adicionales a 2050

Dentro de las medidas adicionales planteadas para la reducción de emisiones a 2050, se encuentran el incre-

mento del uso de energías renovables a 2050, así como el incremento en la penetración de vehículos eléctricos tanto particulares como de transporte público. Si bien, estas dos medidas se introdujeron como medidas a 2030, se incrementó su participación a 2050 y en el caso del transporte se plantea la renovación de la flota vehicular existente (25% de la flota de vehículos eléctricos por unidades eléctricas). Para la generación de energía solar fotovoltaica se consideró la adición de 6,800 MW, mientras que para la energía eólica se consideraron 2,704 MW. Estas cantidades se suman a las ya introducidas a 2030. Asimismo, el paquete de medidas para el Escenario Necesario a 2050 plantea la introducción del hidrógeno verde. El hidrógeno verde ha recibido recientemente un gran impulso, debido al desarrollo de la tecnología, pero también a los bajos costos de las energías renovables. A pesar de que los costos de generación de hidrógeno verde actualmente siguen siendo altos, se espera que, en 2030, éstos se reduzcan en un 60%, lo que lo haría competitivo. Para el Estado se ha planteado el uso de hidrógeno verde para su inyección en la red de gasoductos y su uso principalmente en el sector industrial. Asimismo, se planteó el uso del hidrógeno verde en ciclos combinados en línea con lo planteado en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2019–2033, en el que se plantea el uso de hidrógeno verde en ciclos combinados de gas natural. Para el caso de Yucatán se planteó que la planta privada Mérida III pudiera incorporar el uso de hidrógeno verde. También se consideró el uso de hidrógeno verde en el sector transporte a partir de la renovación de 20% de la flota vehicular de unidades ligeras a 2050, y la adopción de autobuses que operen con celdas de combustible. Para este último caso se planteó que se adoptaran 5 camiones anuales de 2030 a 2050. El potencial de mitigación a 2050 para estas medidas se presenta en la siguiente tabla. Para este caso, dado el largo periodo de tiempo, no se estimaron costos de mitigación.

Tabla 100: Medidas de mitigación adicionales a 2050.

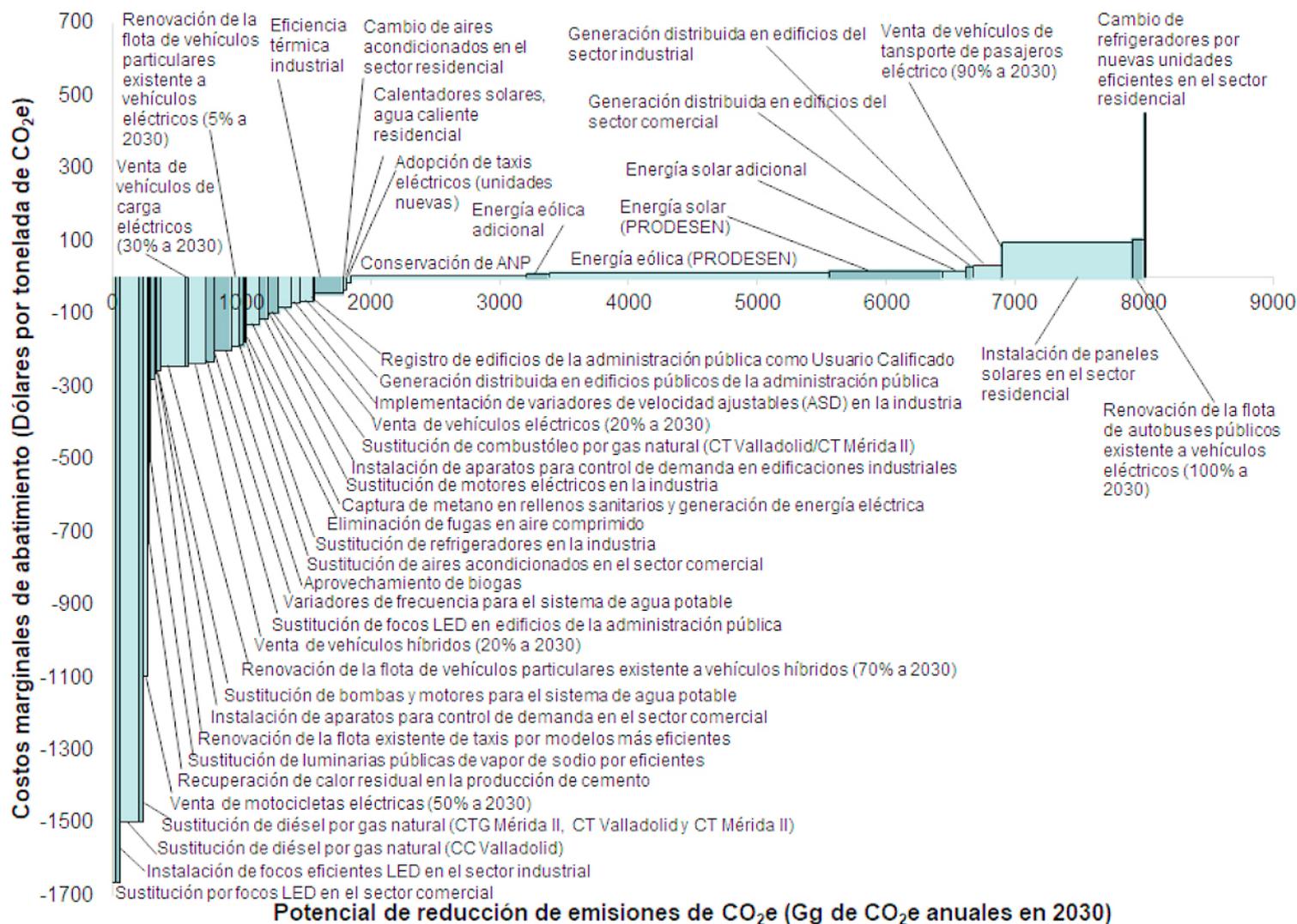
Medidas	Reducción de emisiones de GEI anuales a 2050 (GgCO ₂ e)
Sustitución de vehículos particulares por modelos eléctricos (5% flota existente a 2030 y 25% a 2050)	311.1
Energía solar adicional	7,167.5
Energía eólica adicional	3,649.7
Inyección de hidrógeno verde a la red de gasoductos	461.8
Utilización de hidrógeno verde en ciclos combinados	1,002.1
Venta de vehículos de celda de combustible (20% a 2050)	702.8
Uso de camiones de pasajeros de celda de combustible	1.0

Fuente: Elaboración propia.

IV.2. Costos y potencial de mitigación a 2030

A partir de las medidas y escenarios planteados, se estimó que para 2030, con las medidas del Escenario Posible se pueden reducir hasta 5,936 GgCO₂e anuales en 2030. Si se incluyen las medidas del Escenario Necesario, la reducción de emisiones de CO₂e podría llegar a ser de 8,008 GgCO₂e. De las 43 medidas analizadas, 32 son costo efectivas, representando el 23% del potencial total de reducción de emisiones a 2030. A continuación, se presenta la curva de costos marginales de abatimiento de gases de efecto invernadero a 2030. Asimismo, se presentan dos tablas que resumen los costos y el potencial de reducción para cada una de las medidas y escenarios.

Figura 16: Curva de costos marginales de abatimiento a 2030.



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 101: Resumen de medidas de mitigación del Escenario Posible, sus potenciales y costos.

