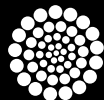


COLECCIÓN
**CIENCIAS Y
HUMANIDADES
PARA MÉXICO**

Transición energética justa y sustentable

Contexto y estrategias
para México

**Luca Ferrari
Omar Masera
Alejandra Straffon**
COORDINADORES



CONAHCYT

CONSEJO NACIONAL DE HUMANIDADES
CIENCIAS Y TECNOLOGÍAS

COLECCIÓN CIENCIAS Y HUMANIDADES PARA MÉXICO

El Consejo Nacional de Humanidades, Ciencias y Tecnologías (Conahcyt) difunde, a través de la colección Ciencias y Humanidades para México, obras de investigación científica y humanística que aportan conocimientos para el desarrollo y bienestar de nuestro país.

Las personas autoras, tanto nacionales como extranjeras, son profesionales y académicas altamente capacitadas en la investigación humanística y científica, dedicadas a la atención de las principales temáticas y los problemas prioritarios de México, así como del contexto latinoamericano.

Con la publicación de estos trabajos se conforma un corpus valioso, accesible para estudiantes de educación superior, así como profesionales especializados y no especializados. De igual forma, el público general podrá completar o enriquecer su formación mediante la lectura y el estudio de sus páginas.

Los libros de esta colección abordan cuestiones fundamentales y de interés, como salud, movilidad, soberanía alimentaria, migración, cambio climático, transición energética, educación, artes y literatura, y contribuyen al diálogo e intercambio de ideas sobre temas actuales que remiten a nuestras realidades.

De esta manera el Conahcyt y el Fondo de Cultura Económica han unido esfuerzos para hacer de esta colección una muestra significativa de las visiones y los conocimientos que las mentes expertas tienen respecto de algunos temas sobresalientes que hoy se debaten en México y América Latina.

Transición energética justa y sustentable

Programa Nacional Estratégico de Energía
y Cambio Climático (Pronace ECC)

COLECCIÓN
**CIENCIAS Y
HUMANIDADES
PARA MÉXICO**

Transición energética justa y sustentable

Contexto y estrategias
para México

Luca Ferrari
Omar Masera
Alejandra Straffon

COORDINADORES



CONAHCYT
CONSEJO NACIONAL DE HUMANIDADES
CIENCIAS Y TECNOLOGÍAS



**FONDO
DE CULTURA
ECONÓMICA**

Primera edición, 2023

[Primera edición en libro electrónico, 2024]

Ferrari, Luca, Omar Masera y Alejandra Straffon (coords.)

Transición energética justa y sustentable. Contexto y estrategias para México / coord. e introd. de Luca Ferrari, Omar Masera, Alejandra Straffon ; present. de María Elena Álvarez-Buylla Rocés. – México : FCE, Conahcyt, 2023

796 p. ; 23 × 17 cm – (Colec. Ciencias y Humanidades para México)

Nota: Programa Nacional Estratégico de Energía y Cambio Climático (Pronace ECC)

ISBN 978-607-8273-35-5 (Conahcyt)

ISBN 978-607-16-8327-4 (FCE)

1. Recursos energéticos - México 2. Desarrollo energético - México 3. Desarrollo sustentable - México 4. Política energética - México 5. Medio ambiente - México I. Masera, Omar, coord. II. Straffon, Alejandra, coord. III. Álvarez-Buylla Rocés, María Elena, present. IV. Ser. V. t.

LC HD9505.M4

Dewey 333.79 F566t

Distribución mundial

© Luca Ferrari
© Omar Masera
© Alejandra Straffon

D. R. © 2023, Consejo Nacional de Humanidades, Ciencias y Tecnologías
Av. Insurgentes 1582, col. Crédito Constructor,
alcaldía Benito Juárez, Ciudad de México, CP 03940

D. R. © 2023, Fondo de Cultura Económica
Carretera Picacho Ajusco 227, col. Ampliación Fuentes
del Pedregal, Ciudad de México, CP 14110

Todos los Derechos Reservados. Queda prohibida la reproducción parcial o total de esta obra por cualquier medio o procedimiento, comprendidos la reprografía y el tratamiento informático, la fotocopia o la grabación, sin la previa autorización por escrito del Consejo Nacional de Humanidades, Ciencias y Tecnologías.

ISBN 978-607-8273-35-5 (Conahcyt)

ISBN 978-607-16-8327-4 (FCE)

ISBN 978-607-16-8400-4 (electrónico-pdf)

Impreso y hecho en México

Presentación

Impulsar una transición energética justa y sustentable constituye uno de los esfuerzos de investigación e incidencia más importantes, urgentes y necesarios para México. Por un lado, el panorama energético a nivel mundial está cambiando, ya que se están agotando las reservas de combustibles fósiles, y tanto su extracción como su producción resultan cada vez más costosas. Por otro, se ha demostrado que el cambio climático y un sinnúmero de conflictos socioambientales emanan del modelo energético que impera aún en nuestro país y en el mundo entero. Dicho modelo caracteriza a un paradigma civilizatorio que se debe transformar por el bien de la humanidad y de la vida en el planeta.

En este escenario, el análisis del potencial y de las limitaciones técnicas y materiales de las diferentes fuentes de energía disponibles en México es fundamental para el diseño de estrategias que contribuyan a garantizar no sólo la soberanía energética del país, sino también el bienestar de toda la población, pues la energía es imprescindible para el cumplimiento de derechos humanos tan esenciales como el acceso al agua, la alimentación, la salud, la educación, la vivienda y el ambiente sano, entre muchos otros.

Como señala el Programa Nacional Estratégico de Energía y Cambio Climático (Pronace ECC) del Consejo Nacional de Humanidades, Ciencias y Tecnologías (Conahcyt) del Gobierno de México –que inició el primero de diciembre de 2018 para promover una transición justa y sustentable en nuestro país–, es preciso trabajar de forma integral en cuatro ejes estratégicos: 1) impulsar una movilidad sustentable, con énfasis en el fortalecimiento del transporte público; 2) promover la generación de

“calor verde” en el sector industrial, sobre todo en las miles de pequeñas y medianas empresas que hoy dependen de los combustibles fósiles para estas tareas; 3) brindar acceso a servicios energéticos dignos y eficientes para las poblaciones rurales mediante sistemas energéticos rurales sustentables (SERS) que apoyarán la generación de empleos y oportunidades de ingreso en las regiones más marginadas de México, y 4) propiciar la democratización efectiva de la producción, y el uso de la energía mediante el impulso a cooperativas de generación distribuida.

En suma, México debe planear una transición democrática, equitativa e incluyente, comenzando por los sectores más vulnerables, sin perder de vista la importancia del cuidado y la conservación de los recursos naturales del país. Aunque el tema es complejo, pues convergen en él múltiples dimensiones que deben ser atendidas de manera rigurosa y coordinada, la investigación y el diálogo son indispensables para consolidar alternativas viables, sustentables, duraderas, culturalmente pertinentes y democráticas.

Desde el Conahcyt, nos enorgullece presentar este libro, producto del esfuerzo colectivo de más de cuarenta especialistas en energía bajo la coordinación del Pronace ECC. Confiamos en que su lectura será de gran utilidad para el público general y especializado, y esperamos también que las estrategias presentadas en este volumen lleguen a los distintos niveles de gobierno, promoviendo la diversificación de fuentes energéticas, la innovación, el desarrollo tecnológico, el diálogo entre múltiples actores, el quehacer humanístico e interdisciplinario, así como la toma de decisiones con base en evidencia científica robusta y actualizada.

Dra. María Elena Álvarez-Buylla Roces
Directora general, Consejo Nacional de
Humanidades, Ciencias y Tecnologías

Introducción

Omar Masera
Luca Ferrari
Alejandra Straffon

¿POR QUÉ ANALIZAR LA ENERGÍA?

A pesar de la insistencia que se pone constantemente en la economía, la dimensión que abarca todo el espectro de la actividad humana es la energía. Como civilización, perdimos de vista su importancia debido a que durante mucho tiempo vivimos como si la energía fuera un bien gratuito. Y, en efecto, a partir de la Revolución Industrial, y en particular durante buena parte del siglo xx, las grandes reservas de combustibles fósiles –un legado muy especial de la naturaleza acumulado durante millones y millones de años– nos hicieron creer que nos encontrábamos en un mundo de abundancia infinita. En consecuencia, desde entonces toda la planeación energética –y económica– se ha hecho en función de poder incrementar la oferta de energía, sin tomar en cuenta sus efectos sociales o ambientales, ni los rendimientos decrecientes, ni la naturaleza no renovable de los hidrocarburos.

Sin embargo, ya desde la década de 1970 varios analistas comenzaron a cuestionar este modelo de “crecimiento infinito”. Destacan, por ejemplo, los famosos reportes del Club de Roma (Meadows *et al.* 1972) sobre los límites del crecimiento y los trabajos de Georgescu-Roegen (1971) sobre la necesidad de analizar la actividad económica desde fundamentos físicos, considerando en particular el carácter irreversible de

las actividades humanas a la luz de la segunda ley de la termodinámica. Estos enfoques tuvieron mucho eco, sobre todo durante la primera gran crisis del petróleo en la década de 1970, que mostró la vulnerabilidad de un sistema energético global dependiente de los combustibles fósiles. A nivel internacional, se comenzaron a crear programas de ahorro de energía, y a nivel conceptual, se desarrolló el enfoque de planeación con base en usos finales de la energía, es decir, considerando la energía no como un fin en sí mismo, sino como un medio para la satisfacción de necesidades humanas, tales como la cocción, la calefacción, la iluminación y el transporte.

Más adelante, en la década de 1980, se desarrollaron escenarios futuros que mostraban con claridad el terrible despilfarro del sistema energético dominante y las posibilidades de un mundo más sustentable, en el que podrían satisfacerse las necesidades energéticas básicas de toda la población con una fracción del consumo energético y con una mucho menor dependencia de los combustibles fósiles (Goldemberg *et al.* 1998; Herrera *et al.* 1977). No obstante, estos análisis quedaron en el olvido con el auge del neoliberalismo a partir de la década de 1990 y con la baja en los precios de los hidrocarburos por el descubrimiento y puesta en producción de los últimos grandes yacimientos de Alaska y mar del Norte.

En la actualidad, con un mundo en plena emergencia climática, con recursos fósiles menguantes, costos crecientes de energía y en medio de una crisis económica, social y ambiental de magnitudes planetarias, han vuelto al primer plano la energía y la necesidad de transitar a otras formas y patrones de su uso, menos contaminantes y más justas. ¿Cuánta energía necesitamos en realidad para satisfacer nuestras necesidades como sociedad? ¿Cómo podemos mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero y reducir los impactos ambientales a tiempo para evitar una crisis climática? ¿Qué significa dejar de depender de los combustibles fósiles y qué nuevos retos prácticos, económicos y técnicos nos plantean las fuentes renovables de energía? ¿Cómo se puede convertir

la energía en un motor de desarrollo verdaderamente local y no sólo en una fuente de ganancia para las grandes corporaciones? ¿Qué alternativas tenemos a nuestra disposición para ahorrar energía y usarla de forma más sustentable en los diferentes sectores?

La energía es un tema de particular relevancia para nuestro país. México depende en un 85% de los combustibles fósiles y también, sustantivamente, de la importación de gasolina, diésel y gas natural. Además, 40% de los mexicanos vive en condiciones de pobreza energética. Por si esto fuera poco, nuestro país ocupa el decimosegundo lugar a nivel internacional en cuanto a emisiones de gases de efecto invernadero –en su mayoría producidas por el sector energético–; presenta además un alto deterioro ambiental debido a la exploración, producción y uso de energéticos, y se ha convertido en el escenario de un creciente número de conflictos que involucran a las comunidades locales debido al establecimiento de proyectos mineros y de recursos renovables.

En la presente administración se han abierto nuevos debates que obligan a una detenida reflexión sobre el papel del Estado en la conducción de la política energética y en la “explotación” de recursos renovables y no renovables. Nos hallamos ante la apremiante necesidad de un diálogo que permita abordar el papel que deben desempeñar los hidrocarburos en la economía nacional –tanto en el presente como en el futuro–, así como la naturaleza del sistema eléctrico, el futuro de los proyectos de generación de energía basados en fuentes renovables y la minería de elementos estratégicos como el litio. A su vez, han quedado en el tintero temas centrales como el ahorro y el uso eficiente de energía, la participación del sector social y la identificación de estrategias que hagan verdaderamente universal en México el derecho a servicios energéticos dignos, accesibles y sustentables.

Con este libro, el Programa Nacional Estratégico de Energía y Cambio Climático (Pronace ECC) intenta contribuir a estos debates al brindar información y análisis derivados del trabajo de connotados

expertos nacionales. El objetivo es ofrecer una perspectiva integral, comprehensiva y fresca del sector energético mexicano –desde la producción de combustibles y la generación de energía con fuentes renovables hasta los usos finales de esta última– a fin de entender los retos que enfrentamos y las oportunidades que tenemos para consolidar en México un uso más justo y sustentable de la energía.

DOS GRANDES CORRIENTES

Entre los numerosos debates internacionales en cuanto a los cambios que debe atravesar nuestra relación con la energía, podemos distinguir dos grandes corrientes. La primera es una corriente dominante que ve la transición energética simplemente como el paso de un sistema dominado por combustibles fósiles a otro que deberá depender de las fuentes renovables –con o sin el complemento de la energía nuclear, de acuerdo con los autores–. Esta postura se alinea conforme a la lógica de los promotores del “crecimiento verde”, motivo por el cual ha sido impulsada no sólo por la mayoría de los gobiernos occidentales, sino también por la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés), la Agencia Internacional de Energías Renovables (Irena, por sus siglas en inglés) y el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés), entre otras organizaciones internacionales. La premisa fundamental de esta corriente consiste en que es posible consumir una transición energética hacia fuentes renovables sin reducir los niveles de consumo de energía, sin cuestionar la lógica económica dominante, orientada al crecimiento económico como fin en sí mismo (OECD 2011, 2017; UNEP 2012; World Bank 2012; Irena 2020) y, en los planteamientos más extremos, sin poner en duda la estructura actual del capitalismo neoliberal, donde unas pocas corporaciones controlan los mercados de productos energéticos, digitales, farmacéuticos y alimentarios, por citar sólo algunos sectores, mientras la desigualdad aumenta tanto entre el Norte

y el Sur globales como al interior de las naciones (Hickel *et al.* 2022). Esta visión ha recibido diversas críticas, no sólo por no atender a la desigualdad creciente en el consumo de energía, sino por ser inviable a escala planetaria (Hickel y Kallis 2020).

Una segunda corriente, con la que se identifica el Pronace ECC, es que la transición energética debe ser parte de una transición sociotecnológica de mayor amplitud y que, según Svampa (2022, p. 3), “debe entenderse desde una perspectiva holística que apunta a un cambio integral (...) en el plano energético, productivo y urbano (así como rural), hacia modelos que articulen la justicia social con la justicia ambiental, hacia prácticas económicas y productivas basadas en la reciprocidad, la complementariedad y los cuidados; hacia un nuevo pacto con la naturaleza, que garantice la sostenibilidad de la vida digna”. Esta formulación se articula y complementa con todos los movimientos sociales que hoy trabajan por un nuevo imaginario basado en los principios colectivos del “buen vivir”, un mundo que ya no será un gran mercado donde las personas son antes que nada objetos y sujetos de consumo, sino un lugar donde se reconozcan los límites biofísicos y se logre convivir en un espacio justo y seguro para todos, comenzando por los más vulnerables (Svampa 2022).

En términos específicos, consideramos que para una transición energética justa y sustentable (TEJS) es necesario impulsar de manera integral acciones desde el punto de vista de la oferta y la demanda energéticas. Por un lado, la TEJS debe buscar una participación mayoritaria de las fuentes renovables en la matriz energética nacional, así como la disminución absoluta del consumo energético en el lado de la demanda. Una transición de esta naturaleza contribuiría a mitigar el cambio climático mediante una reducción absoluta de las emisiones debidas al uso de energía y garantizaría, a su vez, una mayor seguridad e independencia energéticas. Por otro lado, la TEJS debe reducir las prácticas inequitativas al asegurar el acceso universal a servicios energéticos dignos en las zonas rurales y periurbanas, que son

las menos favorecidas. Para conseguir esto último es indispensable promover la democratización de la generación de energía y detonar así procesos productivos locales con base en la generación distribuida comunitaria de energía con uso de fuentes renovables.

MÉXICO ANTE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

La evidencia científica actual indica que México ha entrado desde hace más de una década en la etapa de declive natural de la producción de hidrocarburos, lo que tiene como consecuencia un rápido incremento en el costo de exploración y extracción de nuevos yacimientos, así como una disminución significativa de su magnitud y calidad. Considerando, además, el creciente impacto ambiental y los efectos que sobre el clima tienen la producción y el consumo de energía fósil, la transición energética hacia fuentes renovables resulta inevitable. Sin embargo, esta transición no puede ser concebida simplemente como un reemplazo de los combustibles fósiles para luego continuar con el patrón de producción y consumo anterior, ya que esto es inviable desde el punto de vista técnico, ambiental y económico, además de que, por sí solo, no resuelve la gran desigualdad en el consumo de energía que caracteriza a nuestra sociedad. Frente a este escenario, identificamos tres grandes ejes para el análisis de las posibilidades de una TEJS en México.

El primer eje requiere la comprensión a fondo del actual patrón de consumo de energía en el país, así como de los principales retos que plantea la alta dependencia de los hidrocarburos, incluidos petróleo y gas natural. Para ello, es esencial saber manejar la tasa de retorno energético de estos combustibles, un indicador fundamental de la energía neta que queda para uso de la sociedad a medida que los yacimientos de mayor calidad son explotados o, como en el caso de México, a medida que se haya pasado el pico de la producción. En relación con los patrones de consumo, es imprescindible analizar: 1) el sector y el sistema eléctricos, cuya infraestructura y regulación son muy complejas, y 2) la

demanda sectorial del país, su estructura, su evolución reciente y la forma en que se satisfacen o no los servicios de energía entre los diferentes grupos sociales, considerando los usos finales de la energía y el nivel de ingreso de la población.

Un segundo gran eje de análisis consiste en examinar con todo detalle las oportunidades y los límites de las fuentes renovables de energía para que pueda pensarse en el reemplazo de los combustibles fósiles en nuestro país. La transición energética debe promover el uso diverso y sustentable de los recursos renovables disponibles en México, armonizando los proyectos con sus variados contextos socioecológicos. Además de la energía solar fotovoltaica y la eólica, el abanico de alternativas incluye las aplicaciones térmicas de la energía solar, los recursos hidráulicos, la bioenergía –en sus diversas formas y aplicaciones– y la geotermia. En cada caso, es importante tener presentes los potenciales energéticos existentes y las oportunidades que brindan las nuevas tecnologías, sin perder de vista los retos inherentes al uso de las energías renovables, como el depender de flujos variables de energía, el no ser almacenables o el tener una mucho menor densidad energética que los combustibles fósiles, aspectos que deben incluirse en la planificación y el diseño de los sistemas futuros de energía. Además, la construcción de la infraestructura de las fuentes renovables –aerogeneradores y parques solares, por mencionar algunos ejemplos– depende de combustibles fósiles, así como de minerales estratégicos que se encuentran en cantidades limitadas en la corteza terrestre, y cuya explotación implica mayores impactos ambientales asociados a una creciente actividad minera. Cabe hacer notar que en estos intentos por entender las posibilidades reales de fuentes alternativas de energía entra también en juego la nuclear, la cual, aunque muy concentrada y con bajas emisiones de gases de efecto invernadero al operar, tiene costos altísimos de inversión, depende del uranio –un recurso no renovable que tendríamos que importar junto con la mayor parte de la tecnología de los reactores–, y no tiene resuelto el problema de la disposición de los residuos radiactivos a mediano ni –menos aún– a largo plazo.

Por último, el tercer eje de análisis atañe a las acciones concretas que, una vez considerados los patrones actuales de consumo y las perspectivas de los recursos renovables disponibles, se pueden llevar a cabo en México con miras a una TEJS. Algunas de las líneas estratégicas que se examinan en este libro son:

- El ahorro energético en el sector del transporte mediante transporte público electrificado de calidad, limitaciones al uso del coche particular y una ampliación de otros modos de transporte.
- La descarbonización gradual del uso y generación de la energía en el sector industrial mediante la sustitución de combustibles fósiles por fuentes de “calor verde” –biomasa y energía termosolar–, así como una mayor eficiencia energética que derive en una reducción absoluta del consumo total de energía.
- El uso de fuentes renovables –fotovoltaica, termosolar y biomasa– para usos térmicos y eléctricos en los sectores residencial y comercial, buscando al mismo tiempo una mayor eficiencia energética mediante el uso de equipos altamente eficientes y normas de aislamiento y ventilación en las edificaciones.
- La eliminación de la pobreza energética, con acciones como el desarrollo de sistemas energéticos comunitarios basados en un menú amplio de recursos renovables –solar, eólica, biomasa, hidráulica y geotermia–, así como en ecotecnologías de uso final –estufas eficientes, paneles solares, biodigestores, secadores y bombas.
- La democratización efectiva de la distribución de energía y de los beneficios de su aprovechamiento mediante una fuerte promoción a los “prosumidores” de energía, con base en la integración de cooperativas urbanas y rurales de producción distribuida comunitaria de energía, particularmente de electricidad.
- La promoción de otros modelos de participación social, capaces de fortalecer procesos de autonomía territorial, economías solidarias y soberanía alimentaria.

- El fortalecimiento de un sistema alimentario saludable, soberano y cada vez menos dependiente de los combustibles fósiles mediante una transición agroecológica, la promoción de productos y de mercados locales, así como el uso creciente de energías renovables.