Medidas	Reducción de emisiones de GEI anuales a 2030 (GgCO _{2e})	Costo marginal de abatimiento (Dólares/tCO _{2e})
Sustitución por focos LED en el sector comercial	28.9	-1664.2
Instalación de focos eficientes LED en el sector industrial	31.0	-1664.2
Sustitución de diésel por gas natural (CC Valladolid)	150.8	-1496.8
Sustitución de diésel por gas natural (CTG Mérida II, CT Valladolid y CT Mérida II)	33.9	-1496.8
Venta de motocicletas eléctricas (50% a 2030)	30.7	-1095.8
Recuperación de calor residual en la producción de cemento	5.5	-732.1
Sustitución de luminarias públicas de vapor de sodio por eficientes	19.1	-507.5
Renovación de la flota existente de taxis por modelos más eficientes	32.5	-279.0
Instalación de aparatos para control de demanda en el sector comercial	13.5	-264.6
Sustitución de bombas y motores para el sistema de agua potable	28.0	-257.1
Venta de vehículos de carga (30% a 2030)	15.9	-244.9
Venta de vehículos híbridos (20% a 2030)	133.7	-239.0
Sustitución de focos LED en edificios de la administración pública	69.8	-233.0
Variadores de frecuencia para el sistema de agua potable	3.6	-206.1
Aprovechamiento de biogas	132.1	-202.1
Sustitución de aires acondicionados en el sector comercial	33.9	-186.4
Sustitución e instalación de refrigeradores eficientes	5.5	-178.5
Eliminación de fugas en aire comprimido	10.5	-176.0
Captura de metano en rellenos sanitarios y generación de energía eléctrica	107.2	-131.4
Sustitución de motores eléctricos en la industria	62.7	-114.2
Instalación de aparatos para control de demanda en edificaciones industriales	6.9	-106.7
Sustitución de combustóleo por gas natural (CT Valladolid/CT Mérida II)	78.0	-98.3
Venta de vehículos eléctricos (20% a 2030)	97.5	-83.9
Implementación de variadores de velocidad ajustables (ASD)	62.7	-69.8
Generación distribuida en edificios públicos de la administración pública	110.8	-65.2

Medidas	Reducción de emisiones de GEI anuales a 2030 (GgCO ₂ e)	Costo marginal de abatimiento (Dólares/tCO ₂ e)
Registro de edificios de la administración pública como Usuario Calificado	4.4	-63.7
Eficiencia térmica en las demás industrias	222.9	-44.0
Cambio de aires acondicionados	3.8	-35.1
Calentadores solares, agua caliente residencial	20.2	-34.8
Adopción de taxis eléctricos (unidades nuevas)	38.3	-14.8
Energía eólica (PRODESEN)	2173.6	13.0
Energía solar (PRODESEN)	874.2	17.9
Generación distribuida en edificios del sector comercial	48.0	29.3
Generación distribuida en el sector industrial	222.6	32.1
Transporte de pasajeros eléctrico (90% a 2030)	10.2	93.1
Instalación de paneles solares	1002.0	97.2
Cambio de refrigeradores por nuevas unidades eficientes	11.5	451.0

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 102: Resumen de medidas de mitigación del Escenario Necesario, sus potenciales y costos.

Medidas	Reducción de emisiones de GEI anuales a 2030 (GgCO ₂ e)	Costo marginal de abatimiento (Dólares/tCO ₂ e)
Conservación de Áreas Naturales Protegidas (ANP)	1360.7	4.5
Renovación de la flota de vehículos particulares existente a vehículos eléctricos (5% a 2030)	60.5	-187.8
Renovación de la flota de vehículos particulares existente a vehículos híbridos (50% a 2030)	194.3	-245.6
Energía solar adicional	188.6	17.9
Energía eólica adicional	173.8	9.3
Sustitución de camiones de pasajeros por modelos eléctricos (100% flota existente a 2030)	94.3	104.4

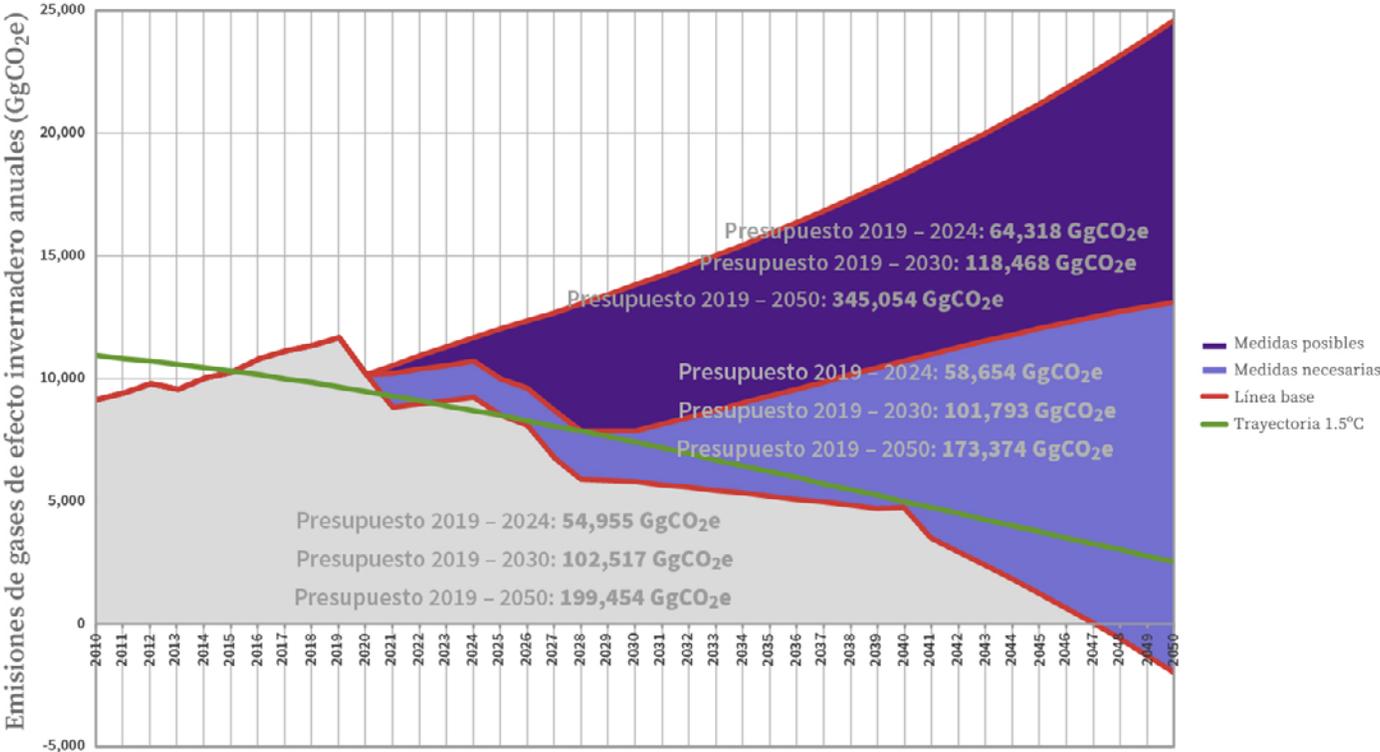
Fuente: Elaboración propia.

IV.3. Rutas de descarbonización a 2030 y 2050 para alcanzar emisiones netas de cero

La implementación de medidas adicionales (correspondientes al Escenario Necesario) es de suma importancia para alcanzar los presupuestos de carbono a 2030 y a 2050, así como las emisiones netas cero a 2050. Como se

observa en la Figura 17, para el periodo 2019 – 2024, se observa que, el presupuesto de carbono corresponde a 55 mil GgCO₂e, y aunque se implementen los dos paquetes de medidas, éste se excedería por más de 3 mil GgCO₂e. Sin embargo, es necesario continuar con la ruta de descarbonización para este periodo para poder cumplir con los presupuestos de carbono para 2030 y 2050. Asimismo, como se observa, es posible exceder el presupuesto de carbono para 2030 y 2050 en 724 GgCO₂e y 26,081 GgCO₂e, respectivamente. Con respecto a 2050, es necesario que el presupuesto de carbono se exceda para lograr la meta de cero emisiones para ese año.

Figura 17: Presupuesto de carbono y emisiones acumuladas para los escenarios planteados.



Fuente: Elaboración propia.

IV.4. Definición de metas de mitigación y recomendaciones

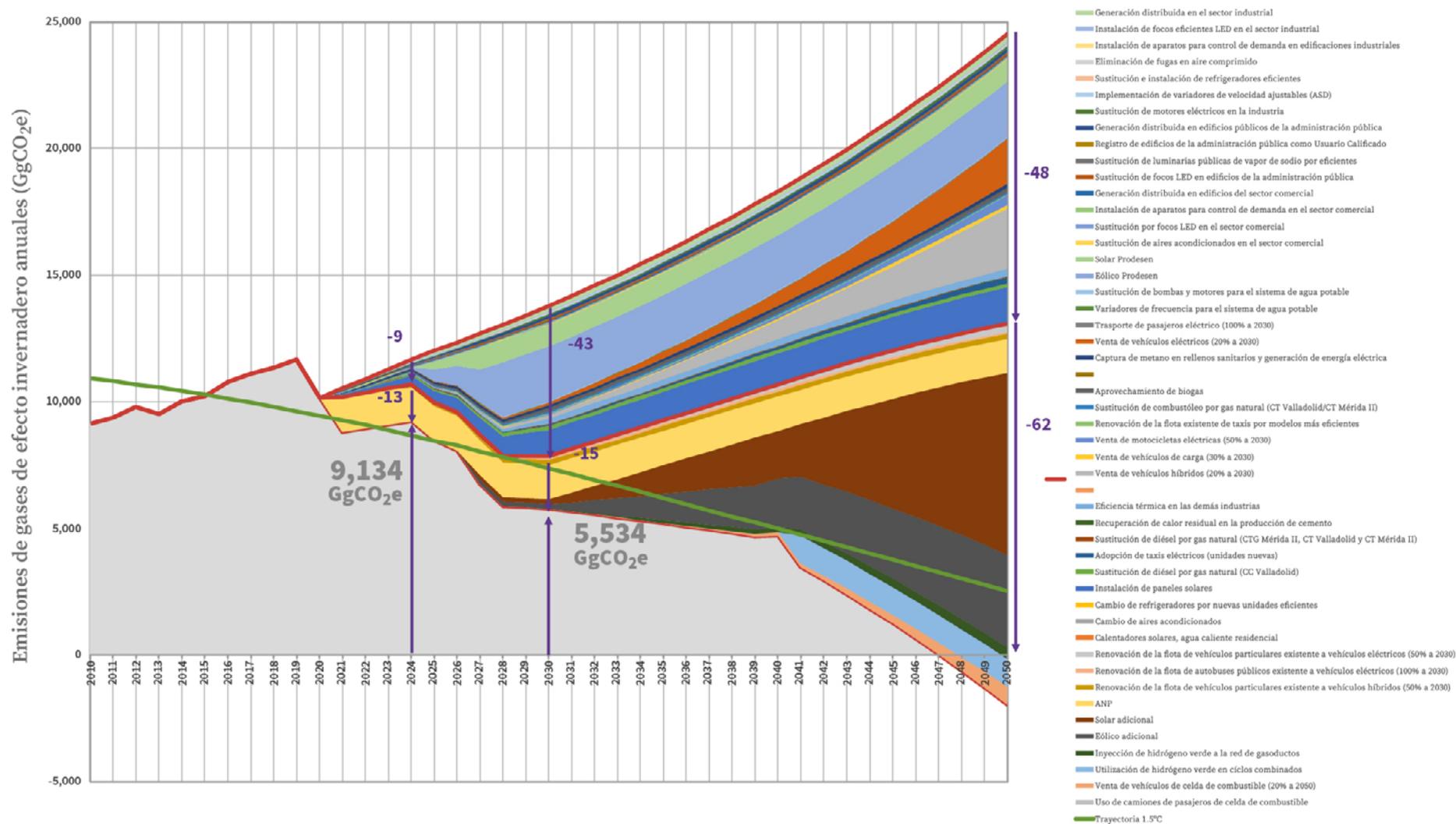
Para poder alinear la trayectoria de emisiones de gases de efecto invernadero con el presupuesto de carbono es necesario, que se establezcan metas de mitigación. Con respecto a la línea base planteada, para 2024, se necesitan reducir en total el 22% de las emisiones anuales (9% con medidas del Escenario Posible y 13% con medidas del Escenario Necesario), incrementado esta ambición a 58% para 2030 (43% con medidas del Escenario Posible y 15% con medidas del Escenario Necesario) y al 100% para 2050 (48% con medidas del Escenario Posible y 52% con medidas del Escenario Necesario) (ver Figura 18).

A partir de lo observado en este trabajo, es necesario señalar que, la conservación de áreas protegidas es importante y no debe dejarse a un lado; además de que existen medidas como la eficiencia energética que trae beneficios económicos en el sector industrial, residencial, comercial y público. Asimismo, la electromovilidad es otra de las medidas significativas que son rentables debido a la tendencia internacional tanto en el apoyo político de esta medida como en la reducción de costos alcanzado. Otro aspecto importante para resaltar es el hecho de que existe un potencial renovable que no se ha utilizado. Las estimaciones a 2050 consideran el 4% del potencial solar posible y el 30% del potencial eólico

posible. Lo anterior, podría servir de base para la introducción de tecnologías novedosas como el hidrógeno verde. Para cumplir con las reducciones planteadas, se necesitarían generar 251 mil toneladas de hidrógeno, lo que equivaldría a una capacidad instalada de 8 mil MW solares (4% del potencial total realizable).

Si bien, el Estado ha trabajado en diversas acciones como el uso de focos eficientes en edificios públicos, implementación de proyectos de captura de metano y planeación en diversas áreas como industria, energía y biodiversidad; es necesario continuar con estos esfuerzos e incrementar y acelerar la aplicación de las medidas planteadas en este trabajo. Es importante mencionar que, estas medidas no son únicamente responsabilidad del Gobierno del Estado, y la implementación directa de la mayoría de las medidas, así como la obtención de sus beneficios recaen tanto en el sector privado como en la sociedad civil. Por lo anterior, es necesario que los sectores público, privado y social puedan encontrar mecanismos que faciliten su cooperación. Con base en lo platicado con los Estados, la difusión y socialización de esta información, así como de los beneficios asociados al cuidado del medio ambiente deben reforzarse de manera que todos los actores involucrados conozcan directamente sus beneficios. Finalmente, es importante señalar que las medidas estimadas en este trabajo representan un esfuerzo inicial teórico que debe profundizarse y trabajarse con cada uno de los actores de manera que se pueda determinar la factibilidad real de cada una de las medidas.