Las acciones que se proponen en este libro pueden enfrentar la resistencia de algunos sectores de la población o incluso del gobierno en sus diferentes niveles, si bien hay gobiernos locales que ya están desarrollando políticas públicas exitosas en las líneas mencionadas. Sin embargo, estamos convencidos de que, al ser resultado de un análisis minucioso de la problemática energética de México y sus alternativas, lo que proponemos es parte de los cambios que requiere el país para ser viable y sustentable en el mediano y largo plazo. Para construir una nueva narrativa del futuro de México, será esencial debatir abiertamente estos temas con la participación de todos los sectores de la sociedad.

ESTRUCTURA DEL LIBRO

Las tres secciones que conforman este libro son producto del esfuerzo de 42 investigadores que han cedido con generosidad su tiempo y sus conocimientos a fin de brindarnos un panorama detallado y científicamente sólido de la ruta por seguir para consolidar en México una TEJS. Al tratarse de una obra colectiva, el libro refleja distintas concepciones acerca de la transición energética, unidas, sin embargo, por la búsqueda de justicia y sustentabilidad.

En la primera sección, integrada por 10 capítulos, se lleva a cabo un diagnóstico del estado actual del país en materia energética, caracterizado por cuatro aspectos principales: 1) los límites de la expansión de la producción de hidrocarburos, 2) la creciente dependencia energética del país, que amenaza la seguridad energética, y 3) la concentración de la producción y consumo de energía y –su contraparte– la pobreza energética.

En la segunda sección, conformada por seis capítulos, se analizan el potencial, el costo y los límites del despliegue de las posibles fuentes renovables a través de un análisis detallado de las energías eólica, solar, geotérmica, biomasa e hidráulica. En cada caso se detallan su potencial energético, sus principales aplicaciones, sus costos y demás aspectos relacionados con la sustentabilidad de su aprovechamiento. La sección cierra con un capítulo que ofrece una perspectiva integral en torno a las energías renovables –y, de manera sucinta, sobre la nuclear–, haciendo especial hincapié en los retos y límites que se enfrentarían en caso de que se pretenda utilizarlas como simples sustitutos de los combustibles fósiles.

Partiendo de este contexto, en la tercera sección se presentan seis capítulos en los que se dan ejemplos concretos de acciones capaces de encaminarnos hacia una verdadera TEJS. Se hace hincapié en la necesidad de un cambio de paradigma energético, lo que implica un enfoque integral en el que se actúe simultánea y decididamente tanto en la demanda como en la oferta energéticas, buscando cambios profundos en la producción de energía, los patrones y estilos de consumo, la movilidad y la urbanización, el sistema alimentario, la producción industrial y el acceso social a los servicios energéticos. En este proceso de cambio, es vital la construcción conjunta de alternativas con los pobladores y los actores locales.

El libro concluye con una revisión general de los principales hallazgos junto con una serie de recomendaciones y acciones orientadas a llevar a la práctica una verdadera transición energética justa y sustentable en México.

AGRADECIMIENTOS

Esta obra es ante todo el producto de un enorme e intenso trabajo colectivo.

Como coordinadores, queremos agradecer en primer lugar al Conahcyt, en particular, a su directora general, la doctora María Elena Álvarez-Buylla Roces, por haber apoyado la idea de escribir un libro

sobre el proceso de transición energética y hacerlo parte del proyecto editorial del Conahcyt en su convenio con el Fondo de Cultura Económica, en la colección Ciencias y Humanidades para México. De igual forma, expresamos nuestro agradecimiento a la Coordinación de Comunicación y Cooperación Internacional del Conahcyt, en especial a Horacio Chavira Cruz, Alberto Cue y Luis Flores Valtierra, por su apoyo en la publicación, coordinación editorial y organización del proceso de dictamen del libro. En relación con este último punto, reconocemos el atinado y minucioso trabajo de dictamen de seis revisores anónimos que ayudaron a mejorar la propuesta original. De igual manera, es preciso mencionar las aportaciones de Salvador Jaramillo, por su asesoría en materia de diseño, así como las de Leopoldo Laurido y Fabián Espejel, por su trabajo de corrección de estilo en las lecturas de pruebas de esta obra.

No podríamos concluir estos agradecimientos sin mencionar al equipo de asistentes de investigación del Pronace ECC. Debemos un reconocimiento especial a Andrea González Márquez por su cuidadoso trabajo de edición y corrección de estilo. De igual forma, agradecemos las valiosas observaciones y sugerencias de Sofía Ávila, así como el apoyo logístico de Daniel Cohen Salgado y Azucena Silva Norman. Por último, expresamos nuestro reconocimiento tanto a Arlen Hernández por su trabajo de diseño editorial como a Brenda Arvizu, Jorge Fernández, Marco Barón y Christopher Domínguez por el diseño de las 199 gráficas, diagramas y mapas que constituyen el soporte visual de este libro.

REFERENCIAS

- Georgescu-Roegen, N. (1971). *The Entropy Law and the Economic Process*. Cambridge: Harvard University Press.
- Goldemberg, J., T.B. Johansson, A.K. Reddy y R.H. Williams (1998). *Energy for a Sustainable World*. Nueva York: John Wiley & Sons.

- Herrera, A., H. Scolnik, G. Chichilnisky, G. Gallopin, J. Hardoy, D. Mosovich, E. Oteiza, G. Romero Brest, C. Suárez y L. Talavera (1977). *¿Catástrofe o nueva sociedad? Modelo mundial latinoamericano*. Ottawa: Centro Internacional de Investigaciones para el Desarrollo.
- Hickel, J., y G. Kallis (2020). Is Green Growth Possible? *New Political Economy*, 25(4), 469-486.
- Hickel, J., C. Dorninger, H. Wieland e I. Suwandi (2022). Imperialist appropriation in the world economy: Drain from the global South through unequal exchange, 1990-2015. *Global Environmental Change*, 73, 102467.
- International Renewable Energy Agency (Irena) (2020). *Global Landscape of Renewable Energy Finance, 2020*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- Meadows, D.H., D.L. Meadows, J. Randers y W. Behrens (1972). *The Limits to Growth: A Report for the Club of Rome's Project on the Predicament of Mankind*. Nueva York: Universe Books.
- Organisation for Economic Cooperation and Development (OECD) (2011). *Towards Green Growth*. París: OECD.
- _____ (2017). *Green Growth Indicators 2017*. París: OECD.
- Svampa, M. (2022). Dilemas de la transición ecosocial desde América Latina. *Documentos de trabajo*, (2). Madrid: Fundación Carolina; Oxfam Intermón. <https://doi.org/10.33960/issn-e.1885-9119.DTFO02>
- United Nations Environment Programme (UNEP) (2011). *Towards a Green Economy: Pathways to Sustainable Development and Poverty Eradication. A Synthesis for Policy Makers*. Nairobi: UNEP.
- World Bank (2012). *Inclusive Green Growth: The Pathway to Sustainable Development*. Washington, DC: World Bank.

Sección 1

DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ENERGÉTICO MEXICANO

1.1 Matriz energética nacional y flujos de energía

Luca Ferrari
Rodrigo Palacios Saldaña

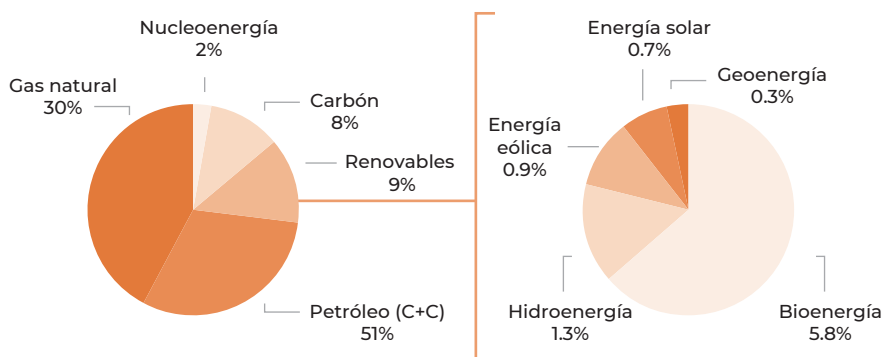
INTRODUCCIÓN

Este capítulo ofrece el marco general del sistema energético mexicano, el cual es tratado con más detalle en los capítulos subsecuentes. En este apartado abordamos de forma general el flujo de energía nacional –desde la oferta hasta su uso final– con base en los datos oficiales que proveen la Secretaría de Energía (Sener) y el Centro Nacional de Control de Energía (Cenace), los cuales han sido revisados y, en algunos casos, corregidos. Se eligió analizar el año 2019 debido a que en 2020 hubo variaciones anómalas por el efecto de la reducción selectiva de algunos sectores de consumo como consecuencia de la pandemia de Covid-19 (véase capítulo 1.9).

Debido a su riqueza en hidrocarburos, a lo largo de más de medio siglo la matriz energética de México ha sido dominada por los combustibles fósiles. En 2019 la oferta interna bruta de energía proveniente de energéticos primarios –esto es: la energía disponible con la que cuenta el país, la que se puede emplear en los procesos de transformación, distribución y consumo, la obtenida de la producción e importación, descontando la exportación– estaba constituida así: 89% por combustibles fósiles, repartidos de la siguiente forma: 51% petróleo, 30% gas natural y 8% carbón (figura 1). Dos décadas antes, la participación de los combustibles fósiles

era casi igual, con una contribución apenas mayor de petróleo (52%) y menor de gas natural (33%). Por su parte, la participación de la energía nuclear ha cambiado sólo marginalmente desde la construcción de la central nuclear Laguna Verde en la primera mitad de la década de 1990, por el repotenciamiento (20%) de las unidades entre 2008 y 2013. En lo que se refiere a las fuentes renovables, su participación ha aumentado con mucha lentitud, al alcanzar 9% en 2019 (figura 1). Entre estas fuentes, el papel dominante le corresponde a la biomasa tradicional (5.8%), ya que una parte importante de la población usa leña como principal combustible para calefacción y cocción (Serrano-Medrano *et al.* 2014). La segunda fuente es la hidroenergía (1.3%), seguida por la eólica (0.9%), la solar (0.77%) y la geotermia (0.33%).

Figura 1. Oferta bruta de energía nacional para 2019



Fuente: Elaboración propia con base en datos del Sistema de Información de Energía (SIE), de la Sener (s.a.), del Cenace (s.a.), la Comisión Reguladora de Energía (2022) y el Inegi.

Es importante mencionar que en el mismo periodo –de 2000 a 2019– la oferta bruta nacional casi se duplicó en términos absolutos. El incremento se llevó a cabo principalmente mediante el gas natural y, en mucho menor medida, a partir de fuentes renovables. En este sentido, la evolución del sistema energético mexicano no difiere de

manera sustancial de las tendencias mundiales, donde se observa un incremento marginal de la oferta energética por fuentes renovables que se ha venido sumando al de las fuentes fósiles. En otras palabras, no ha habido sustitución real de fuentes fósiles por renovables, sino más bien una acumulación de fuentes para satisfacer una demanda creciente. Por estos motivos, la política energética nacional enfrenta dos grandes retos: 1) la recuperación de la independencia energética frente a una producción de hidrocarburos menguante y con una tasa de retorno energético a la baja (véanse capítulos 1.2 y 1.3, respectivamente) y 2) la descarbonización de la matriz energética mexicana, para atender el creciente impacto ambiental y los compromisos internacionales relacionados con las emisiones de gases de efecto invernadero y el incremento promedio de la temperatura mundial.

FLUJOS DE ENERGÍA

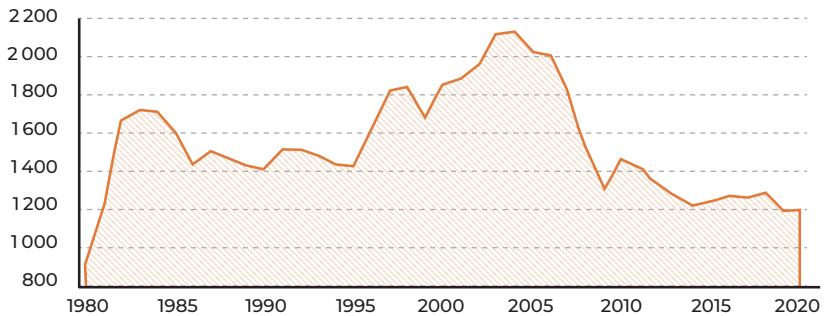
La figura 2 muestra los flujos de energía del sistema energético mexicano desde la oferta hasta el consumo final con base en la información de 2019. En la gráfica se pueden apreciar también los intercambios con el extranjero en cuanto a exportación e importación de energéticos. La oferta interna bruta de energía (figura 1) procede de restar la exportación de la producción primaria de energía y sumar la importación, así como de sumar o restar –según aplique– las variaciones de inventarios, la energía no aprovechada y la maquila. El consumo final total de energía se obtiene de restar el consumo del sector energético de la oferta interior bruta. Este último incluye todas las pérdidas asociadas a la transformación de energía primaria en secundaria.

EXPORTACIONES E IMPORTACIONES

México exporta energía casi exclusivamente en forma de petróleo crudo (véase “Anexos”, figura 2). Desde el descubrimiento de los campos

gigantes de la sonda de Campeche, en la segunda mitad de la década de 1970, México es un importante exportador en el mercado internacional (figura 3) y, aunque su papel ha venido decreciendo, en 2020 se encontraba en el lugar 15. El máximo volumen de exportación de crudo se alcanzó en 2004, cuando se exportó un promedio de poco más de 2.1 millones de barriles diarios (MMbd). Ese mismo año México llegó al máximo de su producción petrolera. Después, cuando empezó el acelerado declive del campo supergigante Cantarell en 2005 (véase capítulo 1.2, pp. 40-43), disminuyó con rapidez el volumen de la exportación. Sin embargo, esto no afectó de forma significativa la renta petrolera, porque entre 2004 y 2008 el precio del crudo se cuadruplicó, lo que compensó la baja del volumen exportado en cuanto a entradas para las finanzas públicas. Desde 2014 el volumen de las exportaciones de crudo se ha mantenido alrededor de 1.2 MMbd, un volumen mayor al procesado en el país por el sistema de refinación nacional.

Figura 3. Promedio de exportaciones de petróleo de México (1980-2020), expresadas en miles de barriles diarios

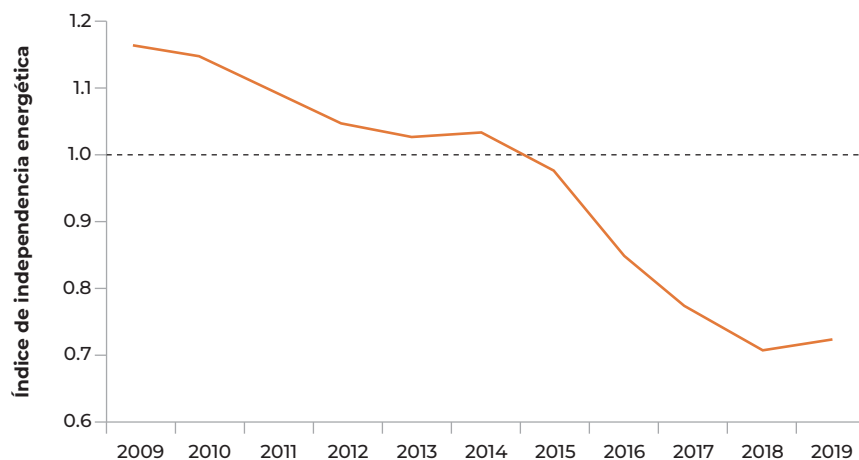


Fuente: Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP s.a.).

Por otro lado, el declive geológico de la producción de gas natural y la disminución de la capacidad de refinación han incrementado de manera progresiva la dependencia en cuanto a la importación de energéticos

del extranjero, por lo que México se ha vuelto un importador neto de energía desde 2015 (figura 4; véase capítulo 1.2, pp. 50-52). Esto último significa que México importa más energía de la que exporta.

Figura 4. Índice de independencia energética de México

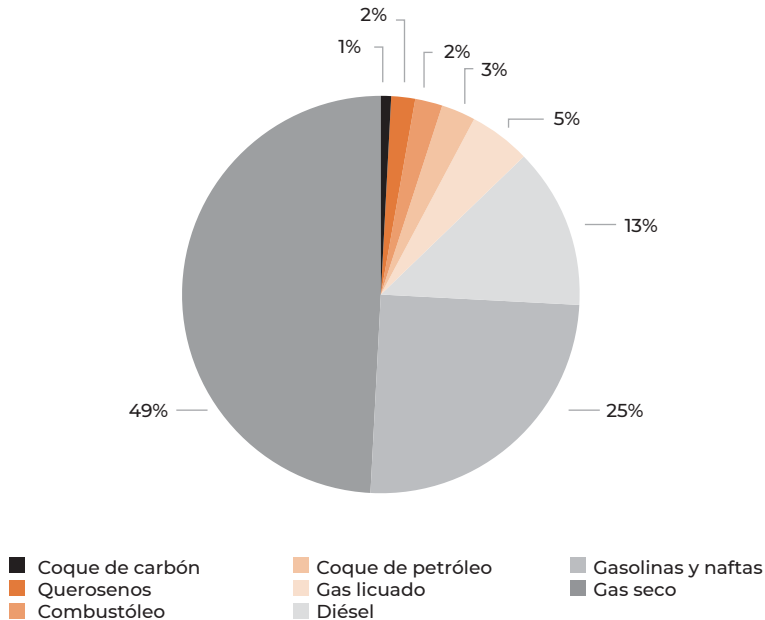


Nota: Un índice inferior a 1 indica que el país consume más energía de la que produce; la diferencia procede de la importación desde el extranjero.

Fuente: Sener (2021).

La importación de energéticos ha incrementado de manera sostenida a partir de la caída de la producción en 2005; asimismo, ha tocado su máximo a finales del sexenio pasado. Desde 2019 se ha revertido la tendencia; las razones principales han sido el descenso de la demanda y, desde finales de 2021, la recuperación incipiente de la refinación nacional. La baja de la demanda, que se experimenta desde finales de 2018, se debe a un menor crecimiento económico y, desde 2020, al efecto de la pandemia sobre el sector del transporte. Para 2019, casi la mitad de la importación de energía se relacionaba con el gas seco (figura 5), seguido de la gasolina, el diésel y el gas licuado del petróleo (GLP). En conjunto, estos hidrocarburos representan 92% de las importaciones de energía.

Figura 5. Composición relativa de la importación de energía para 2019



Nota: Los diferentes tipos de energía se han convertido a petajoules para fines comparativos.
Fuente: Elaboración propia con base en Sener (2021).

El crecimiento de las importaciones de gas natural es un proceso que comenzó desde el inicio de este siglo y se relaciona con la decisión de dar un fuerte impulso a este energético –relativamente menos contaminante y más versátil– con el propósito de cubrir una creciente demanda de electricidad, en particular en el sector industrial (véase capítulo 1.4, pp. 110-112). Es importante subrayar que, en el mismo periodo, el incremento del consumo de electricidad en el sector industrial ha sido superior al del sector residencial y comercial. En buena medida, este incremento se debe al crecimiento de la industria maquiladora de las regiones centro y norte del país, ocasionado por la firma del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) (Geocomunes 2021).

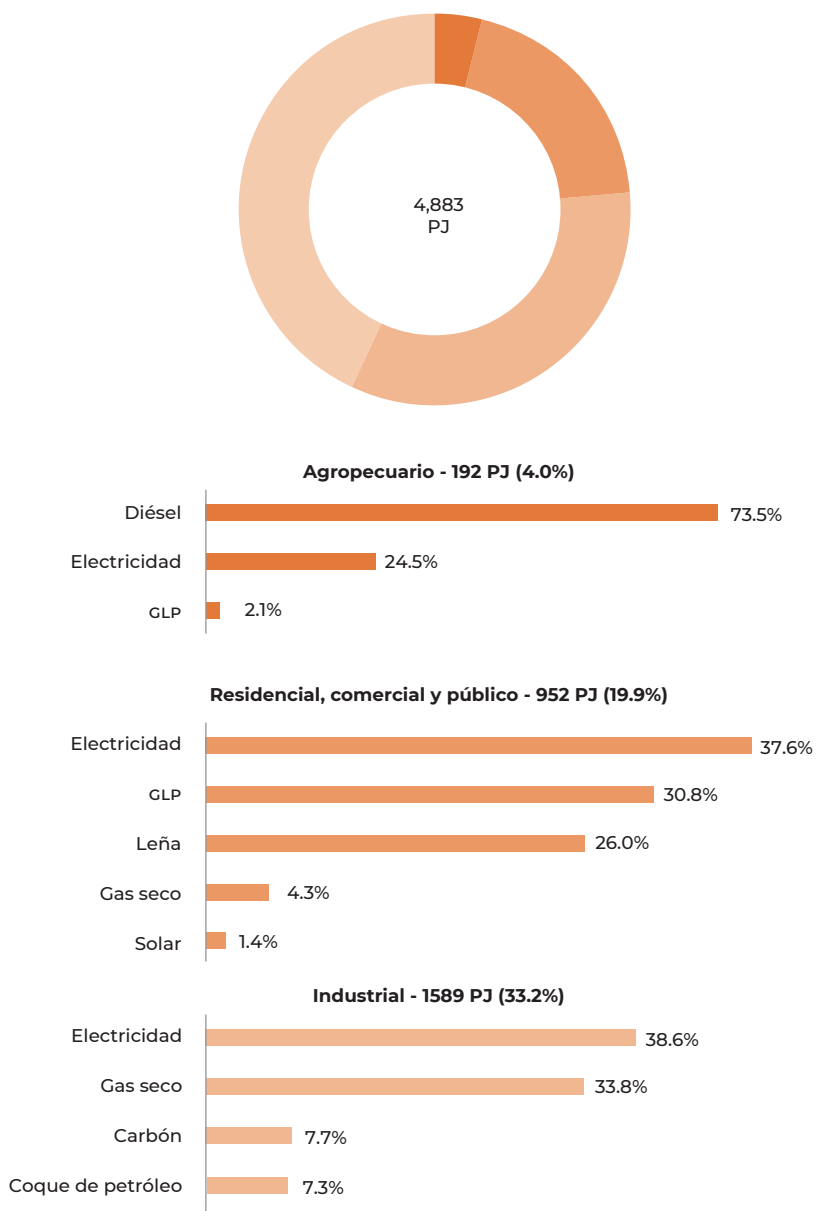
CONSUMO DEL SECTOR ENERGÉTICO

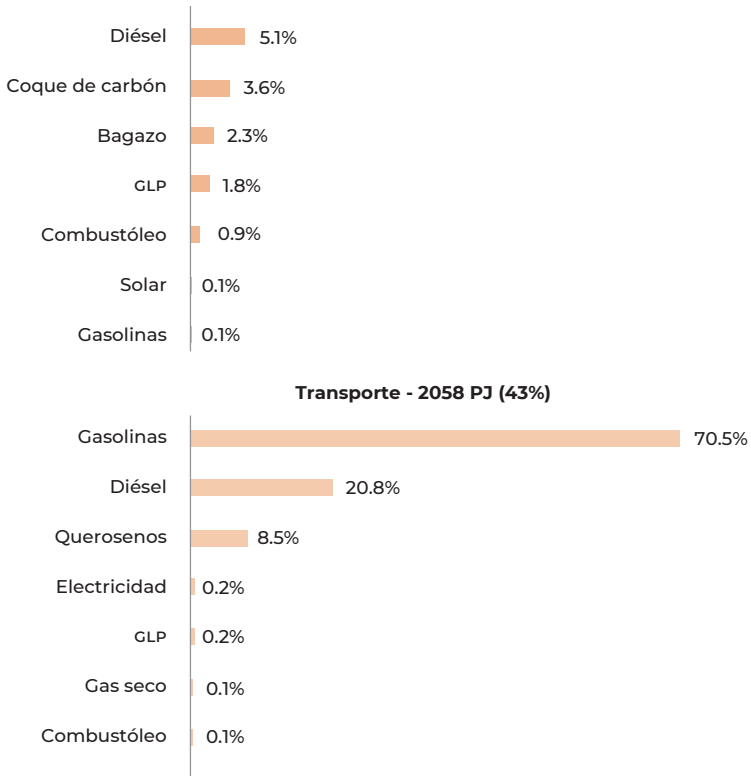
El consumo del sector energético se refiere a la energía consumida en la refinación y procesamiento de hidrocarburos, así como a la asociada a la transformación de diferentes fuentes de energía primaria en electricidad. Para 2019, el consumo del sector energético correspondió a cerca de 22% de la oferta interna bruta de energía. La mayor parte de este consumo (87%) se relaciona con las pérdidas en la generación de electricidad a partir de energía térmica –combustibles fósiles, geotermia y nuclear–, hidráulica, solar y eólica. La energía consumida en el procesamiento de hidrocarburos incluye tanto la refinación del petróleo crudo –refinerías, despuntadoras, coquizadoras y hornos– como las plantas de gas y las fraccionadoras. En conjunto, el consumo del sector hidrocarburos en 2019 fue de 13% del total del consumo energético nacional.

CONSUMO FINAL

En 2019, el consumo final de energía representó 78% de la oferta interna bruta de energía (figura 6). El sector de mayor consumo fue el de transporte (43%), donde 99.4% de toda la energía proviene de derivados del petróleo. El segundo consumidor es el sector industrial (33.2%), donde casi 60% del consumo está asociado a combustibles fósiles. La biomasa y la energía solar sólo representan 2.4%, pero pueden ser sustitutos importantes para los procesos de generación de calor de baja y mediana temperatura (véase capítulo 3.3). En el sector residencial, comercial y público (20% del total) domina la electricidad, seguida por el gas LP y la leña, energéticos que se asocian al uso doméstico para calefacción y cocción de alimentos. Es interesante hacer notar que la energía solar representa 1.4% del total, lo que sugiere un potencial importante para sustituir el uso de combustibles fósiles (véase capítulo 2.1). Por último, el sector agropecuario consumió 4% en su mayor parte en forma de diésel, que es prácticamente el único energético empleado en la maquinaria agrícola.

Figura 6. Consumo final por sector y tipo de energético para 2019





Fuente: Elaboración propia con base en Sener (2021).

CONCLUSIONES

La matriz energética de México permanece dominada por los combustibles fósiles, que en 2019 representaron 84% de la oferta interna bruta de energía. Si bien en la última década la fuente eólica y la solar han incrementado su participación, la biomasa tradicional sigue siendo la principal fuente renovable.

El declive geológico de la producción de hidrocarburos, junto con la disminución de la refinación nacional y el incremento de la generación

eléctrica basada en gas natural, han provocado un serio déficit en la balanza energética de México, que desde 2015 se ha convertido en un importador neto de energía.

Los sectores de mayor consumo de energía son el de transporte (43%) y el industrial (33%), que dependen de manera casi total de energías fósiles. Cualquier política de descarbonización y recuperación de la independencia energética debería propiciar y promover la incorporación de fuentes renovables a la matriz de generación para lograr de esta manera una sustitución paulatina de la energía basada en combustibles fósiles, así como adoptar medidas para disminuir significativamente la demanda de energéticos en áreas no prioritarias del sector transporte, como el uso del coche particular, y en los sectores industriales intensivos en energía.

REFERENCIAS

- Cenace (s.a.). Observatorio de Transición Energética de México, *ObtrenMX*. <https://obtrenmx.org>
- Comisión Reguladora de Energía (CRE) (2022). Solicitudes de interconexión de centrales eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW. Contratos de interconexión de pequeña y mediana escala y generación distribuida. Estadísticas al segundo semestre de 2021.
- Geocomunes (2021). Alumbrar las contradicciones del sistema eléctrico mexicano y de la transición energética. *Revista Planeo*, 47, <https://revistaplaneo.cl/2021/04/08/alumbrar-las-contradicciones-del-sistema-electrico-mexicano-y-de-la-transicion-energetica-colectivo-geocomunes/>
- Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP) (s.a.). Mexico Crude Oil: Exports. *CEIC Data*. <https://www.ceicdata.com/en/indicator/mexico/crude-oil-exports>
- Secretaría de Energía (Sener) (2018). *Lista de combustibles 2019 que se considerarán para identificar a los usuarios de patrón de alto consumo, así como los factores para determinar las equivalencias en términos de barriles equivalentes de*

petróleo. México: Sener. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/428334/Lista_de_combustibles_2019.pdf

_____ (2021). *Balance Nacional de Energía 2020*. México: Sener. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/707654/BALANCE_NACIONAL_ENERGIA_0403.pdf

_____ (s. a.). *Sistema de Información Energética (SIE)*. 2022. <https://sie.energia.gob.mx/>

Serrano-Medrano, M., T. Arias-Chalico, A. Ghilardi y O. Masera (2014). Spatial and temporal projection of fuelwood and charcoal consumption in Mexico. *Energy for Sustainable Development*, 19, 39-46. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2013.11.007>

1.2 Sector hidrocarburos: evolución histórica, situación actual y escenarios sobre la soberanía energética

Luca Ferrari
Diana Hernández Martínez

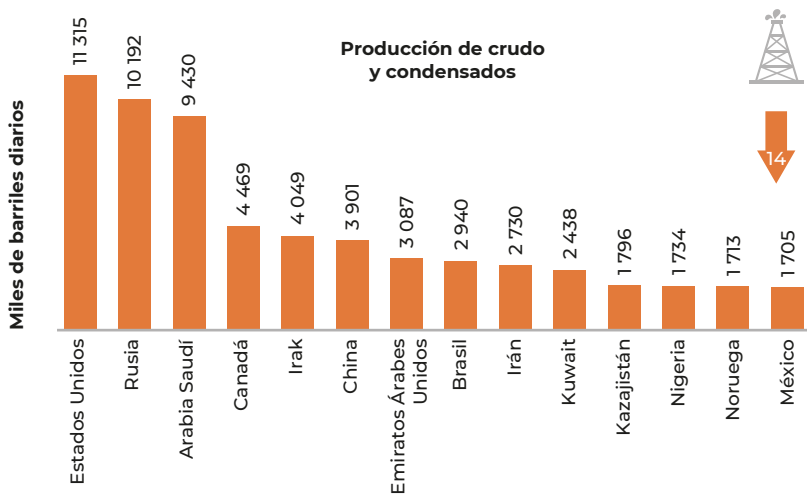
IMPORTANCIA DE LOS HIDROCARBUROS EN MÉXICO

Históricamente, los hidrocarburos han mantenido un vínculo estrecho con el desarrollo social, político y económico del país. Debido a su riqueza petrolera, México cimentó su seguridad energética en este recurso, de manera que hasta ahora los hidrocarburos representan todavía 84% de su matriz energética primaria (véase capítulo 1.1). Sin embargo, estos recursos no renovables se extrajeron a un ritmo acelerado por razones político-económicas y México pasó su pico de producción petrolera en 2004 y de gas en 2009. Desde entonces, la producción petrolera ha disminuido a la mitad y la del gas a dos tercios para el año 2020. En su auge de producción, México fue el quinto productor mundial de crudo, pero en 2021 ocupó el lugar número 14, con una producción de cerca de 1.7 millones de barriles diarios (MMbd) de crudo y condensados, correspondiente a 2.2% de la producción mundial (BP 2021). La producción mexicana es la séptima parte de la producción de Estados Unidos, principal productor

mundial, de acuerdo con las estadísticas mundiales de 2021 (figura 1). En cuanto a reservas probadas de crudo (1P),¹ México ocupa el lugar número 20, con 6 120 millones de barriles (MMbd) de petróleo (CNH 2021), lo que corresponde a 0.4% de las reservas mundiales de crudo y condensados (figura 1). En el caso del gas, las reservas probadas son de 9 981 miles de millones de pies cúbicos (MMMpc), lo cual posiciona al país en el lugar 33 del *ranking* mundial.

La comercialización del petróleo llegó a representar hasta 44% de los ingresos presupuestales tan sólo en 2008, pero el declive de la producción y, en parte, la caída de los precios desde 2014 han provocado una disminución significativa. En los últimos seis años los ingresos petroleros sólo han representado entre 11% y 20% del presupuesto de

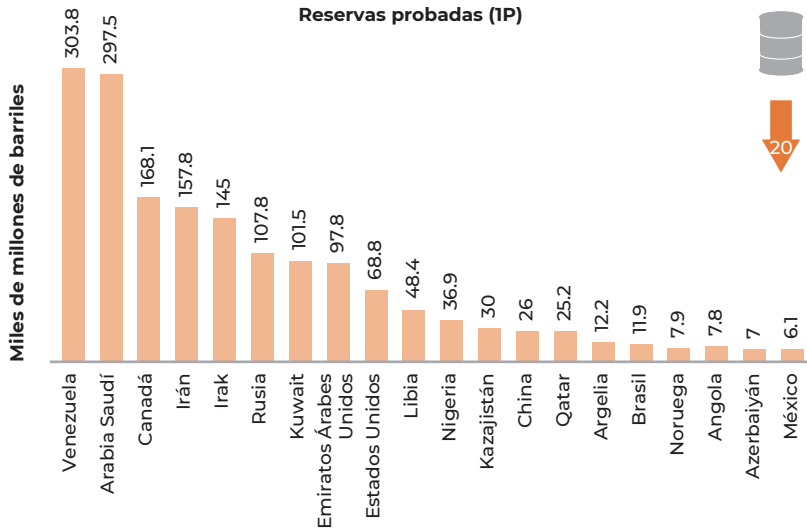
Figura 1. *Ranking* de reservas probadas y producción de crudo y condensados (2020)



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

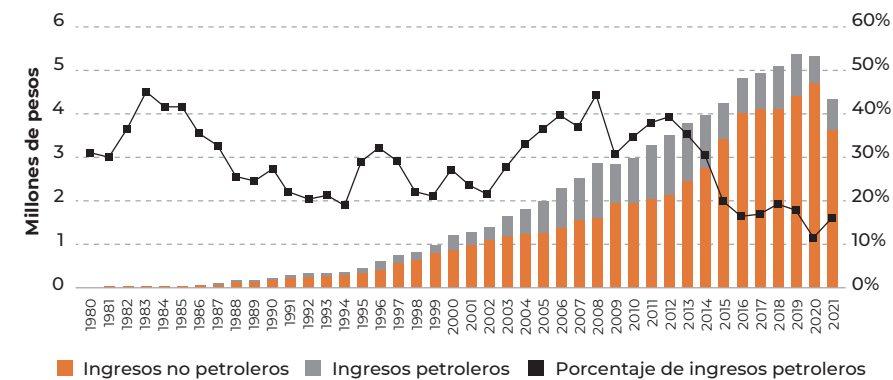
¹ Se definen como las cantidades que tienen una probabilidad de 90% de ser recuperadas en las condiciones técnicas y económicas actuales (SPE-PRMS 2007).

SECTOR HIDROCARBUROS: EVOLUCIÓN HISTÓRICA, SITUACIÓN ACTUAL Y ESCENARIOS



ingreso de la federación (figura 2), una cantidad inferior a la de las remesas de los inmigrantes mexicanos en Estados Unidos.

Figura 2. Ingresos presupuestales del sector público (de 1980 a septiembre de 2021) y porcentaje de los ingresos petroleros



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

INFRAESTRUCTURA DEL SECTOR HIDROCARBUROS

La cadena de valor de la industria petrolera se suele dividir en tres áreas: 1) *upstream*, 2) *midstream* y 3) *downstream*.

El *upstream* comprende la exploración y la producción e incluye tanto la exploración para descubrir potenciales yacimientos de hidrocarburos como la perforación de pozos exploratorios y de producción. En México se han perforado alrededor de 33 500 pozos petroleros, distribuidos en las provincias petroleras del país (mapa 1): 8 180 pozos en las provincias de Burgos y Sabinas; 1 076 pozos en la de Veracruz; 12 558 en la de Tampico-Misantla; 9 298 en las Cuencas del Sureste; 2 251 en aguas someras; 95 pozos en aguas profundas, y 42 en la zona de la península de Baja California. A lo largo de su historia, en el país se han llegado a descubrir 1 217 campos de hidrocarburos (véase “Anexos”, mapa 2). No obstante, 86% de la producción acumulada de petróleo ha procedido de una sola provincia: las Cuencas del Sureste.

Mapa 1. Provincias petroleras de México



Fuente: Elaboración propia, utilizando la herramienta digital de la CNH (s.f.c).

Nota: La abreviatura SMOR se refiere al cinturón plegado de la Sierra Madre Oriental.

El *midstream* abarca el proceso de transporte de los hidrocarburos desde el yacimiento hasta el lugar de procesamiento y/o almacenamiento. La red de transporte de hidrocarburos de Petróleos Mexicanos (Pemex) incluye los ductos de producción de crudo y gas, así como los ductos de transporte a instalaciones de procesado, refinerías y terminales de almacenamiento (véase “Anexos”, mapa 2). De acuerdo con la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), se cuenta con una red de 34 046 km de ductos, de la cual en la actualidad se encuentran en operación 22 941 km, es decir 67% de la red (tabla 1).

Tabla 1. Red de producción y distribución de petróleo y productos refinados

	CONSTRUIDO (KM)	OPERANDO (KM)	% OPERANDO
Gasoducto	19 856	13 544	68%
Oleoducto	4 959	3 980	80%
Oleogasoducto	3 602	2 703	75%
Otros	4 804	2 292	48%
Gasolinoducto	825	423	51%
Total general	34 046	22 941	67%

Fuente: CNH (2021).

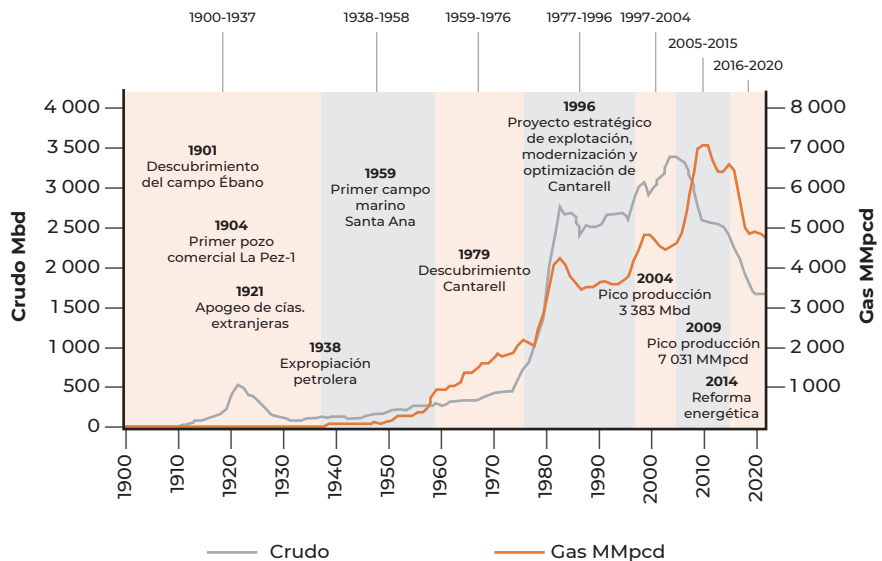
El *downstream* incluye todo lo relacionado con la refinación del petróleo crudo y el procesamiento y la purificación del gas natural, así como la distribución de productos derivados del petróleo crudo y gas natural. México cuenta con seis refinerías ubicadas en Cadereyta, Nuevo León; Minatitlán, Veracruz; Ciudad Madero, Tamaulipas; Salamanca, Guanajuato; Tula, Hidalgo, y Salina Cruz, Oaxaca (véase “Anexos”, mapa 2), construidas entre 1906 y 1979. En conjunto, estas refinerías tienen la capacidad nominal de refinar cerca de 1 640 000 barriles diarios (bd) de petróleo crudo, aunque desde 2017 operaron a menos del 50% de su capacidad. En cuanto al sector del gas natural, en México hay siete plantas de procesamiento de gas, 22 estaciones de

compresión y tres terminales de almacenamiento y regasificación de gas natural licuado en los puertos de Altamira, Manzanillo y Ensenada (véase “Anexos”, mapa 2).

PRODUCCIÓN HISTÓRICA DE HIDROCARBUROS:
DESARROLLO, AUGE Y DECLIVE

Dada la importancia de los hidrocarburos en la matriz energética y económica de México, es importante conocer la evolución del sector de hidrocarburos en nuestro país con la finalidad de contextualizar la situación actual y los escenarios futuros. La historia de la industria petrolera puede dividirse en siete periodos en relación con la producción de petróleo y gas (figura 3).

Figura 3. Evolución de la producción de petróleo crudo y gas



Nota: Periodos históricos de la industria petrolera descritos en el texto.
Fuente: Elaboración propia.

- *Periodo I (1869-1937). Nacimiento de la industria petrolera.* El desarrollo de la era del petróleo en México inició en 1869 con la perforación del primer pozo petrolero, ubicado en el cerro de Furbero, en Papantla, Veracruz (Benavides 1956; Ibarra 2003). En 1901 se descubre el primer campo comercial, Ébano, el cual continúa activo. En 1921 se alcanza el cenit de la producción de la primera etapa de exploración del país con 530 000 barriles diarios (Mbd).
- *Periodo II (1938-1958). Nacionalización de la industria petrolera.* En 1938 se lleva a cabo la expropiación de la industria petrolera y la creación de Pemex. Esta decisión fue consecuencia del declive de la producción petrolera, la baja en los precios del crudo, reformas constitucionales, gravámenes fiscales y una serie de conflictos laborales (DOF 1938a, 1938b, 1938c). La producción repunta lentamente y Pemex tiene un hito tecnológico en 1958 con la instalación de la primera plataforma marina de perforación frente a la barra de Santa Ana, en la costa del estado de Tabasco (Acuña 1991).
- *Periodo III (1959-1976). La exploración marina.* En 1959 inicia la exploración marina del golfo de México, cuyo primer descubrimiento es el campo de Santa Ana, Tabasco. La culminación de este periodo ocurre en 1976, con el descubrimiento de los campos marinos supergigantes de la Sonda de Campeche, parte de la provincia geológica de las Cuencas del Sureste (figura 3).
- *Periodo IV (1977-1996). Los grandes descubrimientos.* Con la perforación del pozo Cantarell-1, en 1977, se confirma la existencia del complejo de yacimientos supergigante Cantarell, que en su auge llegó a ser el segundo más prolífico del mundo. Durante este periodo se descubren otros campos marinos gigantes, como Ku, Maloob y Zaap, ubicados en la porción noreste de la provincia petrolera de Cuencas del Sureste (véase “Anexos”, mapa 2, recuadro D1).

- *Periodo V (1997-2004). Inicio de la declinación de los grandes campos y cenit de la producción.* A raíz de la disminución de presión del yacimiento de Cantarell, en 1997 se pone en marcha el Proyecto Estratégico de Explotación, Modernización y Optimización de Cantarell (PEEMOC). Con el objetivo de mantener y aumentar la presión del yacimiento, se intensifica la perforación y se lleva a cabo un ambicioso programa de inyección de nitrógeno (Lozada 2015). Esto permitió duplicar la producción en cuatro años, hasta un máximo de poco más de 2 MMbd desde finales de 2003. En consecuencia, se incrementó también la producción nacional de crudo y se alcanzó el pico máximo de producción en 2004, que ascendió al total de 3 383 000 barriles diarios.
- *Periodo VI (2005-2015). Declive de la producción y Reforma energética.* La sobreexplotación de Cantarell² lleva a una caída rápida de la producción de este campo, que sostenía 60% de la producción petrolera nacional. El inicio del agotamiento se refleja en el incremento de la producción de gas, que alcanza su pico máximo en 2009 con 7 031 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd). La caída de la producción nacional se presenta como justificación para llevar a cabo una reforma constitucional en materia de energía en 2013, a raíz de la cual se expide la Ley de Hidrocarburos (DOF 2014). Con esta ley, Pemex se convierte en una “empresa productiva del Estado” y se abre la exploración y extracción de hidrocarburos a compañías privadas, tanto nacionales como extranjeras. La implementación de la reforma

² El programa de inyección de nitrógeno en Cantarell fue una estrategia sin precedente en la historia de la industria petrolera. Aunque la inyección era una práctica común desde varias décadas atrás, el plan de Pemex implicó introducir casi seis veces la cantidad que se acostumbraba en la industria. Este incremento tan exacerbado de la presión pudo haber dañado el yacimiento haciendo que el nitrógeno migrara a través de la columna de petróleo al tiempo que el agua la invadiera desde abajo. Esto hizo necesario cerrar algunos pozos, comenzando con los que tenían las relaciones gas/aceite y gas/nitrógeno más estrechas (Lajous 2014).

inició con la Ronda Cero de 2014, en la que se otorga a Pemex 83% de las reservas 2P³ y 21% de los recursos prospectivos del país. En las rondas subsecuentes, se licitan varios bloques entre varias compañías privadas, con lo que se pone fin al monopolio del Estado en la explotación de petróleo.