Figura 18: Medidas de mitigación y trayectoria de emisiones de GEI a 2050.



Fuente: Elaboración propia.

V. REFERENCIAS

APEC, 2017. *APEC Peer Review on Energy Efficiency in Mexico, Japan*: APEC Secretariat.

Arroyo, F., Ambriz, J. & Romero, H., 2003. *Potencial nacional de ahorro de electricidad en refrigeración doméstica*. [En línea] Recuperado de: <https://www.osti.gov/etdweb/servlets/purl/20476416> [Último acceso: 2020].

Arvizu, J. L. & Huacuz, V. J. M., 2003. Biogás de rellenos sanitarios para producción de electricidad. *Boletín IIE*, Octubre-Diciembre. Issue 118.

Bellingham Electric, 2020. *How Long Does a Washing Machine Take? - Cycle Times & More*. [En línea] Recuperado de: <https://blog.bellinghamelectric.com/blog/how-long-does-a-washing-machine-take> [Último acceso: 2020].

Beutin, E. & Leimkihler, J., 2009. *Long-term Experience with Nienburger Glass Batch Preheating Systems*. New York, John Wiley & Sons, p. 109.

Butler, D., 2008. Architecture: Architects of a low-energy future. *Nature*, Volumen 452, pp. 520-523.

C40 CFF y Carbon Trust México, 2018. *Estrategia de electromovilidad de la Ciudad de México 2018 - 2030*, Ciudad de México.

CCNNPURRE y CCONNSE, 2018. Norma Oficial Mexicana NOM-027-ENER/SCFI-2018. *DOF*, 28 08.

CCNNPURRE, 1995. NORMA Oficial Mexicana NOM-003-ENER-1995, Eficiencia térmica de calentadores de agua para uso doméstico y comercial. *DOF*, 7 11.

CCNNPURRE, 2001. Norma Oficial Mexicana, Eficiencia energética, requisitos de seguridad al usuario y eliminación de clorofluorocarbonos (CFC's) en acondicionadores de aire tipo cuarto. Límites, métodos de prueba y etiquetado. *DOF*, 23 Abril.

CCNNPURRE, 2008. NOM-021-ENER/SCFI-2008, Eficiencia energética, requisitos de seguridad al usuario en acondicionadores de aire tipo cuarto. Límites, métodos de prueba y etiquetado. *DOF*, 4 Agosto.

CCNNPURRE, 2010. NORMA Oficial Mexicana NOM-023-ENER-2010, Eficiencia energética en acondicionadores de aire tipo dividido, descarga libre y sin conductos de aire. Límites, método de prueba y etiquetado. *DOF*, 2012.

CCNNPURRE, 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. *Diario Oficial de la Federación*, 09 Agosto.

CCNNPURRE, 2016. NORMA Oficial Mexicana NOM-026-ENER-2015, Eficiencia energética en acondicionadores de aire tipo dividido (Inverter) con flujo de refrigerante variable, descarga libre y sin ductos de aire. Límites, métodos de prueba y etiquetado. *DOF*, 09 02.

CCNNPURRE, 2017. NORMA Oficial Mexicana NOM-021-ENER/SCFI-2017, Eficiencia energética y requisitos de seguridad al usuario en acondicionadores de aire tipo cuarto. Límites, métodos de prueba y etiquetado. *DOF*, 07 07.

CCNNPURRE, 2018. NORMA Oficial Mexicana NOM-015-ENER-2018, Eficiencia energética de refrigeradores y congeladores electrodomésticos. Límites, métodos de prueba y etiquetado. *DOF*, 28 6.

CCPY, 2020. COMISIÓN REGIONAL DEL CAMBIO CLIMÁTICO. [En línea] Recuperado de: <http://www.ccpy.gob.mx/agenda-regional/comision-regional-cc.php> [Último acceso: 6 Agosto 2020].

Calixto-Aguirre, V. I. & Huelsz-Lesbros, G., 2018. Consumo de energía en edificios en México. *Revista Legado de Arquitectura y Diseño*, 14(24).

Carpenter, A., 2012. *CO₂ abatement in the iron and steel industry*, IEA Clean Coal Centre.

Chatellier Lorentzen, D. & McNeil, M., 2019. Consumo de electricidad de edificios no residenciales en México: la importancia del sector de servicios. *Cuadernos de la CONUEE*, Issue 3/ Nuevo Ciclo.

CEMEX, 2020. *Annual Report 2020*. CEMEX.

CESPEDES, 2018. *Estudio de Energías Limpias en México 2018–2032*, Ciudad de México: Comisión de Estudios del Sector Privado para el Desarrollo Sustentable.

Letscher, V., McNeil, M. & Sánchez, I., 2011. *Normas de desempeño energético mínimo para refrigeradores en México. Análisis de Impactos Financieros y Energéticos*, Ciudad de México: Lawrence Berkeley National Laboratory. Instituto de Investigaciones Eléctricas.

CFE, 2021a. *Consumo de combustibles estatales por tipo de planta*. Comisión Federal de Electricidad (CFE).

CFE, 2021. *Ventas de energía eléctrica por tarifa*, Comisión Federal de Electricidad (CFE).

CMM, 2008. *Low-carbon growth. A potential path for Mexico*, Centro Mario Molina para Estudios Estratégicos sobre Energía y Medio Ambiente (CMM).

CMM, 2017. *Rutas de bajo carbono sectoriales: Rutas tecnológicas para el desarrollo de bajo carbono en la Industria Nacional*, Centro Mario Molina para Estudios Estratégicos sobre Energía y Medio Ambiente (CMM).

CMM, 2018a. PROYECTO 296256: “POLÍTICAS Y ACCIONES PARA LA SUSTENTABILIDAD DE MÉXICO, 2018.” LÍNEA DE INVESTIGACIÓN: CIUDADES SUSTENTABLES. Entregable 2. Análisis integral sobre la sustentabilidad urbana en el Área Metropolitana de Guadalajara, Jalisco, México: CMM.

CMM, 2018b. *Rutas tecnológicas para el desarrollo de bajo carbono en la Industria Nacional. Fase 2*, México: CMM.

CONAGO, 2020. *Alianza de Gobernadores Mexicanos por el Clima*. [En línea] Recuperado de: https://www.conago.org.mx/reuniones/documentos/2020-02-21/10_FT_Posicionamiento_CMARHCC.pdf [Último acceso: 2021].

CONAGUA, 2020. *Situación del Subsector Agua Potable, Alcantarillado y Saneamiento*, Ciudad de México: Comisión Nacional del Agua. Subdirección General de Agua Potable, Drenaje y Saneamiento.

CONAPO, 2019. *Proyecciones de la Población de los Municipios de México, 2015–2030*, México: Consejo Nacional de Población.

Congreso del Estado de Yucatán, 2010. *Ley de Protección al Medio Ambiente del Estado de Yucatán. Suplemento al Diario Oficial del Estado de Yucatán*, 8 Septiembre.

CONUEE/GIZ, 2014. *Manual para la implementación de un sistema de gestión de la energía*, México: Comisión Nacional para el Uso Sustentable de la Energía (CONUEE)/ Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ).

CONUEE, 2007. *Programa para la Promoción de Calentadores Solares en México (Procalsol)*, México: Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía.

CONUEE, 2014. *Herramientas y aplicaciones Herramienta Grados Día*. [En línea] Recuperado de: <https://www.gob.mx/conuee/acciones-y-programas/herramientas-y-aplicaciones?state=published> [Último acceso: Diciembre 2020].

CONUEE, 2015a. *Herramienta de calificación del desempeño energético de edificios para el uso de oficinas y bancos*. [En línea] Recuperado de: <https://www.gob.mx/conuee/acciones-y-programas/herramienta-de-calificacion-del-desempeno-energetico-de-edificios-para-el-uso-de-oficinas-y-bancos-31399?state=published> [Último acceso: 7 Diciembre 2020].

CONUEE, 2018. *Propuesta de instrumentos para facilitar medidas de eficiencia energética en el sector industrial de México*, Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE).

CONUEE, 2020a. *Disposiciones Administrativas de carácter general en materia de eficiencia energética en los inmuebles, flotas vehiculares e instalaciones industriales de la Administración Pública Federal 2020–2024 y Lineamientos para la entrega de información para la*. [En línea] Recuperado de: <https://www.conuee.gob.mx/transparencia/boletines/APF/DisposicionesAdministrativasdecaractergeneralenmateriadeeficienciaenergeticaenlosinmuebles,flotasvehiculareseinstalacionesindustrialesde laAdministracionPublicaFederal2020-2024yLineamiento.pdf> [Último acceso: Diciembre 2020].

CONUEE, 2020b. *LISTA DE COMBUSTIBLES 2020 QUE SE CONSIDERARÁN PARA IDENTIFICAR A LOS USUARIOS CON UN PATRÓN DE ALTO CONSUMO, ASÍ COMO LOS FACTORES PARA DETERMINAR LAS EQUIVALENCIAS EN TÉRMINOS DE BARRILES EQUIVALENTES DE PETRÓLEO*. [En línea] Recuperado de: https://conuee.gob.mx/transparencia/boletines/SITE/LISTA_DE_COMBUSTIBLES_2020.pdf [Último acceso: 2020].

CRE, 2020a. *Factor de Emisión del Sistema Eléctrico Nacional 2019*, México: Comisión Reguladora de Energía.

CRE, 2020b. *Ventas de gas LP por sector*, Comisión Reguladora de Energía (CRE).

D'Agostino, D., Cuniberti, B. & Bertoldi, P., 2017. Energy consumption and efficiency technology measures in European non-residential buildings. *Energy and Buildings*, Volumen 153, pp. 72-86.

De Buen, O., 2013. *La importancia energética, económica y social del acondicionamiento térmico del espacio interior en la vivienda en zonas de clima cálido*. Monterrey, CONUEE.

DOF, 2003. *NORMA Oficial Mexicana NOM-015-ENER-2002, Eficiencia energética de refrigeradores y congeladores electrodomésticos. Límites, métodos de prueba y etiquetado*. [En línea] Recuperado de: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=705999&fecha=15/01/2003 [Último acceso: 2020].

Dovetail Partners, 2019. *Your Television and Energy Consumption. Dovetail Partners Consuming Responsibly Report No. 12*. [En línea] Recuperado de: <https://dovetailinc.org/upload/tmp/1579547649.pdf> [Último acceso: 2020].

EIA, 2020. *Petroleum coke average price*. [En línea] Recuperado de: <https://www.eia.gov/opendata/qb.php?category=40699&sdid=SEDS.PCTCD.IA.A>

EMF, 2017. *Economía Circular*. [En línea] Recuperado de: <https://www.ellenmacarthurfoundation.org/es/economia-circular/concepto>

Energy Use Calculator, 2020. *Electricity usage of an LCD/LED Display or TV Screen*. [En línea] Recuperado de: https://energyusecalculator.com/electricity_lcdleddisplay.htm [Último acceso: 2020].

EPA, 2012. *Available and emerging technologies for reducing greenhouse gas emissions from the iron and steel industry*, US Environmental Protection Agency (EPA).

European Cement Research Academy, 2017. *Development of State of the Art Techniques in Cement Manufacturing: Trying to Look Ahead*, Alemania.

European Commission, 2014. *CO₂ reduction in the ETS glass industry by means of waste heat utilization. SILC-I (PROJECT id 621527)*. [En línea] Recuperado de: <http://www.lignite.gr/events/webd1.1.pdf> [Último acceso: 2017].

European Commission, 2020a. *In focus: Energy efficiency in buildings*. [En línea] Recuperado de: https://ec.europa.eu/info/news/focus-energy-efficiency-buildings-2020-feb-17_en [Último acceso: 17 Septiembre 2020].

FAO, 2002. *Reporte de la Iniciativa de la Ganadería, el Medio Ambiente y el Desarrollo (LEAD) - Integración por Zonas de la Ganadería y de la Agricultura Especializadas (AWI) - Opciones para el Manejo de Efluentes de Granjas Porcícolas de la Zona Centro*, FAO.

FIDE, 2018. *Selo FIDE. Electrodomésticos. Refrigeradores y Congeladores Electrodomésticos*. [En línea] Recuperado de: https://www.fide.org.mx/?page_id=17763 [Último acceso: 2020].

Fundación CIDOC / SHF, 2020. *Estado actual de la vivienda en México 2019*, México: Fundación CIDOC.

Global ABC, IEA and the UN Environment Programme, 2019. *2019 Global Status Report for Buildings and Construction: Towards a zero-emission, efficient and resilient buildings and construction sector*, United Nations Environment Programme.

GIZ, CNBiogás, ASOLMEX, AMIF & ANES, 2020. *Monitor de Información Comercial e Índice de Precios de generación Solar Distribuida en México*, Ciudad de México: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.

GIZ, 2014. *Consumption & emission inventory of fluorinated greenhouse gases (CFC, HCFC and HFC) in Mexico*, Eschborn: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.

Gobierno del Estado de Yucatán 2012–2018, 2018. *Sexto informe de gobierno. Compromisos y resultados*. [En línea] Recuperado de: https://www.yucatan.gob.mx/docs/transparencia/informes/2012_2018/6to/texto_del_informe_2018.pdf [Último acceso: 2021].

Gobierno del Estado de Yucatán, 2014. Programa Especial de Acción ante el Cambio Climático del Estado de Yucatán. *Diario Oficial del Gobierno del Estado de Yucatán*, 26 Abril.

Gobierno del Estado de Yucatán, 2019a. Plan Estatal de Desarrollo 2018–2024. *Diario Oficial del Gobierno del Estado de Yucatán*, No. 33, 30 Marzo.

Gobierno del Estado de Yucatán, 2019b. *Hacia un Yucatán con cero residuos para transformar al estado.* [En línea] Recuperado de: https://www.yucatan.gob.mx/saladeprensa/ver_notas.php?id=336 [Último acceso: 2021].

Gobierno del Estado de Yucatán, 2020. *Yucatán a la vanguardia en la generación de energía limpia para proteger el medio ambiente, fomentar la inversión y crear empleo.* [En línea] Recuperado de: https://www.yucatan.gob.mx/saladeprensa/ver_notas.php?id=3266 [Último acceso: 2021].

Gobierno del Estado de Yucatán, 2021c. *Ciclovías.* [En línea] Recuperado de: <https://ciclovias.yucatan.gob.mx> [Último acceso: 2021].

Gobierno del Estado de Yucatán, 2021a. *Ley de Cambio Climático del Estado de Yucatán. Diario Oficial del Gobierno del Estado de Yucatán,* 4 Noviembre.

Gobierno del Estado de Yucatán, 2021b. *Yucatán.* [En línea] Recuperado de: <https://www.yucatan.gob.mx/estado/> [Último acceso: 2021].