- *Periodo VII (2016-actualidad). Postreforma energética.* Se incorpora la producción de compañías privadas a la producción nacional. En diciembre de 2021 ésta representó 9% de la producción total.⁴ Con el nuevo gobierno del presidente López Obrador, Pemex recibe un importante incremento en su presupuesto anual con el propósito de revertir la caída de la producción. Si bien se logra detener la caída, no se alcanzó en realidad un incremento significativo: hasta el 1 de enero de 2019 la producción fue de 1 619 Mbd, y el promedio de los años 2019, 2020 y 2021 fue de 1 679, 1 663 y 1 664 Mbd de petróleo crudo, respectivamente. Esto corresponde a alrededor de 50% de lo que se produjo durante el máximo alcanzado en 2004.

LAS RAZONES GEOLÓGICAS DEL DECLIVE PETROLERO Y EL INCREMENTO DE LOS COSTOS

EL RENDIMIENTO DECRECIENTE DE LA EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS

A pesar de los episodios de mala administración y corrupción que han ocurrido en el pasado, el declive de la producción petrolera mexicana se explica en buena medida por razones geológicas y técnicas, así como por tendencias similares a las que se han observado en distintos países. Desde hace varias décadas, en múltiples ocasiones se ha demostrado que la curva de producción de todo recurso no renovable –como los

³ Las reservas 2P son la suma de las probadas y probables.

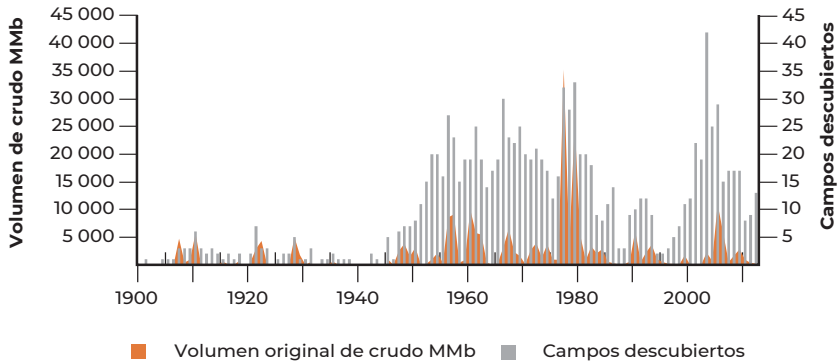
⁴ Más información disponible en CNH (s.f.a).

hidrocarburos— sube hasta un pico o cenit a partir del cual comienza su declive (Hubbert 1956; Bardi 2009). Aunque en el momento del pico se tiene todavía la mitad del recurso existente, éste se vuelve cada vez más caro, ya que siempre se descubren y desarrollan primero los yacimientos más grandes, más someros y con el recurso de mejor calidad, es decir, un petróleo ligero e intermedio. En consecuencia, en la era del declive se produce no sólo una menor cantidad de recurso, sino también con un mayor gasto económico y energético. Este fenómeno se conoce como la Ley de Retornos Decrecientes, aplicada a la producción de energía. En el caso de los hidrocarburos, esto se manifiesta con la disminución de la tasa de retorno energético (EROI), cantidad que indica la relación entre la energía invertida y la energía obtenida (Hall *et al.* 2014) y que es analizada en detalle para el sector petrolero de México en el capítulo 1.3 de este libro.

El caso de México resulta paradigmático: un análisis de los descubrimientos de petróleo muestra que el pico de dichos descubrimientos, en cuanto a volumen original, se alcanzó en la década de 1970 (figura 4). Desde entonces, aunque se han descubierto más campos, éstos son cada vez más pequeños. Además, con el tiempo se han descubierto campos cada vez más profundos (figura 5) y con petróleo de menor calidad, es decir, más pesado o ultraligero. Por ejemplo, los últimos descubrimientos como Ixachi, Quesqui y Dzimpona son yacimientos profundos (5-7 km) con altas presiones y altas temperaturas, lo que produce principalmente gas y, en menor medida, petróleo muy ligero (es decir, 40° a 45° API).⁵

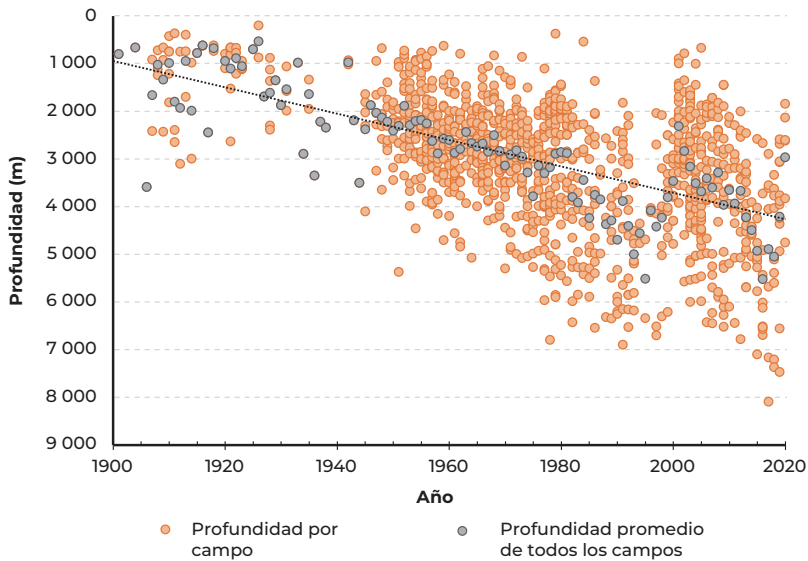
⁵ El petróleo se clasifica en grados API (American Petroleum Institute), una escala que mide la densidad del crudo en comparación con la del agua. De acuerdo con ello, >10 indica que el petróleo tiene una menor densidad que el agua.

Figura 4. Número (escala a la derecha) y volumen de petróleo (escala a la izquierda) de los campos petroleros descubiertos en México (1900-2015)



Fuente: Elaboración propia con información de Pemex (2021) y Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Figura 5. Profundidad de los campos petroleros en México en relación con su fecha de descubrimiento

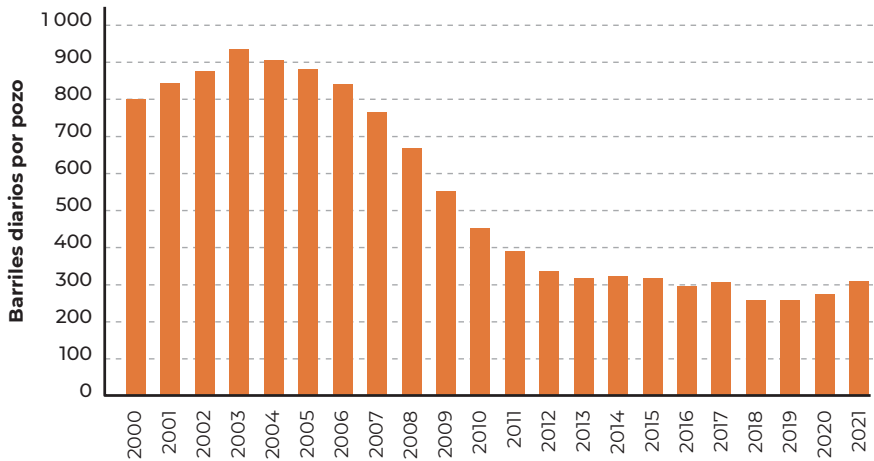


Fuente: Elaboración propia con información de Pemex (2021) y Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Al mismo tiempo, se observa que la productividad promedio por pozo ha disminuido de manera significativa desde el pico en 2004, llegando a ser poco menos de la tercera parte (figura 6).

Estos patrones generales se confirman cuando se examinan los cambios en la estructura de la plataforma de producción petrolera de México correspondientes a las últimas cuatro décadas (véase “Anexos”, figura 7). A nivel mundial, un aspecto recurrente se refiere a que el tamaño de los yacimientos petroleros de una región sigue una ley fractal o multiescalar, lo que implica que pocos yacimientos supergigantes y gigantes controlan la variación de la producción de un país. En el caso de México, la bonanza petrolera se asoció al descubrimiento y producción de los campos supergigantes de Cantarell –Akal–, un yacimiento geológicamente único que llegó a ser el segundo a nivel mundial en cuanto a producción, después del de campo Gawhar, en Arabia Saudita (véase “Anexos”, figura 7).

Figura 6. Producción promedio diaria de los pozos petroleros en México



Fuente: Elaboración propia con información de Pemex (2021) y Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Entre 1982 y 1996 Cantarell, Abkatún y Ku sostuvieron casi la mitad de la producción nacional (véase “Anexos”, figura 7). Con la recuperación secundaria mediante inyección de nitrógeno, que empezó en 2000, Cantarell consiguió duplicar su producción, y en su pico de 2003-2004 llegó a producir más de dos MMbd –60% de la producción nacional– con sólo 200 pozos. Debido a su dominancia en la plataforma de producción, el pico de Cantarell en 2004 constituyó también el pico de la producción de petróleo nacional. Entre 2010 y 2014, el declive de Cantarell se mitigó llevando a su máximo los tres campos gigantes de Ku, Maloob y Zaap (KMZ) (véase “Anexos”, figura 7), que sin embargo llegaron a producir en su conjunto sólo 40% de Cantarell, y empezaron su declive a mediados de la década de 2010. Los demás campos descubiertos tienen un tamaño y una producción máxima mucho menor que Cantarell y los tres campos gigantes mencionados.

En la actualidad Cantarell, KMZ y los siguientes seis campos de mayor producción –en total 10– soportan 62% de la producción nacional con 356 pozos, pero el 38% restante lo cubren 200 campos con 3 899 pozos (véase “Anexos”, figura 7). En otras palabras, 62% de la producción se sostiene con 356 pozos, cada uno de los cuales produce en promedio 3 033 bd mientras que el resto proviene de 3 899 pozos que producen alrededor de 160 bd. Una comparación de la producción actual con la de Cantarell en su auge es aún más impresionante: en 2004, los 200 pozos de Cantarell producían más que los 4 255 pozos de la actualidad –2.0 MMbd contra 1.7 MMbd–; es decir, los pozos de Cantarell producían en promedio 25 veces lo que producen los actuales. De hecho, los últimos campos descubiertos son de un tamaño muy inferior al de Cantarell y KMZ. De acuerdo con la base de datos de la CNH (s.f.b), las reservas 2P de los campos Ixachi y Quesqui suman 740 millones de barriles, equivalentes a 4% de las reservas que tenía Cantarell y a 11% de las de KMZ. Hasta el primer semestre de 2022, Ixachi y Quesqui, junto con los otros 31 nuevos campos que está desarrollando Pemex,

produjeron en su conjunto 352 Mbd (Pemex 2022), apenas suficientes para compensar la caída de producción de KMZ, que desde final de 2018 tiene un declive de casi 9% anual.

DISMINUCIÓN DE LAS RESERVAS E INCREMENTO DEL COSTO DE EXTRACCIÓN

Hasta el primero de enero de 2021 las reservas probadas de petróleo en México correspondían a 6 120 MMbd (CNH 2021), lo que equivale a 9.7 años de la producción de 2020. Si tomamos en cuenta las reservas 3P (probadas, probables y posibles),⁶ serían 27 años. Sumando las reservas probadas a la producción histórica (60 848 MMbd), podemos observar que hemos consumido ya 90% del petróleo que tenemos la seguridad de poder extraer. Incluso si consideramos las reservas 3P, vemos que hemos consumido 78% del petróleo nacional.

La situación del gas natural es similar, ya que una buena parte de la producción nacional es gas asociado al petróleo. El pico de la producción se tocó en 2009 con la caída de la producción de gas asociado de Cantarell, y ha disminuido 35% desde entonces. Las reservas probadas de gas natural corresponden a 9 981 miles de millones de pies cúbicos (MMMpc) (CNH 2021), lo que corresponde a seis años de la producción de 2020. Si consideramos las reservas 3P, serían 17 años. El caso del gas es particularmente grave debido a la alta dependencia de las importaciones.

Se debe considerar también que, entre 2017 y 2019, la tasa de restitución⁷ de las reservas probadas osciló entre 2.8% y 36.6% (CNH 2021), es decir, se encontró menos de un tercio del petróleo y del gas del que

⁶ Las reservas 3P son la suma de las probadas, probables y posibles. Las dos últimas son las que tienen una probabilidad de 50% y 10%, respectivamente, de poder extraerse en las condiciones técnicas y económicas presentes.

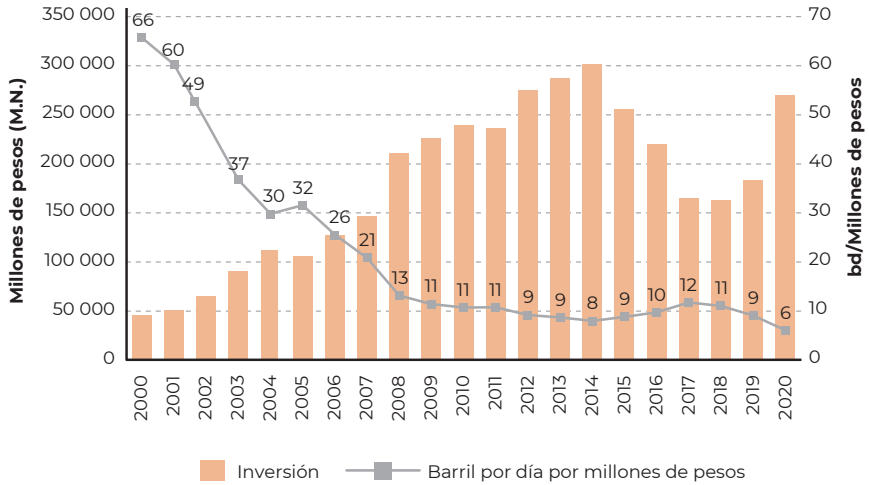
⁷ La tasa de restitución es el porcentaje del volumen de hidrocarburos extraído que se repone por la incorporación de descubrimientos, delimitación, desarrollo y revisiones a reservas.

se consumió. La situación mejoró en 2020 y 2021, pues en esos años se logró incorporar a las reservas, en promedio, el equivalente del petróleo y gas que se extrajo. Sin embargo, estos volúmenes no indican el costo energético y económico que conlleva su extracción, el cual incrementa cada año.

Con la política de rescate de Pemex, la actual administración está tratando de obtener una mayor producción de hidrocarburos, incrementando el presupuesto para la exploración y producción. No obstante, aun con los significativos incrementos del presupuesto en 2019 y 2020, la inversión en este rubro fue inferior a la que se hizo entre 2012 y 2014 (véase figura 8). Desde el inicio de este siglo el presupuesto de exploración de Pemex ha crecido de manera constante hasta 2014, cuando llegó a ser casi el doble; a pesar de ello la producción cayó desde 3.4 MMbd en 2004 a 2.5 MMbd en 2014. Esta tendencia al incremento de los costos en la exploración y producción es común a toda la industria petrolera mundial, y se debe a que desde 2005 se ha alcanzado el pico del petróleo convencional y, con ello, el fin del petróleo barato. En el caso de México, la dependencia del yacimiento supergigante y geológicamente único de Cantarell ha exacerbado esta tendencia. Como se puede apreciar en la figura 8, el rendimiento de la inversión (barriles diarios producidos/pesos invertidos) cayó de manera drástica: en 2000 por cada millón de pesos invertido al año se producían 66 barriles diarios, mientras que en 2020 la misma inversión sólo produjo seis.

De acuerdo con los informes de Pemex a la Comisión de Bolsa y Valores de Estados Unidos (U.S. Securities and Exchange Commission), el costo de producción se ha triplicado en las últimas dos décadas, pasando de 4.3 dólares por barril en 2000 a 13.7 en 2021. Sin embargo, esto sólo incluye los gastos de capital (CapEx). De acuerdo con la agencia calificadora Fitch Ratings, a estos 13.7 dólares por barril hay que sumarle 11.6 de gastos operativos (OpEx) para la producción de crudo y 10.8 para los gastos de ventas, generales y administrativos de Pemex (SG&A).

Figura 8. Inversión en Pemex para exploración y producción (escala a la izquierda) y rendimiento en barriles diarios extraídos por cada millón de pesos invertido al año (escala a la derecha)



Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía (Sener).

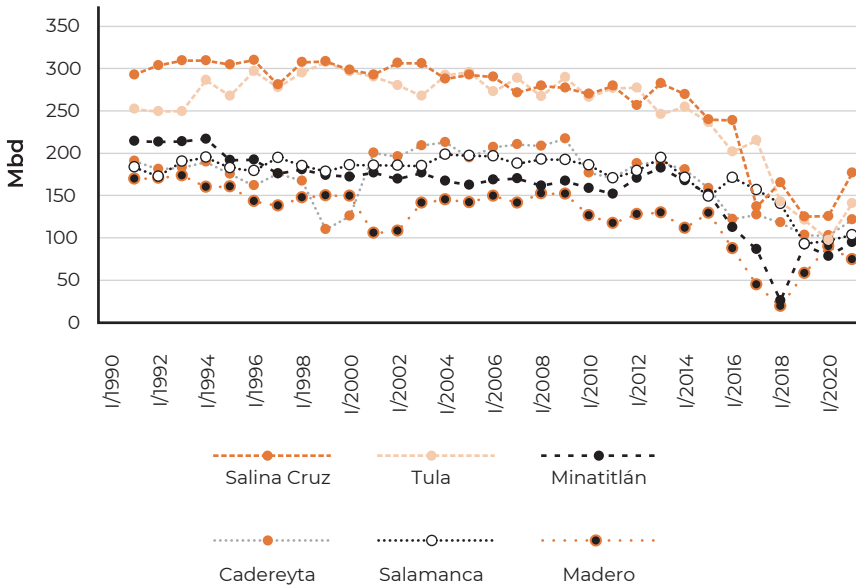
Si, además, se consideran los intereses de la deuda, hay que sumar 9.7 dólares por barril. Por tanto, para Pemex el costo completo antes de impuestos es de 45.1 dólares por barril. Si ése fuera el caso, la producción de Pemex en 2020 no habría sido rentable, pues el precio promedio anual de la mezcla mexicana de exportación fue de 35.8 dólares por barril. Este supuesto se confirma de manera indirecta si tomamos en cuenta que los ingresos obtenidos por la venta de petróleo en 2020 sumaron cerca de 300 000 millones de pesos, pero el presupuesto ordinario aprobado a Pemex fue de 529 000 millones de pesos.

REFINACIÓN Y CONSUMO DE PETROLÍFEROS: ¿HACIA LA SOBERANÍA ENERGÉTICA?

Por falta de inversión y mantenimiento, el sector de la refinación ha quedado muy rezagado durante las últimas tres décadas. Las últimas tres

refinerías mexicanas se construyeron a finales de la década de 1970 con la tecnología disponible en esa época, y fueron calibradas para refinar un crudo más ligero del que se extrae ahora. El proceso de crudo en las refinerías se mantuvo más o menos constante hasta 2014 –cuando empezó a declinar– y llegó a la mitad para el periodo 2018-2020 (figura 9).

Figura 9. Petróleo crudo procesado en las refinerías mexicanas desde 1990



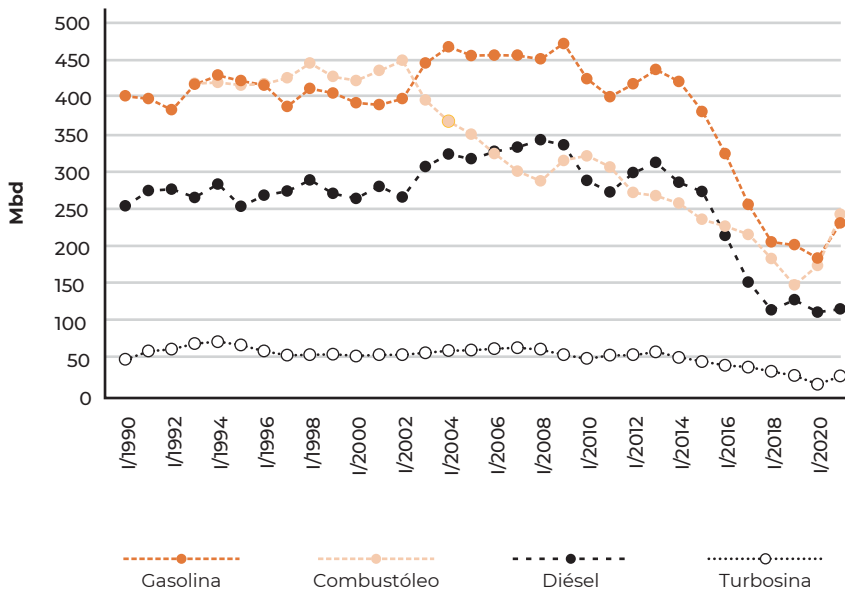
Fuente: Elaboración propia con datos del Sistema de Información Energética (SIE) de la Sener.