Gobierno de la Ciudad de México, 2018. *Norma Ambiental para el Distrito Federal NADF-008-AMBT-2017.* Ciudad de México: Gaceta Oficial de la Ciudad de México.

Gobierno Estatal 2018 – 2024, 2018. *Programa de mediano plazo. Yucatán verde y sustentable,* Yucatán: Gobierno del Estado de Yucatán.

Gobierno Estatal 2018 – 2024, 2019. *Plan Estatal de Desarrollo 2018 – 2024. Diario Oficial del Gobierno del Estado de Yucatán,* 30 Marzo.

González-Merla, L., 2016. *Compromisos ante el cambio climático: ¿Una estrategia enfocada a la producción o al consumo?.* [En línea] Recuperado de: <http://www.canacero.org.mx/en/assets/suplemento-siderurgia-2016.pdf>

GTZ, 2009. *Portafolio de Tecnologías Ahorradoras de Energía y de Recursos,* Ciudad de México: Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH.

Gómez Rodríguez, A., 2014. *Experiencias de FIPATERM Alcance y Resultados.* [En línea] Recuperado de: <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/84278/140424EXPFIPATERMMonterrey.pdf> [Último acceso: Diciembre 2020].

Gutierrez, J. P., 2018. *Situación actual y escenarios para el desarrollo del biogás en México hacia 2024 y 2030,* Morelia: REMBIO y Red temática de Bioenergía del CONACYT.

Hernández, P., Jiménez, L., Torres, D. & Godínez, R., 2012. *Actualización del potencial de ahorro de energía, para los equipos y aparatos de uso de mayor impacto a nivel nacional que consumen energía en espera,* Ciudad de México: Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. Cooperación Técnica Alemana.

Hirata, E., Martínez, J. & Salinas, L., 2020. *Potencial de ahorro de energía y mitigación de emisiones de Gases Efecto Invernadero. Hacia un mejor desempeño energético de las edificaciones en el sector vivienda.,* México: Asociación de Empresas para el Ahorro de a Energía en la Edificación, A.C.

IETD, 2017. *Industrial Efficiency Technology Database.* [En línea] Recuperado de: <http://ietd.iipnetwork.org/content/increased-cullet-use> [Último acceso: 2017].

IMTA, 2021. *Gobierno de Mexico.* [En línea] Recuperado de: <https://www.gob.mx/imta/es/articulos/las-aguas-residuales-porcicolas-en-yucatan-y-su-tratamiento?idiom=es> [Último acceso: agosto 2021].

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

INECC, 2018b. *Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 1990 – 2015 (INEGYCEI).* En: México: Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático.

INECC, 2021. *Ecovehículos.* [En línea] Recuperado de: <https://www.ecovehiculos.inecc.gob.mx/> [Último acceso: 2021].

INECC-IMP, 2014. *Factores de emisión para los diferentes tipos de combustibles fósiles y alternativos que se consumen en México,* Ciudad de México: Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático.

INECC-USAID, 2016b. *Adaptation of the Vehicle Emission Model MOVES to Mexico,* INECC-USAID.

INEGI, 2007. *Censo Agrícola, Ganadero y Forestal 2007.* [En línea] Recuperado de: <https://www.inegi.org.mx/programas/cagf/2007/> [Último acceso: 2021].

INEGI, 2012. *Encuesta Nacional Agropecuaria 2012.* [En línea] Recuperado de: <https://www.inegi.org.mx/programas/ena/2012/> [Último acceso: 2021].

INEGI, 2014. *Encuesta Nacional Agropecuaria 2014.* [En línea] Recuperado de: <https://www.inegi.org.mx/programas/ena/2014/> [Último acceso: 2021].

INEGI, 2015. *Encuesta Intercensal 2015.* [En línea] Recuperado de: <https://www.inegi.org.mx/programas/intercensal/2015/> [Último acceso: 2021].

INEGI, 2017a. *Conjunto de datos vectoriales de la carta de Uso del suelo y vegetación. Escala 1:250 000. Serie VI. Conjunto Nacional, México: Instituto Nacional de Estadística y Geografía.*

INEGI, 2017b. *Encuesta Nacional Agropecuaria 2017.* [En línea] Recuperado de: <https://www.inegi.org.mx/programas/ena/2017/> [Último acceso: 2021].

INEGI, 2018a. *Censo Nacional de Gobiernos Municipales y Delegacionales 2017. SNIEG Información de Interés Nacional. México: Instituto Nacional de Geografía y Estadística.* [En línea] Recuperado de: <https://www.inegi.org.mx/programas/cngmd/2017/>

INEGI, 2018b. *Consulta de Precios Promedio.* [En línea] Recuperado de: <https://www.inegi.org.mx/app/preciospromedio/> [Último acceso: 2021].

INEGI, 2019c. *Encuesta Nacional Agropecuaria 2019.* [En línea] Recuperado de: <https://www.inegi.org.mx/programas/ena/2019/> [Último acceso: 2021].

INEGI, 2019a. *Censos Económicos 2019.* [En línea] Recuperado de: <https://www.inegi.org.mx/programas/ce/2019/> [Último acceso: 2021].

INEGI, 2019b. *Encuesta Nacional sobre Consumo de Energéticos en Viviendas Particulares (ENCEVI) 2018.* [En línea] Recuperado de: <https://www.inegi.org.mx/programas/encevi/2018/> [Último acceso: 2019].

INEGI, 2020c. *Censo de Población y Vivienda 2020.* [En línea] Recuperado de: <https://www.inegi.org.mx/programas/ccpv/2020/default.html> [Último acceso: 2021].

INEGI, 2020a. *Directorio Estadístico Nacional de Unidades Económicas.* [En línea] Recuperado de: <https://www.inegi.org.mx/app/descarga/?ti=6> [Último acceso: 2021].

INEGI, 2020b. *Sistema de Cuentas Nacionales de México. Producto Interno Bruto por Entidad Federativa.* [En línea] Recuperado de: <https://www.inegi.org.mx/app/tabulados/default.aspx?pr=17&vr=6&in=2&tp=20&wr=1&cno=2> [Último acceso: 2021].

INEGI, 2021a. *Información por entidad, Yucatán, Economía, Infraestructura.* [En línea] Recuperado de: <http://cuentame.inegi.org.mx/monografias/informacion/yuc/default.aspx?tema=me&e=31>

INEGI, 2021b. *Infraestructura.* [En línea] Recuperado de: <http://cuentame.inegi.org.mx/monografias/informacion/jal/economia/infraestructura.aspx?tema=me>

INFONAVIT, 2020. *Hipoteca verde. Anexo 1. Listado de regiones bioclimática.* [En línea] Recuperado de: https://portalmx.infonavit.org.mx/wps/wcm/connect/005dcf74-d918-41aa-acfa-927e7b-33d98a/12.+Anexo%2B1.%2BListado%2Bde%2Bregiones%2Bbioclimaticas.pdf?MOD=AJPERES&CONVERT_TO=url&CACHEID=ROOTWORKSPACE-005dcf74-d918-41aa-acfa-927e7b33d98a-mmCFC0. [Último acceso: 1 Diciembre 2020].