Esta disminución afectó principalmente a la producción de gasolina y diésel, pues su nivel llegó a la mitad en tan sólo cuatro años (figura 10). Si bien la baja podría atribuirse a factores técnicos, llama la atención que haya ocurrido después de la implementación de la Reforma energética de 2013, con la que se abrió la comercialización de la gasolina a compañías privadas.

Debido al incremento del parque vehicular desde la década de 1990, la producción nacional de gasolina y diésel empezó a ser insuficiente

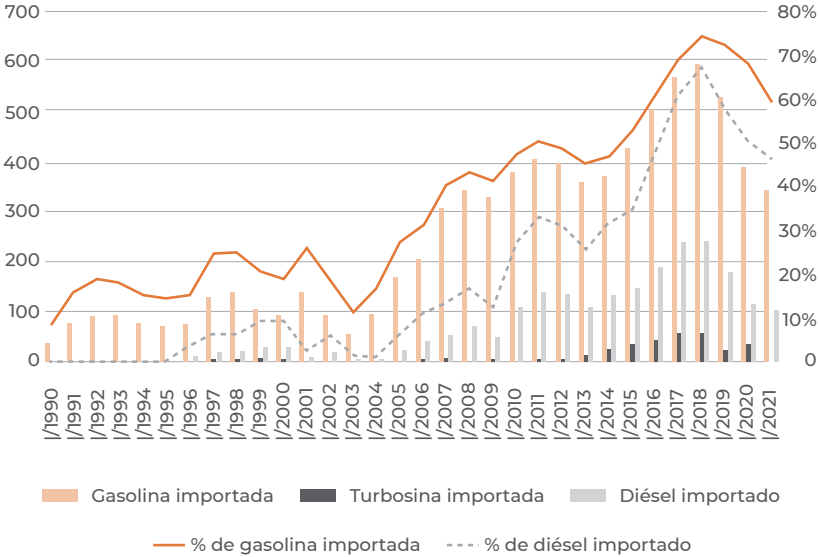
para suplir el consumo interno, por lo que inició la importación de estos productos refinados en cantidades moderadas (figura 11). Sin embargo, a partir de 2004 la importación creció de forma acelerada, para llegar a 74% del consumo de gasolina y 67% de diésel en 2018. En los tres años subsecuentes la importación ha bajado, en buena medida por la reducción del consumo inducida por la pandemia y por la disminución del crecimiento económico. Para 2021 la dependencia de la importación se había reducido al 59% en gasolina y al 46% en diésel (figura 11), por las razones mencionadas, así como por el incipiente repunte en la producción de la refinación nacional (figura 10).

Figura 10. Producción de productos refinados en las refinerías mexicanas desde 1990



Fuente: Elaboración propia con datos del SIE de la Sener.

Figura 11. Importación de productos refinados en miles de barriles diarios (escala a la izquierda) y porcentaje del consumo total (escala a la derecha)



Fuente: Elaboración propia con datos del SIE de la Sener.

El objetivo de la política energética de la actual administración en materia de refinación es recuperar la soberanía energética dejando de importar gasolina y diésel del extranjero. Para este fin se está construyendo la refinería de Dos Bocas, se ha adquirido la totalidad de la refinería de Deer Park en Texas, y se están modernizando las seis refinerías existentes en México. Este objetivo es estratégico para el país. No obstante, es improbable que se pueda alcanzar actuando sólo sobre la oferta por las razones que se explican a continuación.

En 2021 se alcanzaron a refinar en promedio 233 000 bd de gasolina y 116 000 bd de diésel. La refinería Deer Park produce cerca de 110 000 bd de gasolina y 90 000 bd de diésel. La nueva refinería de Dos Bocas, una vez terminada, se espera que pueda producir cerca de 170 000 bd de gasolina

y 120 000 bd de diésel. De llevarse a cabo lo anterior se llegaría a una producción total de 510 000 bd de gasolina y 326 000 bd de diésel. En la década previa a la pandemia de Covid-19, el consumo interno promedio fue de 800 000 barriles diarios de gasolina y 380 000 bd de diésel. Con los actuales niveles de consumo harían falta todavía 290 000 bd de gasolina y 54 000 bd de diésel. Para ello sería necesario multiplicar por 2.2 veces la cantidad de gasolina que producen las seis refinerías actuales, lo que es teóricamente posible, pero enfrenta dos problemas: 1) el exceso de producción de combustóleo, y 2) la falta de extracción de petróleo. En 2021, con el petróleo procesado por las seis refinerías nacionales se producía el 33% de gasolina, el 17% de diésel y el 34% de combustóleo del consumo interno. El combustóleo es un producto altamente contaminante cuando se usa como combustible, por lo que tiene un mercado cada vez menor. De hecho, se emplea de manera casi exclusiva en las centrales termoeléctricas de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), si bien una parte podría reprocesarse para producir más diésel y gasolina en la planta coquizadora que se está construyendo en la refinería de Tula.

El segundo problema es más serio. La refinería de Dos Bocas, cuando esté terminada, procesará 340 000 bd de petróleo. La de Deer Park también procesa 340 000 bd, pero sólo 36% es crudo maya mexicano y el resto es crudo que se seguirá comprando a la compañía Shell. Para que sea posible producir la cantidad de gasolina que se consumía antes de la pandemia, las seis refinerías restantes necesitarían procesar 1.56 millones de barriles diarios (MMbd) de petróleo. Si sumamos el petróleo que iría a Dos Bocas y el de Deer Park –considerando 36%–, obtenemos un total de aproximadamente 2 MMbd de petróleo. En este sentido, no es coincidencia que el presidente haya mencionado en varias ocasiones que no se extraerán más de 2 MMbd. No obstante, a pesar de un gran esfuerzo presupuestario, la producción de Pemex en los últimos tres años ha sido de alrededor de 1.7 MMbd, incumpliendo las metas de producción establecidas para 2020 y 2021.

Como se ha mencionado ya en este capítulo, el incremento de costos y el declive de los grandes yacimientos hacen muy improbable que se pueda alcanzar una producción de 2 MMbd. La única forma de alcanzar la soberanía energética de manera sostenible pasa por reducir el consumo de gasolina, es decir, desestimulando el uso del coche particular e impulsando una estrategia integral, como la presentada en la Sección 3 de este libro.

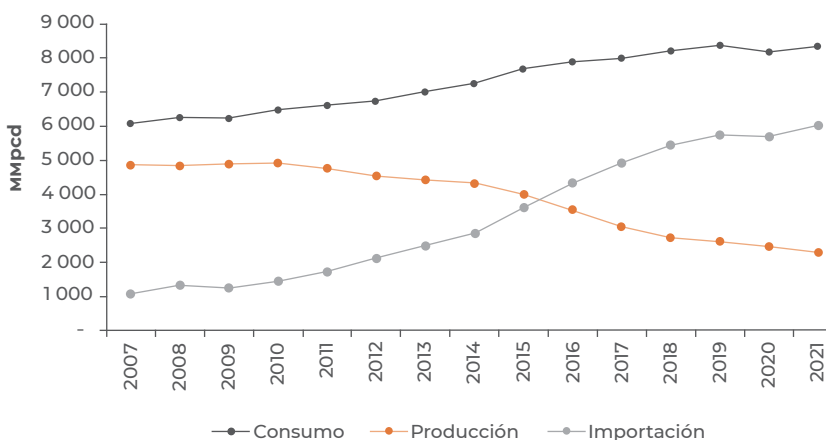
EL DÉFICIT CRÓNICO DE GAS NATURAL COMO OBSTÁCULO PARA LA SOBERANÍA ENERGÉTICA

La política de soberanía energética actual se enfrenta a un problema mucho más serio en materia de gas natural. Desde el principio de este siglo se decidió impulsar la generación eléctrica nacional mediante centrales de ciclo combinado que usan gas natural como combustible. De esta forma, la capacidad instalada se duplicó en menos de una década, y aumentó la electricidad producida con gas mientras se reducía la generación con combustóleo y carbón. Esta decisión se justificó con criterios ambientales y, sobre todo, económicos, ya que desde 2005 había empezado la producción de gas *shale* por medio de *fracking* en Estados Unidos, cuya sobreproducción provocó una baja significativa del precio. No obstante, la situación llevó a una creciente dependencia de las importaciones. Hasta 2010 la importación de gas natural se mantuvo en alrededor de 1 000 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) (figura 12). Sin embargo, ese año la producción nacional de gas natural empezó a declinar, al tiempo que el consumo se incrementó a un ritmo mayor que en la década anterior (figura 12). En consecuencia, las importaciones del gas se dispararon de tal manera que, para 2021, acumularon un incremento de cerca del 600% respecto a 2010 (figura 12).

En octubre de 2021 la importación de gas natural llegó a 6 017 MMpcd, lo que representa 72% del consumo nacional, mientras que la generación eléctrica mediante este insumo requirió 3 399 MMpcd y

representó 62% de toda la generación anual. Dado que 85% del gas que produce Pemex se utiliza para sus propios procesos de producción, refinación y petroquímica, más de la mitad (56%) de la electricidad que se genera en el país es producto de la importación de gas natural de Estados Unidos, lo que vulnera de forma significativa la soberanía energética. Desafortunadamente, este aspecto crucial no se está atendiendo, ya que el Plan de negocios 2022-2026 de la CFE (2021) prevé continuar con la expansión de la generación con gas natural a través de la construcción de 11 nuevas centrales de ciclo combinado y dos de turbogás. Además, la ampliación de la refinación nacional requerirá cantidades crecientes de gas natural. Más allá de la soberanía energética, la viabilidad a mediano plazo de la importación de gas natural estadounidense es cuestionable. Las estimaciones técnicas independientes indican que la producción de gas *shale* de ese país puede empezar a declinar pronto (Hughes 2021), y para Estados Unidos resulta cada vez más provechosa y geopolíticamente estratégica la exportación de gas líquido por barco hacia Europa y Asia.

Figura 12. Consumo, producción e importación de gas natural (2007-2021)



Fuente: Elaboración propia con datos del SIE de la Sener.

¿CUÁL ES EL FUTURO PARA EL SECTOR HIDROCARBUROS?

La civilización moderna se construyó sobre el petróleo, una fuente de energía versátil y de alta densidad que hasta el principio de este siglo era barata y abundante. Sin embargo, el petróleo fácil y barato se ha agotado, y los costos de exploración y explotación han crecido de manera constante desde entonces (Ferrari 2020). Los altos precios de venta del crudo que se registraron en 2008 y luego entre 2010 y 2014 sacudieron la economía global, acostumbrada a un precio del crudo que no rebasaba el 5% del producto interno bruto (PIB) (Hamilton 2008). El petróleo que queda en el planeta es caro. Los precios recientes –de alrededor de 80 dólares por barril– son demasiado altos para una economía ya probada por la pandemia, y demasiado bajos para que la industria petrolera invierta en proyectos de largo plazo (Ferrari 2020). La volatilidad de los precios del petróleo en la última década –que ha mostrado variaciones de hasta 350%– muestra con claridad este desbalance. La industria petrolera internacional está en crisis, y ha decidido disminuir sus inversiones en la exploración y explotación de nuevos yacimientos a menos de la mitad de lo que se invirtió hace una década.

México no es ajeno a esta situación, a la que se añade la problemática de la gestión deficiente y corrupta de las administraciones anteriores. Ésta ha llevado a Pemex a ser la empresa petrolera más endeudada del mundo. El petróleo sigue siendo un recurso estratégico, pero su costo y el impacto ambiental de su uso como energético son cada vez más insostenibles. El diagnóstico que se ha presentado en este capítulo indica que es prácticamente imposible aumentar de manera sostenida la producción actual. Por consiguiente, es imperativo hacerse dos preguntas. ¿Le conviene al país en el mediano y largo plazo una inversión masiva para la exploración y extracción de hidrocarburos? Y, sobre todo, ¿cómo podemos emplear de manera estratégica lo que queda de estepreciado recurso, que no es sólo una fuente de energía, sino también materia prima de la industria de muchos materiales y un insumo en la producción de alimentos?

La soberanía energética es un objetivo estratégico para el país. Sin embargo, es imposible alcanzarla actuando sólo sobre la base de la oferta. En el caso de los productos refinados, una forma viable y sostenible de alcanzar una independencia en cuanto a la importación de gasolina es reducir el uso del automóvil particular y favorecer el transporte público, preferentemente electrificado (véase capítulo 3.2). La situación del gas natural es aún más preocupante, ya que de la importación de este combustible depende más de la mitad de nuestra electricidad; también en este rubro el objetivo de la soberanía energética resulta inalcanzable por el lado de la oferta, por lo que es indispensable repensar el uso de la electricidad para disminuir su consumo. El sector de más consumo de electricidad es la industria, en particular la maquiladora de exportación, cuya demanda ha incrementado de forma notable desde la firma del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN). En este contexto, ¿vale la pena importar gas natural de Estados Unidos para reexportar productos a ese país? Es necesario reflexionar sobre la viabilidad de esta industria a la vista de una demanda menguante de productos industriales, la falibilidad de las cadenas de suministro de microchips y la incertidumbre sobre el abasto de gas natural importado.

REFERENCIAS

- Acuña, A. (1991). Instalaciones Marinas para la Explotación de Hidrocarburos [Trabajo para ingresar como miembro a la Academia de Ingeniería]. México.
- Bardi, U. (2009). Peak oil: The four stages of a new idea. *Energy*, 34(3), 323-326. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2008.08.015>
- British Petroleum (BP) (2021). *World Energy Outlook*. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook.html>
- Comisión Federal de Electricidad (CFE) (2021). Plan de Negocios 2022-2026. <https://www.cfe.mx/finanzas/Documents/Plan%20de%20Negocios%202022-2026%20V48%20PUBLICA.pdf>

- Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) (2021). *Proceso de cuantificación y certificación de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2021*. Dirección General de Reservas. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/631694/2021.04.20._II.1_Presentacion_OdG_Reservas_al_1-ene-2021.pdf
- _____ (s.f.a). Tablero de producción de petróleo y gas. <https://produccion.hidrocarburos.gob.mx/>
- _____ (s.f.b). Reservas de hidrocarburos. <https://reservas.hidrocarburos.gob.mx/>
- _____ (s.f.c). Mapa de hidrocarburos. <https://mapa.hidrocarburos.gob.mx>
- Diario Oficial de la Federación (DOF)* (1938a). Circular número 513-6-43 que fija las cuotas para el cobro de impuestos sobre producción de petróleo durante el presente mes. México, 18 de marzo de 1938.
- _____ (1938b). Decreto que expropia a favor del patrimonio de la Nación los bienes muebles e inmuebles pertenecientes a las compañías petroleras que se negaron a acatar el laudo del 18 de diciembre de 1937 del Grupo Número 7 de la Junta Federal de Conciliación y Arbitraje. México, 19 de marzo de 1938.
- _____ (1938c). Decreto que crea la institución “Petróleos Mexicanos”. México, 20 de julio de 1938.
- Ferrari, L. (2020). Pico del petróleo y fin del crecimiento: una mirada retrospectiva. *América Latina en Movimiento*, 54(550), 15-18.
- Hall, C.A., J.G. Lambert y S.B. Balogh (2014). EROI of different fuels and the implications for society. *Energy policy*, 64, 141-152. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.049>
- Hamilton, J.D. (2008). Oil and the macroeconomy. En: M. Vernengo, E. Pérez Caldentey y B. J. Roser Jr (Eds.), *The New Palgrave Dictionary of Economics*. Palgrave Macmillan.
- Hubbert, M. K. (1956). Nuclear Energy and the Fossil Fuels. En: *Drilling and Production Practice 1956*. Dallas: American Petroleum Institute.
- Hughes, D. (2021). *Shale Reality Check 2021: Drilling Into the U.S. Government's Optimistic Forecasts for Shale Gas & Tight Oil Production Through 2050*. Estados Unidos: Post Carbon Institute. <https://www.postcarbon.org/publications/shale-reality-check-2021/>

Lajous, A. (2014). *La industria petrolera mexicana: estrategias, gobierno y reformas*. México: Fondo de Cultura Económica.

Petróleos Mexicanos (Pemex) (2021). *Resultados al tercer trimestre de 2021*. Reporte no dictaminado. <https://www.pemex.com/ri/finanzas/Reporte%20de%20Resultados%20no%20Dictaminados/Reporte%203T21.pdf>

Society of Petroleum Engineers (SPE-PRMS) (2007). Petroleum Resources Management System. Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), World Petroleum Council (WPC), American Association of Petroleum Geologists (AAPG) http://www.spe.org/industry/docs/Petroleum_Resources_Management_System_2007.pdf

1.3 El declive de la tasa de retorno energético del petróleo y el gas en México

José Rafael Flores Hernández
Luca Ferrari

INTRODUCCIÓN

Cuando en México se habla de energía necesariamente se está hablando de petróleo y gas natural debido a la alta dependencia que nuestro país guarda con respecto a dichos recursos energéticos (véase capítulo 1.1). Los combustibles fósiles mueven, calientan, enfrían, iluminan, suben, bajan y asisten en sus actividades diarias a la población mexicana. Esta energía fósil es la encargada de accionar la economía nacional, ya que inescapablemente, en mayor o menor medida, la creación y el transporte de cualquier bien o servicio requiere del consumo de energía. En este contexto, no es exagerado decir que si los mexicanos fuimos alguna vez los hijos del maíz, hoy somos hijos del gas y del petróleo.

Sin embargo, ahora enfrentamos una serie de cuestiones que ponen en duda la viabilidad de un modelo de desarrollo económico y social basado en el uso de combustibles fósiles. En primer lugar, debido a la naturaleza finita y no renovable de este tipo de recursos, ninguna sociedad que tenga como base energética el petróleo y el gas puede funcionar por tiempo indefinido. En segundo lugar, cualquier producción de petróleo y

gas –sin importar si proviene de un pozo, de un campo, de un país o de un grupo de países– natural finalmente alcanzará un punto máximo de producción para después declinar. Este aspecto tiene consecuencias importantes, ya que el crecimiento económico siempre ha venido acompañado por un incremento en el uso de energía, lo cual tiene como corolario que, si la producción de petróleo y gas no puede seguir aumentando, el crecimiento basado en ellos tampoco. Por otro lado, los límites en cuanto al uso que se puede hacer de los recursos fósiles radican también en el impacto que éstos provocan sobre el medio ambiente y, de manera especial, en su contribución dominante en el cambio climático que estamos experimentando. Sumado a los puntos anteriores, otro aspecto fundamental –casi siempre ignorado dentro de la discusión sobre cualquier recurso energético– se refiere al costo energético que implica obtener petróleo y gas. Obtener energía cuesta energía. Antes de llenar con gasolina el tanque de nuestro automóvil o de quemar gas en la cocina para calentar nuestros alimentos, hay que encontrar el petróleo y el gas, construir la infraestructura para poder extraerlos, refinarlos y transportar los productos finales al punto de consumo. Cada uno de estos procesos requiere una inversión de energía que se realiza de forma directa o indirecta y, al igual que una inversión financiera, dicha inversión sólo tiene sentido si es posible obtener un beneficio. Esto último quiere decir que la única razón para explotar un yacimiento de petróleo o gas es porque la energía que podemos obtener del mismo es mayor que la que debemos invertir en el proceso.

El costo energético de la energía es un factor crítico para evaluar la viabilidad de cualquier fuente de energía. Sólo las energías con altos retornos son capaces de crear y sostener sociedades prósperas y complejas. La energía que usamos para explotar nuestros recursos energéticos es energía que deja de estar disponible para satisfacer otras necesidades. La cuestión más fundamental –y más olvidada en relación

con la explotación de los combustibles fósiles— no se refiere a cuántos hidrocarburos quedan en el subsuelo o a qué ritmo se pueden extraer, sino cuántos de ellos se pueden extraer con un superávit energético. La energía que no dedicamos a explotar el petróleo y el gas es la que tenemos disponible para mantener operando nuestras economías y la que, de momento, podemos y tenemos que emplear para mitigar, en lo posible, los impactos ambientales asociados a su uso y, por último, para construir y desarrollar nuevas fuentes energéticas que nos permitan superar la era de la energía fósil.

Los tiempos en que vivimos son como ningún otro en lo que se refiere al costo energético de explotar petróleo y gas. Esto se debe a que los recursos petroleros que hemos aprovechado durante mucho tiempo constituían principalmente el llamado *petróleo fácil*, conformado por yacimientos gigantes y someros en tierra y agua, con gas y aceite alojado en formaciones geológicas donde la ocurrencia de condiciones óptimas de porosidad, permeabilidad, viscosidad y presión, entre otras, hacían *fácil* su aprovechamiento. Hoy, si se quiere seguir utilizando petróleo y gas como fuentes de energía, debemos crear de manera artificial condiciones adecuadas que nos permitan explotarlos —por ejemplo, fracturando rocas para crear en ellas una comunicación hidráulica que no existe o aplicando procesos térmicos en yacimientos con aceites extra-pesados para permitir su flujo hacia la superficie—, lo cual implica inversiones energéticas importantes. En este capítulo se introducirá el concepto del *indicador EROI* (Energy Return on Investment) o tasa de retorno energético y se explicará cómo su estudio y utilización nos permite afirmar que la era de la energía fósil, barata y abundante, ha llegado a su fin. Del mismo modo, se expondrá una estimación del EROI para el sector de hidrocarburos en México, así como una breve discusión sobre su posible evolución en el futuro y las posibles implicaciones que esto puede traer para la economía nacional.