Informador, 2015. *Los diez productos para reciclar mejor pagados.* [En línea] Recuperado de: <https://www.informador.mx/Suplementos/Los-diez-productos-para-reciclar-mejor-pagados-20150520-0138.html>

IPCC, 2006. *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Hayama, Kanagawa, Japón: IGES.*

IPCC, 2007. *Cambio climático 2007. Informe de síntesis. Contribución de los Grupos de trabajo I, II y III al Cuarto Informe de evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático., s.l.*

IPCC, 2018. *Anexo I: Glosario [Matthews J.B.R. (ed.)]. . En: Calentamiento global de 1,5 °C, Informe especial del IPCC sobre los impactos del calentamiento global de 1,5 °C con respecto a los niveles preindustriales.*

- Italika, 2021.** Modelos. [En línea] Recuperado de: <https://tienda.italika.mx/Tienda-Italika/Modelos/c/Modelos> [Último acceso: 2021].
- Jac, 2021.** Modelos. [En línea] Recuperado de: <https://jac.mx/> [Último acceso: 2021].
- Kesiki, F., 2012.** *Decomposing long-run carbon abatement cost curves - robustness and uncertainty*, University College London UCL. PhD Thesis.
- Lazo, B., Castro, J., Hatch, J. & Vega, L., 2015.** México: Ithaca Environmental.
- Loyarte-López, E., Barral, M. & Morla, J. C., 2020.** Methodology for Carbon Footprint Calculation Towards Sustainable Innovation in Intangible Assets. *Sustainability*, 12(1629).
- López-Illán, Y., 2001.** *Evaluación de la calidad del agua e identificación de riesgos a la salud en el Centro Universitario de Ciencias Biológicas y Agropecuarias. Tesis Profesional.* Guadalajara: Universidad de Guadalajara.
- Maqueda-Zamora, M. & Sánchez-Viveros, L., 2011.** Curvas de demanda de energía eléctrica en el sector doméstico de dos regiones de México. *Boletín IIE*, 35(4), pp. 173-180.
- Martinez Collado, C., 2007.** Volumen de biodigestores. *Energía y tú. Revista digital.*, Issue 39 (julio-septiembre, 2007) ISSN: 1028-9925.
- Medina-Escobedo, M., Zaidi, M., Real-de León, E. & Orozco-Rivadeneira, S., 2002.** Prevalencia y factores de riesgo en Yucatán, México, para litiasis urinaria. *Salud Pública de México*, 44(6), pp. 541-545.
- Milenio, 2020.** México solo recicla 12% de vidrio. [En línea] Recuperado de: <https://www.milenio.com/milenio-foros/mexico-solo-recicla-12-de-vidrio>
- MINENERGIA / PNUD / FAO / GEF, 2011.** *Manual de biogás*, Santiago de Chile: MINENERGIA / PNUD / FAO / GEF.
- Moncayo, R. G., 2017.** *¿Qué es el biogás?*, Alemania.
- NASA, 2020.** POWER Data Access Viewer. [En línea] Recuperado de: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/> [Último acceso: 2020].
- Natural Resources Canada, 2018.** *Data Analysis Software and Modelling Tools.* [En línea] Recuperado de: <https://www.nrcan.gc.ca/energy/software-tools/7417> [Último acceso: 2018].
- Nippon Slag Association, 2021.** *Types of iron and steel slags.* [En línea] Recuperado de: <https://www.slg.jp/e/slag/kind.html>
- OECD, 2020.** *Steel market developments. Q4 2020.*, Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD).
- Pardo, N., Moya, J. & Vatopoulos, K., 2012.** *Prospective scenarios on energy efficiency and CO₂ emissions in the EU iron and steel industry.*, European Union (EU).
- Paul, D. y otros, 2009.** *Final Report. Study on Benefits of Removal of Water Hardness (Calcium and Magnesium ions) From a Water Supply*, Lisle: Water Quality Association.
- Pérez-Espejo, R. H. & Cervantes-Hernández, G. I., 2018.** Estrategias de mitigación. El programa de biodigestores en Yucatán, México. *Península*, XIII(2), pp. 235-262.
- Petroquimex, 2020.** *Programa integral de energía para la península de Yucatán.* [En línea] Recuperado de: <https://petroquimex.com/programa-integral-de-energia-para-la-peninsula-de-yucatan/> [Último acceso: 2021].
- Power Calculation, 2020.** *Efficiency of cooling and heating systems.* [En línea] Recuperado de: https://power-calculation.com/EER_SEER_COP_conversion_air_conditioning.php [Último acceso: 2020].
- PROFECO, 2013.** *Estudio de calidad. Lavadoras automáticas.* [En línea] Recuperado de: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/100438/RC435_Estudio_Lavadoras_Automaticas.pdf [Último acceso: 2020].
- PROFECO, 2018.** Estudio de Calidad. Refrigeradores Domésticos. *Revista del Consumidor*, Issue 495, pp. 40-51.
- PROFECO, 2019.** Estudio de calidad. Lavadoras automáticas. *Revista del consumidor*, Issue 503, pp. 44-52.

Redacción Novedades Yucatán, 2018. *Mauricio Vila participa en encuentro global a favor del medio ambiente.* [En línea] Recuperado de: <https://sipse.com/novedades-yucatan/vila-busca-referendar-disposicion-gobierno-yucatan-medio> [Último acceso: 2021].

Remus, R., Aguado, M., Roudier, S. & Sancho, L., 2013. *Remus, R., Aguado, M.A. Best available techniques (BAT) reference document for iron and Steel production,* European Commission Joint Research Centre.

Rosas-Moya, R., 2011. *La eficiencia energética en empresas de agua y saneamiento en países de América Latina y el Caribe. Mejores prácticas y lecciones aprendidas,* Washington, D.C.: Banco Interamericano de Desarrollo, Nota Técnica, número 328.

Scalet, B. & García-Muñoz, M., 2013. *Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Manufacture of Glass,* Sevilla, España: European Commission, Joint Research Centre, Institute for prospective technological studies.

SDS-CONABIO, 2019. *Estrategia para la conservación y el uso sustentable de la biodiversidad del estado de Yucatán.,* Secretaría de Desarrollo Sustentable de Yucatán-Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad.

SDS Yucatán, 2018c. *Yucatán cero residuos.* [En línea] Recuperado de: <https://sds.yucatan.gob.mx/yucatan-cero-residuos/> [Último acceso: 2021].

SDS Yucatán, 2018a. *Cambio Climático Península de Yucatán.* [En línea] Recuperado de: <http://sds.yucatan.gob.mx/cambio-climatico/index.php#:~:text=Actualmente%2C%20el%20Fondo%20de%20Cambio,buscan%20reducir%20las%20emisiones%20de> [Último acceso: 26 Agosto 2020].

SDS Yucatán, 2018a. *Acuerdo entre Gobernadores de la Península de Yucatán en materia de Cambio Climático.* [En línea] Recuperado de: <https://sds.yucatan.gob.mx/cambio-climatico/acuerdo-gobernadores.php> [Último acceso: 26 Agosto 2020].

SDS Yucatán, 2018b. *Residuos Sólidos.* [En línea] Recuperado de: <https://sds.yucatan.gob.mx/residuos-solidos/index.php> [Último acceso: 2021].

SDS Yucatán, 2020a. *Cambio Climático Península de Yucatán.* [En línea] Recuperado de: <http://sds.yucatan.gob.mx/cambio-climatico/index.php#:~:text=Actualmente%2C%20el%20Fondo%20de%20Cambio,buscan%20reducir%20las%20emisiones%20de> [Último acceso: 2021].

SDS Yucatán, 2020b. *Programa de Manejo de Residuos Sólidos y de Manejo Especial en la Zona Metropolitana de Mérida. [Presentación ejecutiva].*, Mérida: Secretaría de Desarrollo Sustentable de Yucatán.

Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, 1993. *NORMA Oficial Mexicana NOM-022-SCFI-1993 Calentadores instantáneos de agua para uso doméstico - gas natural o L.P. DOF,* 14 10.

Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, 1994. *NORMA OFICIAL MEXICANA, EFICIENCIA ENERGÉTICA DE ACONDICIONADORES DE AIRE TIPO CUARTO - LÍMITES - MÉTODOS DE PRUEBA Y ETIQUETADO. DOF,* 8 Septiembre.

SEDEMA, 2016. *Inventario de Emisiones de la Ciudad de México 2016,* Ciudad de México: Secretaría de Medio Ambiente.

SEDESOL, 2013. *Dirección General de Equipamiento e Infraestructura en Zonas Urbano-Marginadas, Sedesol. México. 2013.* [En línea] [Último acceso: 2021].

SEDUMA, 2013. *Inventario de Gases de Efecto Invernadero. Yucatán 2005,* SEDUMA.

SEFOET, 2021. *Eléctrica.* [En línea] Recuperado de: <http://sefoet.yucatan.gob.mx/secciones/ver/electrica>

SEMARNAT e INECC, 2015. *Elementos mínimos para la elaboración de los Programas de Cambio Climático de las Entidades Federativas,* Ciudad de México.

SEMARNAT, 2016. *AVISO para el reporte del Registro Nacional de Emisiones.* [En línea] Recuperado de: https://www.semarnat.gob.mx/sites/default/files/documentos/cicc/aviso_factor_de_emision_electrico_2015.pdf [Último acceso: Enero 2021].

SEMARNAT, 2017. AVISO para el reporte del Registro Nacional de Emisiones. [En línea] Recuperado de: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/228752/AVISO_Factor_de_Emision_electrico_COA2016.pdf [Último acceso: Enero 2021].

SEMARNAT, 2018. Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica, México: SEMARNAT.

SEMARNAT, 2020. Diagnóstico Básico para la Gestión Integral de los Residuos. México: Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

SEMARNAT-INECC, 2018. Sexta Comunicación Nacional y Segundo Informe Bienal de Actualización ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, México: Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales e Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC).

SENER, CONUEE, AED, AIE & GIZ, 2016. Marco Político de Largo Plazo para la Eficiencia Energética, México: SENER.

SENER, 2017. Hoja de Ruta para el Código y Normas de Eficiencia Energética para Edificaciones en México, México: SENER.

SENER, 2018a. Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2018–2032, Secretaría de Energía (SENER).

SENER, 2018b. Atlas Nacional de Zonas con alto potencial de Energías Limpias. [En línea] Recuperado de: <https://dgel.energia.gob.mx/azel/index.html> [Último acceso: 2021].

SENER, 2021. Sistema de Información Energética (SIE). [En línea] Recuperado de: <https://sie.energia.gob.mx/>

SENER-GIZ, 2013. Estudio para la determinación del potencial de ahorro y uso eficiente de la energía y recursos hídricos por la sustitución de lavadoras domésticas, Ciudad de México: Secretaría de Energía. Cooperación Alemana de Desarrollo.

Serrato-Sánchez, R., Ortíz-Arellano, A., Dimas-López, J. & Berúmen-Padilla, S., 2002. Aplicación de lavado y estiércol para recuperar suelos salinos en la comarca lagunera, México. *Terra Latinoamericana*, 20(3, julio-septiembre), pp. 329-336.

SGM, 2020. Anuario estadístico de la minería mexicana 2019. Versión 2020, Servicio Geológico Mexicano (SGM).

SIAP, 2020. Población ganadera. [En línea] Recuperado de: <https://www.gob.mx/siap/documentos/poblacion-ganadera-136762> [Último acceso: 2021].

Stephan, A., 2010. Áreas Protegidas como Respuesta al Cambio Climático., Lima, Perú.

TBE, 2014. Merida Municipal Solid Waste to Energy. Project design document form for CDM project activities. En:

Temelis, N. & Ulloa, P., 2007. Methane Generation in Landfills. *Renewable Energy*, Volumen 32, pp. 1243-1257.

The Climate Group, 2021. UNDER 2°, “Yucatán”. [En línea] Recuperado de: <https://www.under2coalition.org/sites/default/files/yucatan-appendix.pdf> [Último acceso: 2021].

Toyota, 2021. Prius. [En línea] Recuperado de: <https://toyota.mx/modelo/prius> [Último acceso: 2021].

UNEP, 2009. Greenhouse Gas Emission Baselines and Reduction Potentials from Buildings in Mexico. A discussion document, Paris: UNEP DTIE Sustainable Consumption & Production Branch.

UNEP, 2011. 2010 Report of the Refrigeration, Air Conditioning and Heat Pumps Technical Options Committee, Nairobi: The United Nations Environment Programme (UNEP).

UNFCCC, 2017. TOOL04 Methodological tool “Emissions from solid waste disposal sites”. Version 08.0. . En:.

UNFCCC, 2019. TOOL06. Methodological tool “Project emissions from flaring”. Version 03.0. United Nations Framework Convention on Climate Change-Clean Development.

US DOE-US EPA, 2021. Fuel economy. [En línea] Recuperado de: <https://www.fueleconomy.gov/> [Último acceso: 2021].

Vera-Romero, I. y otros, 2017. Biogás como una fuente alternativa de energía primaria para el Estado de Jalisco, México. Ingeniería Investigación y Tecnología, Vo. *Ingeniería Investigación y Tecnología*, XVIII(3), pp. 307-320.

Vera-Romero, I., Martínez-Reyes, J., Estrada-Jaramillo, M. & Ortiz-Soriano, A., 2014. Potencial de generación de biogás y energía eléctrica. Parte I: excretas de ganado bovino y porcino. *Ingeniería Investigación y Tecnología*, XV(3), pp. 429-436.

VW, 2021. *Polo 2021.* [En línea] Recuperado de: <https://www.vw.com.mx/es/autos-suvs/polo.html> [Último acceso: 2021].

Weiss, M., Cloos, K. & Helmers, E., 2020. Energy efficiency trade-offs in small to large electric vehicles. *Environ Sci Eur*, 32(46).

Willeke, R., 2016. *EU-28 Steel scrap statistics*, Bureau of International Recycling.

World Bank, 2019. *Green your bus ride. Clean buses in Latin America.*, World Bank.

Worrell, E. y otros, 2010. *Energy efficiency improvement and cost saving opportunities for the US iron and steel industry. An Energy Star guide for energy and plant managers*, Environmental Energy Technologies Division. Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL).

Worrell, E., Galitsky, C., Masanet, E. & Graus, W., 2008. *Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities for the Glass Industry*, Berkeley, CA: Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory. University of California.

WRI México, 2019. *Lanzan alianza entre gobernadores para la acción climática.* [En línea] Recuperado de: <https://wrimexico.org/news/lanzan-alianza-entre-gobernadores-para-la-acci%C3%B3n-clim%C3%A1tica> [Último acceso: 2021].

WSA, 2020. *Steel statistical yearbook 2019*, World Steel Association.



**Centro Mario Molina para Estudios Estratégicos Sobre
Energía y Medio Ambiente A.C.**

Rubén Darío 36, Despacho 6
Col. Rincón del Bosque Polanco V Sección, Miguel Hidalgo
C.P. 11580
Ciudad de México
T: (+5255) 9129-3929

www.centromariomolina.org

Twitter: @CentroMMolina
Facebook: /CentroMarioMolina