LA ENERGÍA NETA Y LA TASA DE RETORNO ENERGÉTICO

ENERGÍA NETA

Como se dijo líneas arriba, para obtener energía primero debemos invertir energía. A la energía que queda, una vez restados todos los costos energéticos de su obtención, tanto directos como indirectos, se le conoce como *energía neta* (Cottrell 2009; Odum 1973). Es esta energía la que, como sociedad, podemos dedicar a la producción de alimentos, a los servicios de salud, transporte de bienes y personas, educación, manufactura, iluminación, construcción de infraestructura, etc. En términos prácticos, todo en la actividad humana depende de la disponibilidad de energía neta. Matemáticamente podemos definirla como sigue:

$$E_{neta} = E_{obtenida} - E_{invertida} \quad (1.3.1)$$

TASA DE RETORNO ENERGÉTICO

El EROI –o tasa de retorno energético (TRE), como comúnmente se ha adoptado en español– es un concepto desarrollado en la década de 1970¹ por Charles Hall (Hall y Kent 2018) con base en la idea de energía neta. Este indicador se refiere al cociente que existe entre la energía que se obtiene o recupera de una fuente de energía y la que se invierte en el proceso de su obtención. El indicador EROI describe, por tanto, la cantidad de energía que se gana en algún proceso de obtención energética,

¹ El término EROI apareció por primera vez en un trabajo de 1979 y, aunque el concepto fue bastante popular en aquel tiempo, la caída de los precios del petróleo durante la segunda mitad de los años 80 disminuyó el interés académico en torno a él. A partir de 2005, con el incremento continuo de los precios del petróleo, se reanudó el interés por el concepto EROI y con ello la publicación de gran cantidad de artículos académicos al respecto (Hall y Kent 2018). En 2011 la revista suiza de libre acceso *Sustainability* publicó un número completo sobre el tema (Hall y Hansen 2011).

y no debe ser confundido con el concepto de *eficiencia energética*, que se refiere a un proceso de transformación de una forma de energía en otra. Matemáticamente:

$$EROI = \frac{E_{obtenida}}{E_{invertida}} \quad (1.3.2)$$

En dicho cociente, tanto el numerador como el denominador se expresan en las mismas unidades de energía –por ejemplo: calorías, joules, barriles equivalentes de petróleo, etc.–, por lo que se trata de un valor adimensional. Por mencionar un ejemplo, un valor de EROI de 25 debe interpretarse como una ganancia de 25 unidades de energía por cada unidad invertida en el proceso de su obtención. De acuerdo con la definición matemática del indicador EROI, cualquier fuente que provea un valor mayor a la unidad ($EROI > 1$) entrega más energía de la que se invierte en su explotación; por el contrario, si el EROI es menor o igual a uno, la inversión energética es mayor o igual a la ganancia.

Aunque la formulación teórica del EROI es simple e intuitiva, la aplicación práctica del concepto enfrenta varias dificultades debido a que no hay una manera única de construir el indicador. Hay al menos tres dimensiones sobre las que es posible trabajar:² 1) las entradas al sistema –¿qué se debe considerar como consumo de energía?–; 2) las salidas del sistema –¿en dónde debe medirse la obtención de energía, en el punto de extracción o de refinación?–, y 3) el tiempo –¿deben considerarse flujos anuales o cantidades acumuladas a lo largo del ciclo de vida de un recurso energético? Debido a lo anterior, aunque dos autores hayan medido el EROI de una fuente de energía, sus resultados pueden no ser iguales e incluso pueden no ser comparables como consecuencia de las metodologías seguidas en cada caso. El hecho de que haya distintas maneras de

² Sobre la construcción del EROI, véanse Brandt y Dale (2011), Mulder y Hagens (2008), King *et al.* (2015) y Murphy *et al.* (2011).

medir el EROI de una fuente de energía ha dado lugar a fuertes debates académicos alrededor de fuentes como los biocombustibles y la energía eléctrica generada a partir de sistemas fotovoltaicos, pues para algunos son una clara fuente de energía neta y para otros son sumideros de energía.³ Como solución a tales discrepancias, algunos autores han propuesto la estandarización del indicador.⁴ Sin embargo, lo que se debe tener presente es que, aunque medir el EROI de una fuente de energía no es una tarea sencilla, lo importante es que la disminución en este indicador tiene implicaciones demasiado importantes para las sociedades y las economías humanas debido a los efectos que esto puede traer sobre la disponibilidad de energía neta.

LA RELACIÓN ENTRE LA TASA DE RETORNO ENERGÉTICO Y LA ENERGÍA NETA

Por su formulación, el EROI no nos dice nada respecto de la cantidad de energía que se extrae, ni del tamaño de la fuente que se explota o de los impactos ambientales que su aprovechamiento puede tener, a no ser que los costos energéticos de remediar dichos impactos se incluyan en el cálculo. Lo que el EROI sí puede determinar es qué fracción de la energía total obtenida al explotar un recurso energético representa energía neta. Matemáticamente, esto se aprecia al combinar las ecuaciones que definen la energía neta (1.3.1) y el EROI (1.3.2) para obtener:

$$E_{neta} = E_{obtenida} \left(1 - \frac{1}{EROI} \right) \quad (1.3.3)$$

A partir de la ecuación anterior es posible expresar la energía neta como una fracción de la energía total obtenida en función del EROI. De

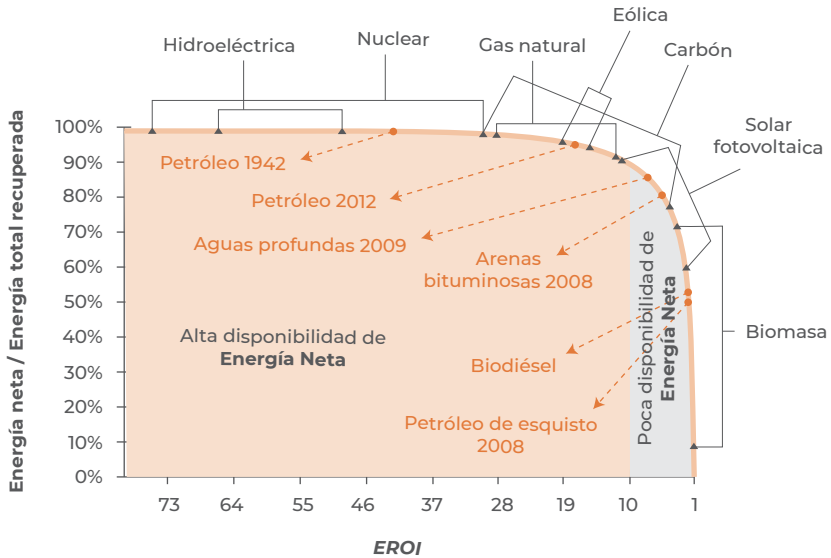
³ Para un resumen sobre las críticas que ha recibido el indicador y los debates que se han generado a su alrededor, véase el trabajo de Hall (2017).

⁴ Sobre la estandarización del EROI, véanse Brandt y Dale (2011), King *et al.* (2015), Zhang y Colosi (2013), Mulder y Hagens (2008), Brandt *et al.* (2015) y Murphy *et al.* (2011).

esta manera podemos observar cómo los cambios en el EROI de los recursos energéticos que se explotan influyen en la disponibilidad de energía para actividades sociales y económicas distintas a las de la obtención de energía. En la figura 1 se ha ilustrado esta situación. La forma particular que adquiere la gráfica se ha popularizado dentro de la literatura académica y no académica como “The Net Energy Cliff” (Hall 2017) debido a la caída abrupta que se tiene en la disponibilidad de energía neta cuando el EROI se encuentra cerca o por debajo de valores de 10. Lejos de este umbral crítico, el costo energético de la energía no representa un verdadero problema para las sociedades, sin embargo, una vez que se entra en esta región la disponibilidad de energía neta decrece de forma no lineal como consecuencia de los costos crecientes.

En la figura 1 también hemos incluido algunas estimaciones publicadas para el EROI de distintas fuentes de energía. Las indicadas en la parte superior se refieren a los procesos de generación eléctrica, mientras que en la parte interna se ilustran los valores asociados a la obtención de petróleo y biodiésel. Debido a las distintas suposiciones que han hecho los autores que midieron estos valores, no es posible realizar una comparación estricta entre ellos. Sin embargo, estos datos nos sirven como una guía aproximada de la relación entre las diferentes fuentes. Por ejemplo, la mayor EROI de los combustibles fósiles, la nuclear y la hidroeléctrica se relaciona con la característica de que son fuentes controlables, por lo que pueden funcionar más tiempo, a diferencia de lo que ocurre con fuentes como la eólica y la solar, que sólo pueden generar electricidad una fracción de tiempo –cuando hay suficiente velocidad del viento o irradiación solar. Además, estas fuentes renovables son muy diluidas comparadas con los combustibles fósiles y la nuclear, razón por la cual necesitan muchas más materias primas para construir la infraestructura de aprovechamiento –aerogeneradores, paneles solares, etc. A partir de esta gráfica se puede observar que en la actualidad nuestras fuentes de energía se encuentran dentro o en los alrededores de las zonas críticas en lo que se refiere a la disponibilidad de energía neta. Vivimos en una era de energía costosa.

Figura 1. Efectos de la disminución en el EROI sobre la disponibilidad de energía neta (“The Net Energy Cliff”) y EROI para algunas fuentes de energía⁵



Fuente: Elaboración propia con base en las distintas estimaciones del EROI de las fuentes citadas en la nota.

LA TASA DE RETORNO ENERGÉTICO DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES

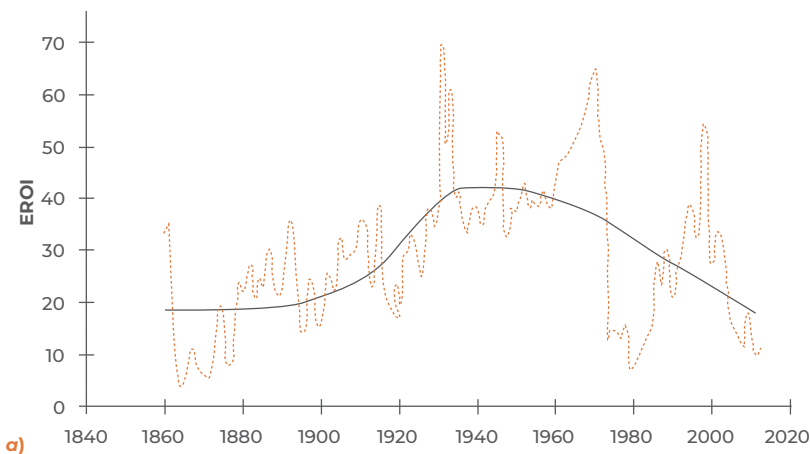
Dada su importancia dentro de la matriz energética global, el petróleo y el gas natural constituyen la base energética de las sociedades modernas. La investigación científica sobre el costo energético de obtener petróleo y gas ha generado un enorme volumen de literatura académica.⁶ A pesar

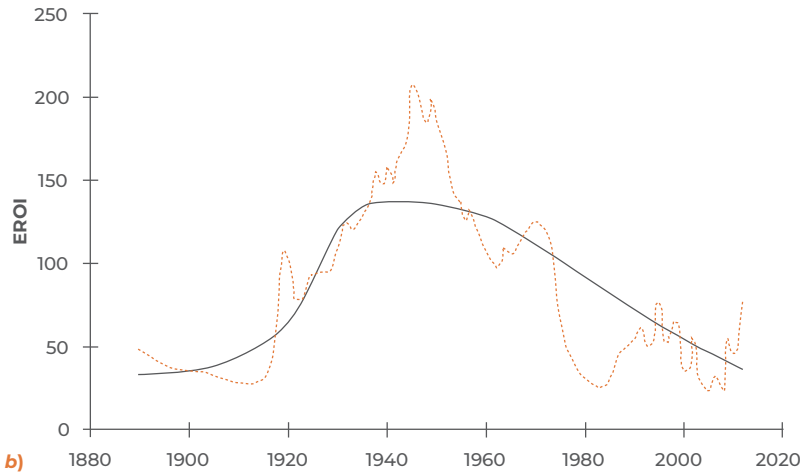
⁵ Para estimaciones del EROI del petróleo y gas a nivel global, véase Court y Fizaine (2017); para aguas profundas del golfo de México, Moerschbaeher y Day (2011); para las arenas bituminosas, Brandt *et al.* (2015); para el petróleo de esquisto, Brandt (2008), y para el biodiésel en México, Fuentes *et al.* (2018). Para los distintos sistemas de generación eléctrica, véanse Weißbach *et al.* (2013), Prieto y Hall (2013), Raugei y Leccisi (2016) y Raugei *et al.* (2018).

⁶ Véase una compilación y una síntesis de varios trabajos en Hall (2017), así como en Hall y Kent (2018).

de la gran variedad de metodologías, enfoques, suposiciones, criterios e información empleados, uno de los aspectos que más destacan en estos estudios es que hay entre ellos una conclusión general y compartida que no parece depender de la región geográfica puesta en estudio. Dicha conclusión es que el EROI de estos recursos fósiles está declinando (véase figura 2): conforme pasa el tiempo, se requiere de una mayor cantidad de energía para poder extraer cada nuevo barril de petróleo y cada nuevo metro cúbico de gas. Por añadidura, se requiere de más y más energía para procesarlos y llevarlos hasta el usuario final. La razón principal detrás de este fenómeno se halla en la naturaleza humana del mínimo esfuerzo: primero se explota lo fácil y se dejan, para momentos posteriores, los recursos que implican mayores costos y dificultades. Físicamente, se aprovechan en primer lugar las condiciones naturales que permiten la explotación –por ejemplo, la presión natural de un yacimiento– y, más tarde, deben crearse condiciones semejantes. De cualquier manera, para generar cualquier cambio en el mundo físico se requiere de una inversión de energía.

Figura 2. Estimaciones del EROI asociado a la obtención global de a) petróleo y b) gas





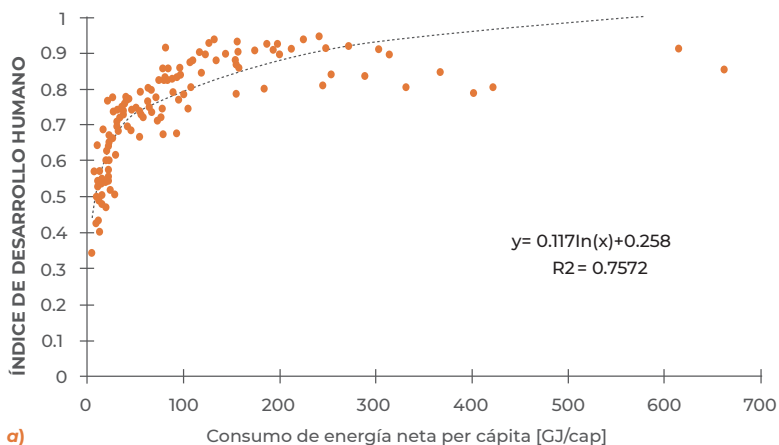
Fuente: Court y Fizaine (2017).

ENERGÍA NETA, TASA DE RETORNO ENERGÉTICO Y CALIDAD DE VIDA

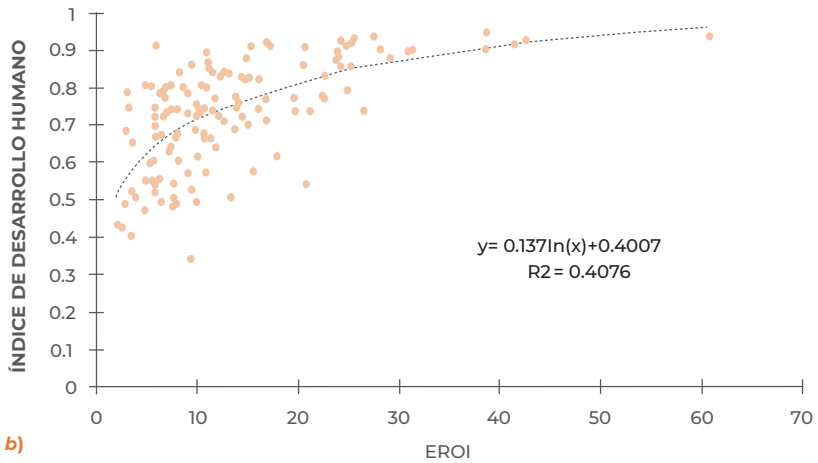
La energía neta es la que podemos dedicar a las actividades no relacionadas con la obtención de energía, es decir, la que puede utilizarse para generar bienestar. El indicador EROI –al ser una medida de la disponibilidad de energía neta– también constituye una medida de esta misma capacidad. En general, es de esperar que las sociedades con mayor retorno energético y, por tanto, con mayor disponibilidad de energía neta gocen de una mejor calidad de vida. Esta intuición ha sido comprobada cuantitativamente por autores como Lambert y colaboradores (2014), quienes calcularon los EROI correspondientes a un amplio conjunto de países y los compararon con indicadores de bienestar humano, tales como índice de desarrollo humano (IDH), acceso a agua potable, inversión monetaria en salud y alfabetización de mujeres. Sus resultados muestran que hay una relación positiva entre el EROI y la calidad de vida. En la figura 3 pueden observarse nuestras propias estimaciones para el EROI y el consumo de energía neta para 137 países –vigentes para 2012– y la comparación

de cada uno contra el IDH. Como podemos apreciar, hay entre ellos una relación positiva. Generar bienestar requiere de la disponibilidad de energía neta, pero si bien esto es necesario, no constituye una condición suficiente que asegure poder alcanzar un bienestar generalizado; en este sentido, resulta fundamental que también se dé una distribución equitativa dentro del conjunto social (véase capítulo 1.10). La disminución del EROI es un indicador de que, con el paso del tiempo, las economías requieren dedicar una mayor cantidad de energía y materiales para obtener energía. Si este incremento en los costos energéticos no se compensa con un incremento en la cantidad total de energía que se explota del medio ambiente o con un aumento en la eficiencia con la que se utiliza (véase el siguiente apartado), comenzará a disminuir la energía que puede dedicarse a actividades económicas y sociales fuera del sector energético.

Figura 3. a) Índice de desarrollo humano vs energía neta per cápita
y b) índice de desarrollo humano vs EROI⁷



⁷ En este caso, el EROI se ha calculado a partir de la relación entre este indicador y el precio de la energía; véase por ejemplo Court y Fizaine (2017). Haciendo uso de una estimación del valor promedio para el precio de la energía a nivel mundial en 2012, tomado de Fizaine y Court (2016), y los datos sobre el PIB y Consumo Primario de energía para cada país, tomados del Banco Mundial (2019), se ha hecho el estimado del EROI particular de cada uno de ellos. Los datos sobre el IDH fueron tomados directamente de la página oficial del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (United Nations Development Programme [2020]).



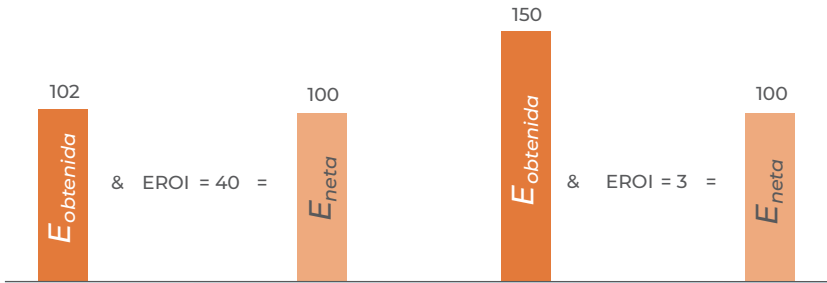
Fuente: Elaboración propia.

¿CÓMO PALIAR EL DECLIVE EN LA TASA DE RETORNO ENERGÉTICO?

En vista de la disminución del EROI asociado a nuestras fuentes de energía, principalmente en el petróleo y gas –que constituyen la base energética de las sociedades modernas–, surge naturalmente una pregunta: ¿cómo hacer frente a esta situación? En este sentido, hay al menos dos mecanismos que, al actuar de forma individual o en conjunto, posibilitan enfrentar el alza en los costos energéticos de obtener energía. El primero de estos mecanismos es incrementar la cantidad total de energía que se extrae del medio ambiente, de tal manera que sea posible compensar la energía que se pierde por concepto de costo energético. Por ejemplo, si suponemos que se requieren 100 unidades de energía neta cuando el EROI asociado a la fuente o fuentes desde donde se obtiene esta energía es de 40, entonces se necesita extraer del medio ambiente, al menos, poco más de 102 unidades de energía. Ahora bien, si el EROI disminuye de forma drástica, de manera que el indicador se sitúe bien adentro de la región de poca disponibilidad de energía neta, por ejemplo con un EROI de 3, entonces, para poder disponer de esas mismas 100 unidades de energía neta, es necesario que la energía total extraída sea de 150 unidades

(figura 4). Este pequeño análisis⁸ nos permite ver que, aunque es posible enfrentar la disminución progresiva del EROI al incrementar la cantidad total de energía que se explota, tal solución no resulta sustentable a lo largo del tiempo. Para el caso particular de los recursos fósiles, la evidencia empírica nos dice que la producción de ellos evoluciona siguiendo una forma característica de campana: primero crece, alcanza un máximo y después comienza a descender. Esto quiere decir que en el mediano y en el largo plazo resulta imposible mantener un incremento continuo de la energía que se extrae del medio ambiente y, tarde o temprano, habrá de enfrentarse a la situación de los costos crecientes. Adicionalmente, la extracción de recursos provoca un creciente impacto ambiental y social, ya que necesita ocupar más territorio y materias primas, así como mayores cantidades de agua, la cual se hace necesaria en todas las fases de la producción de energía fósil y de la minería, asociada a los elementos que ocupa la industria de las fuentes renovables.

Figura 4. Compensando la disminución en el EROI con un incremento en la cantidad total de energía que se obtiene o extrae del medio ambiente



Fuente: Elaboración propia.

⁸ Para la eficiencia es posible llegar a conclusiones similares. En este caso, se debe considerar que lo que la sociedad requiere o busca no es la energía neta *per se*, sino que desea el trabajo útil que se puede extraer de ella, esto es, la energía neta útil. Visto de esta manera, es posible concluir que se puede hacer frente al decremento del EROI mediante incrementos continuos en la eficiencia con la cual se usa la energía; sin embargo, es claro que hay límites técnicos y teóricos sobre este crecimiento.

LA TASA DE RETORNO ENERGÉTICO DEL PETRÓLEO Y EL GAS EN MÉXICO

Hay tres razones que motivan el interés por conocer la evolución del EROI para el petróleo y el gas mexicanos: 1) la alta dependencia de la economía mexicana respecto de los combustibles fósiles; 2) el declive en la producción nacional de gas y petróleo, y 3) el encarecimiento energético que se ha observado en relación con la explotación de este tipo de recursos en distintas regiones del mundo, además del alto costo energético asociado a recursos petroleros no convencionales y los situados en aguas profundas.

ANTECEDENTES

En la literatura académica hay al menos tres estudios sobre el EROI de la extracción de petróleo y gas en nuestro país.⁹ De ellos, creemos que el más importante es el publicado en 2017 por Tripathi y Brandt (2017). En dicho trabajo, los autores exploran el EROI de un conjunto de cinco campos gigantes –ubicados en distintas regiones del planeta–, dentro de los cuales se encuentra el caso mexicano de Cantarell. La importancia de este estudio radica en el hecho de que Cantarell ha sido el campo más importante de nuestro país a lo largo de las últimas cuatro décadas. Entre 1979 y 2019 aportó en promedio 35% de la producción nacional de crudo, con una participación máxima de poco más de 60% en 2004. El declive en la producción en este campo, ocurrida a partir de 2004, arrastró consigo la producción nacional (véase capítulo 1.2). De acuerdo con Tripathi y Brandt (2017), el EROI de este campo muestra dos etapas distintas. La primera, que va de 1979 a 2000, presenta una disminución en el indicador de 12% anual, al pasar de alrededor de 70 a 60. Posteriormente, el

⁹ Véanse Ramírez y Hall (2013), citados en Lambert *et al.* (2013); Tripathi y Brandt (2017), y Celi *et al.* (2018).

EROI muestra en una segunda etapa una caída abrupta entre 2000 y 2012 –último año estudiado–, posicionándose con un valor por debajo de 10. Dicho comportamiento coincide con el programa masivo de inyección de nitrógeno a Cantarell (véase capítulo 1.2), lo cual incrementa de manera sustancial la energía que debe invertirse para seguir extrayendo aceite.

ESTIMANDO LA TASA DE RETORNO ENERGÉTICO PARA EL SECTOR DE HIDROCARBUROS EN MÉXICO

Para estudiar el EROI del sector de hidrocarburos en México hemos empleado cuatro metodologías distintas, incluyendo una para vislumbrar el comportamiento del indicador desde la nacionalización de la industria petrolera. Cada una de estas aproximaciones tiene sus propias limitaciones; las discrepancias entre los valores obtenidos pueden explicarse si se consideran diferentes datos, fuentes de información y suposiciones empleadas. No obstante, el aspecto más relevante de los resultados obtenidos es que todos indican que el EROI de nuestros recursos petroleros está disminuyendo desde el inicio del siglo XXI (figura 5). Tal disminución, junto con la caída en la producción de petróleo y gas a nivel nacional, confirma que la era del petróleo abundante y barato ha llegado a su fin.

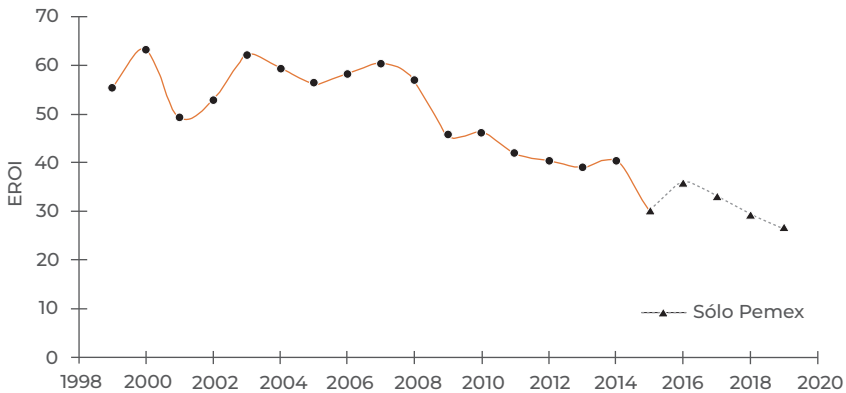
ESTIMACIÓN DE LA TASA DE RETORNO ENERGÉTICO PARA LA EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS A PARTIR DE LOS DATOS SOBRE CONSUMO DE ENERGÍA REPORTADOS POR PEMEX

Desde 1999 Petróleos Mexicanos (Pemex) realiza un reporte sobre el consumo de energía asociado a sus actividades operativas.¹⁰ En él es posible encontrar el gasto energético de la extracción de hidrocarburos. A

¹⁰ Es el llamado *Informe de sustentabilidad*, donde pueden consultarse aspectos como su consumo de energía, uso de agua y emisiones de gases efecto invernadero, entre muchos otros. El último de estos informes correspondió al año 2020 (Pemex 2021).

partir de esta información, y en combinación con la energía potencialmente contenida en el petróleo y gas que se extrae, es posible realizar un estimado del EROI asociado a la explotación de petróleo y gas en nuestro país. Los resultados obtenidos pueden observarse en la figura 5, donde podemos apreciar cómo el indicador ha mostrado una tendencia negativa a lo largo de las últimas dos décadas, al pasar de un valor de 55 en 1999 a uno de 27 en 2019. Es necesario resaltar que antes de 2014 este indicador se refiere a la extracción de petróleo y gas a nivel nacional. Después, si bien el sector se abrió al capital privado como consecuencia de la reforma energética de 2013, se puede considerar que el EROI que se muestra sigue siendo representativo del valor nacional, a pesar de que sólo se refiere a las actividades de Pemex, debido a la casi absoluta dominancia de la empresa nacional en la producción de hidrocarburos. Otro punto crucial de esta primera estimación es que, al sólo tener en cuenta el consumo de energía directo y dejar fuera el indirecto –por ejemplo, el asociado a la construcción de la infraestructura empleada–, el EROI que se muestra subestima el verdadero costo energético de explotar petróleo y gas en nuestro país.

Figura 5. Estimación del EROI para la extracción de petróleo y gas en México a partir de los datos sobre consumo de energía publicados por Pemex (1999-2019)



Fuente: Elaboración propia.

ESTIMACIÓN DE LA TASA DE RETORNO ENERGÉTICO PARA LA EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS A PARTIR DE LOS DATOS SOBRE EMISIONES DE CO₂ REPORTADOS POR PEMEX

Así como Pemex informa acerca de sus niveles de consumo de energía asociados a las actividades de extracción de hidrocarburos, también publica los niveles de emisiones de CO₂ asociados a las mismas. Es posible calcular el EROI a partir de esta información, pues una parte de dichas emisiones está asociada de forma directa al consumo de energía que se realiza durante las actividades de explotación de hidrocarburos y, por tanto, constituye una muestra indirecta del consumo de energía realizado. Por otro lado, al usar valores de conversión adecuados, es posible estimar la cantidad de CO₂ que contiene cada barril de petróleo y cada metro cúbico de gas recuperado. Si se combinan ambos aspectos podemos estimar el EROI de las actividades de extracción de petróleo y gas en nuestro país. Al igual que en el caso anterior, los resultados obtenidos muestran una tendencia general a la baja: el indicador habría pasado de un valor de 58 en 1999 a uno de 39 en 2014.

ESTIMACIÓN DE LA TASA DE RETORNO ENERGÉTICO PARA LA EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS A PARTIR DE DATOS SOBRE EL PRECIO PROMEDIO DEL CRUDO MEXICANO

Distintos autores han estudiado la relación que existe entre el EROI y los precios de la energía, concluyendo de manera general que ésta es negativa o inversa.¹¹ La idea general consiste en aprovechar la intensidad energética del país bajo estudio –definida como el cociente entre el consumo nacional de energía y el producto interno bruto– para hacer una estimación del consumo energético correspondiente a las actividades

¹¹ Para la relación entre el EROI y el precio de la energía, véanse King (2010), King y Hall (2011), Court y Fizaine (2017) y Heun y De Wit (2012).

de extracción y comparar este último con la cantidad total de energía recuperada por dichas actividades. La intensidad energética representa la cantidad promedio de energía que se debe consumir dentro de la economía para generar una unidad de valor monetario, por lo que al conocer el valor económico que genera el volumen de hidrocarburos extraído del subsuelo es posible estimar su consumo energético. Este consumo estimado representa sólo una aproximación al consumo real, ya que el valor de intensidad energética empleado es un promedio nacional y puede no representar de manera fiel la intensidad del sector energético. Sin embargo, en comparación con los métodos de los dos apartados anteriores, donde sólo se considera el consumo directo, éste representa una extensión sobre los límites de estudio en cuanto a las entradas de energía hacia el sistema, ya que es posible argumentar que el precio del barril del petróleo –información a partir de la cual se construyen los datos de consumo– debe tener en cuenta todos los costos energéticos directos e indirectos asociados a los materiales y a la infraestructura utilizados, además de los gastos en salarios de los trabajadores.

De nueva cuenta, la tendencia general encontrada a partir de esta metodología es negativa al mostrar una evolución en el indicador que pasa de un valor de cerca de 37 en 1999 a uno de casi 11 en 2014. Si bien la magnitud de los valores encontrados es notablemente inferior a las obtenidas en los apartados anteriores, dicho comportamiento no debe ser una sorpresa cuando se tiene en cuenta que, al estar el indicador construido a partir del precio del crudo, teóricamente se espera que el mismo tenga en cuenta todos los costos asociados a su obtención.

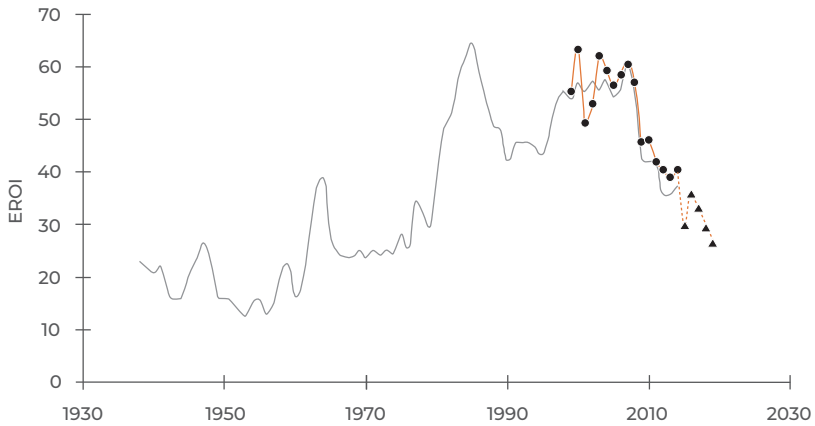
ESTIMACIÓN DE LA TASA DE RETORNO ENERGÉTICO PARA LA EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS A PARTIR DE UN MODELO LINEAL MULTIVARIABLE PARA ESTIMAR EL CONSUMO DE ENERGÍA ASOCIADO

En nuestro análisis de los datos de consumo directo de energía reportados por Pemex hemos encontrado una correlación lineal positiva entre

éstos y variables como el número de campos y pozos en producción, además de la cantidad de pozos y kilómetros perforados. Dicha relación parece lógica y natural si se tiene presente que mantener más y más campos o pozos en producción debe resultar en un incremento en el consumo de energía necesario para mantener las actividades de operación y transporte de hidrocarburos que se obtienen de los mismos. Por otro lado, un alza en la intensidad de las actividades de perforación debe conducir directamente a un aumento en el consumo de energía, y es de esperar que este consumo crezca conforme sea mayor la profundidad de los pozos perforados (véase capítulo 1.2). Pemex no tiene un registro público sobre su consumo de energía antes de 1999, pero sí dispone de una amplia base de datos sobre indicadores petroleros donde se incluyen las variables mencionadas.¹² Con base en lo anterior, construimos un modelo lineal multivariable para estimar el consumo de energía asociado a las actividades de extracción de petróleo y gas en México, extendiendo nuestro análisis hasta 1938. Al comparar este consumo de energía con la energía potencialmente contenida en el petróleo y gas recuperados, construimos una serie histórica sobre la evolución del EROI en nuestro país entre 1938 y 2019 (figura 6). Como hemos mencionado, al estar basado únicamente en el consumo directo de energía, dicha serie sólo puede considerarse una estimación favorable del indicador. Los resultados muestran que el EROI habría experimentado una tendencia general positiva de 1938 a 1985, al pasar de un valor de 23 a uno de 64. Después de 1985, si bien hay un periodo de aumento durante la última década del siglo xx, la tendencia global es de naturaleza negativa. Un aspecto a resaltar es que el comportamiento del EROI parece mostrar una forma de campana: sube al principio, alcanza un máximo y declina después de manera terminal. Dicho comportamiento coincide con lo que se ha propuesto teóricamente y observado empíricamente a nivel global (véase por ejemplo figura 2).

¹² Estos y otros indicadores petroleros pueden consultarse en los *Anuarios Estadísticos* de Pemex (s.a.).

Figura 6. Estimación del EROI para la extracción de petróleo y gas en México al calcular el consumo de energía requerida a partir de distintos indicadores petroleros (1938-2014)



Nota: También se muestran las estimaciones del EROI hechas con base en los datos de consumo de energía reportados por Pemex (figura 5).

Fuente: Elaboración propia.

¿POR QUÉ DISMINUYE LA TASA DE RETORNO ENERGÉTICO DEL PETRÓLEO Y EL GAS EN MÉXICO?

Dar una explicación precisa y detallada sobre las causas del descenso del EROI del petróleo y del gas mexicanos es una tarea complicada, si no imposible. Se requeriría de información para cada pozo y cada yacimiento que se explota en el país, de tal suerte que pueda entenderse a profundidad cómo y en qué se concentra el consumo energético asociado a la explotación de hidrocarburos. No obstante, hay algunas tendencias generales que pueden ser fácilmente identificadas y a partir de las cuales se hace posible dar una explicación o entender, en principio, el fenómeno que se observa en el comportamiento del retorno energético asociado a la extracción de petróleo y gas.

Lo que resulta necesario considerar es que, en general, este decaimiento responde a la tendencia humana hacia el mínimo esfuerzo:

primero se explotan los yacimientos más accesibles y de mejor calidad, después aquellos que –por distintas condiciones físicas, químicas y geológicas– requieren de un mayor esfuerzo e inversión para ser aprovechados. En el caso mexicano, este avance hacia recursos mucho más costosos se manifiesta en cuestiones tales como la necesidad de perforar progresivamente a mayores profundidades para encontrar yacimientos de petróleo y gas; más aún, estos yacimientos no sólo se encuentran a una profundidad promedio mayor, sino que contienen un volumen menor de hidrocarburos, en comparación con los descubrimientos del pasado (véase capítulo 1.2). Esto hace que al aumentar los esfuerzos de perforación éstos no se vean recompensados con un incremento en el tamaño de los volúmenes descubiertos y, por tanto, se obtengan retornos decrecientes.

Además, un aspecto fundamental para explicar el declive en el EROI del petróleo y el gas en México es la anomalía geológica que representa el campo supergigante Cantarell, que en su auge fue el segundo más prolífico del mundo. En este sentido, parece que de la misma forma en que la producción proveniente de este complejo ha determinado el comportamiento de la producción de crudo durante las últimas cuatro décadas, el EROI asociado a su explotación también determina el comportamiento global del indicador. Esto es, el declive en el EROI del petróleo y del gas en México (véase figura 6) es un fiel retrato del deterioro de un campo sin igual en nuestro país. Este hecho se puede apreciar en dos aspectos. El primero es el incremento abrupto que sufre el EROI del petróleo y gas entre 1979 y 1985, periodo que coincide con la entrada en producción de Cantarell y durante el cual el EROI hubo de pasar de un valor de alrededor de 30 a uno de poco más de 60.¹³ Posteriormente, el declive continuo en el EROI del petróleo y el gas en México, que comienza alrededor del año 2000, coincide con el declive abrupto del EROI de la producción de

¹³ De acuerdo con las estimaciones de Tripathi y Brandt (2017) para el EROI de Cantarell, el indicador se habría situado alrededor de 65 y 70 durante este periodo.

petróleo y gas en Cantarell, que también comienza en 2000 (Tripathi y Brandt 2017). De acuerdo con estos autores, el declive del EROI, de 70 en 1979 a cerca de 10 en 2012, se debió a una combinación de factores. Entre ellos: 1) incremento en el consumo de energía debido a la implementación de sistemas artificiales de producción –procesos de *gas lift*¹⁴ para este caso en particular–; 2) incremento en el consumo de energía requerido para la inyección de nitrógeno –lo cual se inició en 2000–; 3) incremento en el consumo de energía requerido para la reinyección de gas natural –iniciado en 2004–, y 4) declive en la producción de petróleo y gas. La historia productiva de Cantarell y la evolución de su EROI son un ejemplo perfecto de cómo primero se explota el petróleo al aprovechar las condiciones que existen en la naturaleza –como la presión natural del yacimiento– y, más tarde, cuando esas condiciones se agotan y desaparece este “subsido energético” natural, se tienen que crear nuevas condiciones, aunque para crearlas primero hay que invertir energía.

POSIBLE EVOLUCIÓN DE LA TASA DE RETORNO ENERGÉTICO DEL PETRÓLEO Y EL GAS EN EL FUTURO

Hasta ahora se ha mostrado que el EROI asociado a las actividades de extracción de petróleo y gas en México está declinando. Pero, ¿podría en el futuro revertirse esta situación? Aunque nadie puede conocer con certeza el futuro, la evidencia sugiere que esta tendencia negativa es de naturaleza terminal y no podrá ser revertida. Por un lado, el comportamiento observado es el esperado de acuerdo con lo que se ha propuesto de forma teórica en la literatura científica, lo cual significa que el EROI de nuestros recursos petroleros ha entrado en una etapa

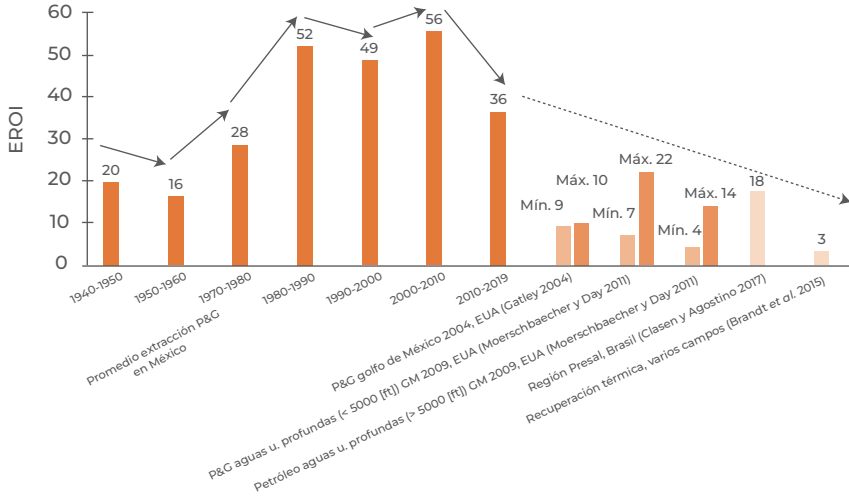
¹⁴ Proceso que consiste en inyectar gas en las tuberías con el objetivo de reducir el peso de la columna hidrostática para permitir que la presión de reservorio empuje el petróleo hacia la superficie.

terminal definitiva.¹⁵ Por otro lado, los recursos que quedan por explotar en nuestro país se encuentran en las aguas profundas del golfo de México, en yacimientos no convencionales y en el petróleo que todavía se pueda extraer de los campos maduros a través de la aplicación de técnicas de recuperación mejorada. La naturaleza física de este tipo de recursos hace que su explotación sea costosa en términos económicos y energéticos –aspectos que representan dos caras de una misma moneda.

En la figura 7 hemos ilustrado esta situación al comparar el EROI promedio para la extracción de petróleo y gas en México a lo largo de las últimas siete décadas con el EROI estimado en distintos trabajos para recursos petroleros en aguas profundas o el asociado a proyectos donde se aplican técnicas de recuperación térmica. La gráfica muestra –siempre considerando que estos valores sólo sirven como una guía aproximada de la realidad– que el EROI de los recursos en aguas profundas o el asociado a proyectos donde se aplican procesos de recuperación térmica es mucho menor que los que históricamente han existido en el país. Lo anterior quiere decir que, conforme la producción de petróleo y gas tenga su origen en este tipo de recursos, el EROI de la producción nacional mantendrá una tendencia general a la baja. En otras palabras, el costo energético de obtener petróleo y gas en México –en proporción con la energía recuperada– seguirá creciendo a lo largo de los próximos años y, aunque el desarrollo tecnológico pueda aliviar en cierto grado esta situación, parece poco probable que pueda revertirla, pues la tendencia negativa en el EROI de la extracción de petróleo y gas –tanto a nivel mundial como regional– es evidencia de que hasta ahora los avances tecnológicos no han sido suficientes para compensar el incremento en el costo energético ocasionado por el agotamiento del petróleo de fácil acceso.

¹⁵ Algunas formulaciones matemáticas para el indicador han sido propuestas por Dale *et al.* (2011) y Court y Fizaine (2017).

Figura 7. EROI promedio para la extracción de petróleo y gas en México por década, comparado con la estimación de recursos petroleros en aguas profundas y en campos con aplicación de recuperación térmica



Fuente: Elaboración propia con base en los trabajos citados.

LA ECONOMÍA MEXICANA EN LA ERA DEL PETRÓLEO Y EL GAS COSTOSOS

Las economías y las sociedades modernas han sido construidas sobre la disponibilidad continua de cantidades crecientes de energía barata, y en este sentido México no es una excepción. Aunque no es el propósito de este capítulo discutir de manera exhaustiva los efectos que puede tener sobre la economía nacional el hecho de encontrarse en una era de energía costosa, sí podemos exponer las implicaciones potenciales de la reducción en el EROI sobre una de las variables económicas más populares, a saber: el crecimiento.

Con este objetivo en mente, la pregunta fundamental que debe contestarse es ¿cómo afecta la energía costosa al desempeño económico? En cuanto a esto último, la evidencia empírica disponible es vasta y clara:

la energía costosa resulta dañina para el crecimiento económico. En el caso de la economía de Estados Unidos, por ejemplo, se ha observado que 10 de las últimas 11 recesiones desde la segunda Guerra Mundial han estado precedidas por un incremento en los precios del petróleo (Hamilton 2011). Por otro lado, se tiene también una gran cantidad de evidencia que muestra una correlación inversa entre los niveles de gasto en energía –medidos como una fracción del PIB– y el desempeño económico, esto es, cuando los niveles de este gasto son altos el crecimiento económico se ve reducido o incluso aniquilado; la situación inversa ocurre cuando este gasto es bajo.¹⁶ Como explicación a este fenómeno, algunos autores¹⁷ han sugerido que el incremento en los precios de la energía genera una reestructuración del consumo dentro del sistema económico, ya que al aumentar el precio de la energía aumenta el precio de todos los otros bienes y servicios, y todos requieren de energía en mayor o menor medida para ser producidos o transportados. En particular, se presenta un aumento en el precio de los bienes y servicios básicos, con lo que se deja a los consumidores con menos ingresos para gastar en otras actividades, principalmente aquellas que pueden definirse como gasto discrecional –hay menos vacaciones, menos automóviles nuevos, menos casas nuevas, menos salidas a restaurantes, etc.–, y esta reducción en el gasto conduce directamente a una disminución en la actividad económica.

Los bajos niveles de EROI están asociados a precios altos de la energía¹⁸ debido a que la existencia de precios altos justifica económicamente la explotación de recursos energéticos que son mucho más costosos al requerir una mayor inversión de materiales y energía para su explotación. De lo anterior se concluye que, conforme la energía con la cual se alimentan nuestras economías y sociedades comience a provenir de

¹⁶ Sobre la relación entre el gasto en energía y el desempeño económico, véase Bashmakov (2007), Murphy *et al.* (2011), Fizaine y Court (2016) y Roberts *et al.* (2018).

¹⁷ Véase Tverberg (2012) y Murphy *et al.* (2011).

¹⁸ Sobre la relación entre el EROI y los precios de la energía, véanse los trabajos citados en la nota 11.

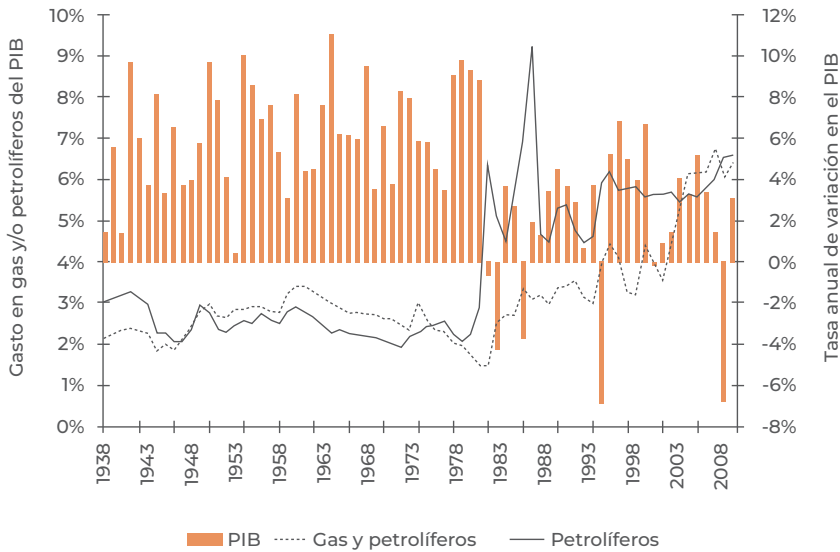
recursos energéticos con menor EROI, se requerirán precios altos de la energía para justificar su explotación. Y, como se ha dicho antes, los precios altos de la energía tienen un impacto negativo sobre el desempeño de las economías.

En lo que se refiere a los precios de la energía y el desempeño económico, la economía nacional no resulta un caso extraño cuando se compara con lo que se ha reportado en la literatura científica para casos como el de Estados Unidos. En este sentido, la economía mexicana resulta un ejemplo bastante ilustrativo de cómo los precios altos de la energía están relacionados de forma negativa con el desempeño económico.¹⁹ Para ilustrar lo anterior hemos elegido mostrar los niveles de gasto nacional en gas y petrolíferos como una fracción del PIB nacional y las tasas anuales de crecimiento de este último durante el periodo que va de 1938 a 2010 (figura 8).²⁰ Para el caso del gasto en gas y petrolíferos se muestran dos series distintas, la primera utiliza el valor de las ventas internas de gas y petrolíferos que aparecen en los anuarios estadísticos de Pemex (s.a.) como un sustituto o *proxy* de la cantidad total que se gasta en estos recursos energéticos. Un problema con la serie anterior radica en que el valor de las ventas internas de gas y petrolíferos no tiene en cuenta los impuestos que los usuarios finales pagan por estos productos; por ello, para estimar el verdadero gasto nacional en petrolíferos, la segunda serie utiliza el precio nacional promedio final al consumidor y los volúmenes nacionales consumidos de gasolina, diésel y combustóleo.

¹⁹ No somos los primeros en resaltar el hecho de que los precios altos de la energía en México afectan de forma negativa al desempeño económico. Véanse por ejemplo los trabajos de Dieck-Assad (2006), Dieck-Assad y Peralta (2013 y 2014). Funcionarios públicos como Pedro Aspe –exsecretario de Hacienda– y Rogelio Montemayor –exdirector de Pemex y el Inegi– han hecho el mismo señalamiento (Dieck-Assad y Peralta, 2014).

²⁰ Los datos históricos sobre el PIB nacional se han tomado de las series trabajadas por Aparicio Cabrera (2011).

Figura 8. Estimación del gasto nacional en gas y/o petrolíferos –líneas continuas– visto como una fracción del PIB y tasas anuales de variación del PIB nacional (1938-2010)



Fuente: Elaboración propia basada en Gatley (2007).

Los resultados obtenidos nos permiten apreciar que, en efecto, existe una relación inversa entre los niveles de gasto en energía –en este caso gasto en gas y petrolíferos– y el desempeño económico nacional. De esta manera se tiene que, para el caso en que se consideran las ventas internas como *proxy* del gasto entre 1938 y 1981, este último representó en promedio 2.5% del PIB, mientras que, de 1982 a 2010, tuvo un promedio equivalente a 4%. Para la serie donde se consideran los precios finales, se tienen valores de 2.4% y 5.6% para el primer y segundo periodos, respectivamente. En lo que concierne a las tasas de crecimiento, el periodo 1938-1981 se caracterizó por expresar tasas de crecimiento promedio de 6% anual, mientras que, de 1982 a 2010, dichas tasas fueron de alrededor de 2%. Un aspecto interesante de este pequeño análisis empírico es que el incremento sustancial que se observa en el costo de la energía

se debe también a la carga impositiva que se aplica a los petrolíferos. Si en el curso de las últimas cuatro décadas en México la energía ha sido cara –comparada tanto contra los antecedentes históricos del país como contra los precios vigentes en Estados Unidos, sin importar la abundancia energética que trajo la explotación del campo gigante Cantarell–, se debe a las políticas fiscales seguidas en el país.²¹ En otras palabras, éste es el precio por confiar demasiado en la renta petrolera para solventar los ingresos de la Hacienda pública.

Como ya se mencionó en el apartado de las pp. 82-83 del presente capítulo, todo parece indicar que el EROI del petróleo y el gas en México va a continuar su camino descendente. Visto lo cual, se espera que haya un incremento en los costos y precios de la energía –esta vez provocado por factores físicos, químicos, geológicos y no fiscales. La conclusión que se sostiene sobre la evidencia mostrada es que este aumento impactará de forma negativa en la economía nacional, reduciendo o incluso aniquilando su crecimiento potencial. La disminución en el EROI del petróleo y gas, junto con la caída en la producción de estos recursos, hace imposible un modelo de crecimiento sostenido basado en el uso de estos energéticos que ya no pueden proporcionar cantidades de energía creciente y barata.

CONCLUSIONES

La caída en el EROI y la producción de los recursos petroleros de los que obtenemos la energía necesaria prácticamente para toda actividad económica pone en duda la viabilidad de cualquier modelo de desarrollo que continúe apostando por este tipo de recursos como su principal fuente de energía. Si tenemos que invertir cada vez más en energía para

²¹ Este aspecto también ha sido señalado por funcionarios públicos mexicanos como Pedro Aspe, exsecretario de Hacienda, y Rogelio Montemayor, exdirector de Pemex y el Inegi, ambos citados en Dieck-Assad y Peralta (2013).

obtener energía, tendremos entonces menos energía para otras actividades. Más aún, obtener energía no sólo es lo que se vuelve más costoso, sino usarla también lo es, pues el mundo en el que vivimos se encuentra en franco deterioro ambiental. Seguir utilizando recursos energéticos como el petróleo y el gas para dinamizar nuestras sociedades nos exige y obliga –o al menos debería– a que también se adopten medidas que permitan mitigar sus impactos en el medio ambiente. Hoy no sólo tenemos que dedicar más y más energía y materiales para explotar el petróleo y el gas que aún quedan en el subsuelo, sino que debemos invertir en mitigar los impactos asociados a su uso, con lo que disminuye la disponibilidad de recursos que podrían aprovecharse en otras actividades. Teóricamente, sólo podríamos paliar el descenso en el EROI si seguimos extrayendo del subsuelo una cantidad de hidrocarburos cada vez mayor o si seguimos aumentando la eficiencia con la que se utilizan estos recursos. Pero, en ambos casos, es imposible mantener un incremento indefinido. Si bien lo anterior indica que el modelo de desarrollo en México no puede seguir basándose en el uso de combustibles fósiles, somos conscientes de que llevar a cabo esta transición supone una tarea monumental. Y no es una labor que pueda conseguirse de la noche a la mañana. El reto que nos espera radica en aprovechar el petróleo y el gas que aún tenemos para construir nuestro futuro y, en ese sentido, los recursos fósiles de los que disponemos en la actualidad deben concebirse como recursos de transición y de apoyo. Sin embargo, aunque esto no se ha tratado a detalle en el presente capítulo, debemos mencionar que el EROI de las fuentes renovables es en general menor que el de los combustibles fósiles, y es posible que los sistemas de suministro cien por ciento renovables tengan valores demasiado bajos para sostener sociedades intensivas en energía (Trainer 2018). En términos concretos, el descenso del EROI de los hidrocarburos significa una menor disponibilidad absoluta de energía para la economía y la sociedad. Este hecho no es negociable ni puede ser corregido por decisiones políticas. Por tanto, es imprescindible una transición energética que sea compatible

con esta realidad. Es necesario ponernos como objetivo central políticas de eficiencia y ahorro energéticos, apuntando hacia una disminución absoluta del consumo que, de paso, atienda la enorme desigualdad existente en el país en cuanto al uso de energía. Algunos ejes de acción para encaminarnos en esta dirección se presentan en la tercera sección de este libro.

REFERENCIAS

- Aparicio Cabrera, A. (2011). Series estadísticas de la economía mexicana en el siglo xx. *Economía Informa* (369), 63-85. <http://www.economia.unam.mx/publicaciones/econinforma/369/06abrahamapariociabrera.pdf>
- Banco Mundial (2019). Datos. *Banco Mundial*, <https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.MKTP.KD?locations=MX.-MX>
- Bashmakov, I. (2007). Three laws of energy transitions. *Energy Policy*, 35(7), 3583-3594. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.12.023>
- Brandt, A.R., y M. Dale (2011). A general mathematical framework for calculating systems-scale efficiency of energy extraction and conversion: Energy Return on Investment (EROI) and other energy return ratios. *Energies* 4(8), 1211-1245. <https://doi.org/10.3390/en4081211>
- Brandt, A.R., Y. Sun, S.L. Bharadwaj, E. Tan y D. Grodon (2015). Energy Return on Investment (EROI) for forty global oilfields using a detailed engineering-based model of oil production. *PLoS ONE*, 10(12). <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0144141>
- Celi, L., C. Della Volpe, L. Pardi y S. Siboni (2018). A new approach to calculating the “corporate” EROI. *BioPhysical Economics and Resource Quality*, 3(4). <https://doi.org/10.1007/s41247-018-0048-1>
- Clasen, A.P., y F. Agostinho (2018). Avaliação da eficiência energética do petróleo do pré-sal. *Petro & Química*, 376, 22-29. http://www.petroquimica.com.br/edicoes/ed_376/art_1.html
- Cottrell, F. (2009). *Energy & Society (Revised): The Relation Between Energy, Social Change, and Economic*. Bloomington: Author House.

- Court, V., y F. Fizaine (2017). Long-term estimates of the Energy-Return-on-Investment-(EROI) of coal, oil, and gas global productions. *Ecological Economics*, 138, 145-159. <https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2017.03.015>
- Dale, M., S. Krumdieck y P. Bodger (2011). A dynamic function for Energy Return on Investment. *Sustainability*, 3(10), 1972-1985. <https://doi.org/10.3390/su3101972>
- Dieck-Assad, F. (2006). Energy: an essential input for Mexican productivity growth. *Interdisciplinary Environmental Review*, 8(2), 78-93. <http://doi.org/10.1504/IER.2006.053958>
- Dieck-Assad, F.A., y E. Peralta (2014). Importancia de la energía para el crecimiento económico de México. *Entreciencias*, 2(5), 287-300. <http://doi.org/10.21933/J.EDSC.2014.05.095>
- _____ (2013). Energy and capital inputs: cornerstones of productivity growth in Mexico: 1965-2004. *Empirical Economics*, 44(2), 563-590. <http://doi.org/10.1007/s00181-012-0557-5>
- Fizaine, F., y V. Court (2016). Energy expenditure, economic growth, and the minimum EROI of society. *Energy Policy*, 95, 172-186. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.04.039>
- Fuentes, A., C. García, A. Hennecke y O. Masera (2018). Life cycle assessment of *Jatropha curcas* biodiesel production: a case study in Mexico. *Clean Technologies and Environmental Policy*, 20(1), 1721-1733. <https://doi.org/10.1007/s10098-018-1558-7>
- Gatley, M. (2007). The EROI of U.S. offshore energy extraction: A net energy analysis of the Gulf of Mexico. *Ecological Economics*, 63(2-3), 355-364. <https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2007.02.015>
- Hall, C.A. (2017). *Energy Return on Investment: A Unifying Principle for Biology, Economics, and Sustainability*. Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-47821-0>
- _____, y D. Hansen (Eds.) (2011). *Special Issue: New Studies in EROI (Energy Return on Investment)*. *Sustainability*. https://www.mdpi.com/journal/sustainability/special_issues/New_Studies_EROI
- _____, y K. Kent (2018). *Energy and the Wealth of Nations: An Introduction to Biophysical Economics*. 2a. ed. Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-66219-0>

- Hamilton, J.D. (2011). Historical oil shocks. *NBER Working Paper*, 16790. <https://doi.org/10.3386/w16790>
- Heun, M.K., y M. De Wit (2012). Energy return on (energy) invested (EROI), oil prices, and energy transitions. *Energy Policy*, 40, 147-158. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.09.008>
- King, C.W. (2010). Energy intensity ratios as net energy measures of United States energy production and expenditures. *Environmental Research Letters*, 5(4). <https://doi.org/10.1088/1748-9326/5/4/044006>
- _____, y C.A. Hall (2011). Relating financial and energy return on investment. *Sustainability*, 3(10), 1810-1832. <https://doi.org/10.3390/su3101810>
- _____, J.P. Maxwell y A. Donovan (2015). Comparing world economic and net energy metrics, part 2: total economy expenditure perspective. *Energies*, 8(11), 12975-12996. <https://doi.org/10.3390/en81112347>
- Lambert, J.G., C.A. Hall y S. Balogh (2013). *EROI of Global Energy Resources. Status, Trends and Social Implications*. SUNY College of Environmental Science & Forestry; Next Generation Energy Initiative. <http://doi.org/10.13140/2.1.2419.8724>
- _____, J.G., C.A. Hall, S. Balogh, A. Gupta y M. Arnold (2014). Energy, EROI and quality of life. *Energy Policy*, 64, 153-167. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.07.001>
- Moerschbaecher, M., y J.W. Day Jr (2011). Ultra-deepwater dulf of Mexico oil and gas: energy return on financial investment and a preliminary assessment of energy return on energy investment. *Sustainability*, 3(10): 2009-2026. <http://doi.org/10.3390/su3102009>
- Mulder, K., y N.J. Hagens (2008). Energy return on investment: toward a consistent framework. *Ambio*, 37(2), 74-79. [https://doi.org/10.1579/0044-7447\(2008\)37\[74:EROITA\]2.0.CO;2](https://doi.org/10.1579/0044-7447(2008)37[74:EROITA]2.0.CO;2)
- Murphy, D.J., C.A. Hall, M. Dal y C. Cleveland (2011). Order from chaos: a preliminary protocol for determining the EROI of fuels. *Sustainability*, 3(10), 1888-1907. <https://doi.org/10.3390/su3101888>
- Odum, H.T. (1973). Energy, Ecology, and Economics. *Ambio*, 2(6), 220-227.

- Petróleos Mexicanos (Pemex) (2021). *Informe de sustentabilidad 2020*. https://www.pemex.com/etica_y_transparencia/transparencia/informes/Paginas/informes.aspx
- _____. (s.a.). Anuarios Estadísticos. *Pemex*. <https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/AnuarioEstadistico.aspx>
- Prieto, P.A., y C.A. Hall (2013). *Spain's Photovoltaic Revolution: The Energy Return on Investment*. Nueva York: Springer Briefs in Energy.
- Raugei, M., y E. Leccisi (2016). A comprehensive assessment of the energy performance of the full range of electricity generation technologies deployed in the United Kingdom. *Energy Policy*, 90, 46-59. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.12.011>
- _____, E. Leccisi, V. Fthenakis, R. Escobar y M. Yeliz (2018). Net energy analysis and life cycle energy assessment of electricity supply in Chile: Present status and future scenarios. *Energy*, 162, 659-668. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.08.051>
- Roberts, R., J. Kaviti Musango, A. Colin Brent y M. Kuperus Heun (2018). The Correlation between Energy Cost Share, Human, and Economic Development: Using Time Series Data from Australasia, Europe, North America, and the BRICS Nations. *Energies*, 11(9). <https://doi.org/10.3390/en11092405>
- Trainer, T. (2018). Estimating the EROI of whole systems for 100% renewable electricity supply capable of dealing with intermittency. *Energy Policy*, 119, 648-653. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.04.045>
- Tripathi, V.S., y A.R. Brandt (2017). Estimating decades-long trends in petroleum field energy return on investment (EROI) with an engineering-based model. *PLoS ONE*. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0171083>
- Tverberg, G.E. (2012). Oil supply limits and the continuing financial crisis. *Energy*, 37(1), 27-34. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.05.049>
- United Nations Development Programme (UNDP) (2020). *Human Development Reports*. <http://hdr.undp.org/en/content/human-development-index-hdi>

- Weißbach, D., G. Ruprecht, A. Huke, K. Czerski, S. Gottlieb y A. Hussein (2013). Energy intensities, EROIS (energy returned on invested), and energy payback times of electricity generating power plants. *Energy*, 52, 210-221. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.01.029>
- Zhang, Y., y L.M. Colosi (2013). Practical ambiguities during calculation of energy ratios and their impacts on life cycle assessment calculations. *Energy Policy*, 57, 630-633. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.02.039>

1.4 Gas natural: ayuda y freno de la transición energética

Víctor Rodríguez Padilla

INTRODUCCIÓN

El aumento espectacular del precio del gas natural desde principios de 2021 echa un balde de agua fría a la idea de que el mundo vive la época dorada del gas natural, si se entiende este último como abundante, con moderado impacto ambiental, y precio accesible y estable.¹ Sin embargo, las medidas adoptadas para controlar la pandemia de Covid-19 y sus consecuencias sobre la industria petrolera global –así como la reactivación económica a lo largo de 2021– impulsaron un incremento en sus precios. Las cotizaciones se han duplicado o triplicado según la región. Dichos incrementos, naturalmente, han repercutido de inmediato en la generación de electricidad, cuyo precio en Europa se ha disparado debido también a la especulación, característica en los mercados desregulados (Bernier 2021).

La volatilidad de precios, las tensiones geopolíticas alrededor de los sistemas de abastecimiento y las rigideces de las cadenas de suministro ensombrecen la tesis de que el gas natural es una ayuda inestimable para la transición energética. Si bien es común que el gas natural sea

¹ Sobre las razones de la volatilidad del precio del gas natural en 2021, véase el comunicado de la Agencia Internacional de Energía (IEA 2021c).

tratado como una energía alternativa por ser el combustible fósil que menos contamina, es innegable que tarde o temprano será necesario reemplazarlo por fuentes renovables. En México la economía nacional se ha vuelto intensiva en el uso de gas natural y su consumo está altamente correlacionado con el crecimiento (véanse capítulos 1.1, 1.2 y 1.3). Este combustible supera ahora al petróleo en importancia estratégica debido a su peso en la generación de electricidad, al origen del suministro y a las circunstancias de otras fuentes de energía. En este capítulo se abordarán las principales características del gas natural, su industria y su mercado, el papel del gas natural en la transición energética, su potencial para modificar el balance nacional de energía, los problemas que plantea su origen –nacional o importado–, así como las limitaciones que lo descartan como solución duradera y, por último, la situación del gas natural en México.

EL GAS NATURAL, SU INDUSTRIA Y SU MERCADO

El gas natural es un mineral del subsuelo. Durante su extracción se presenta como una mezcla de gases en la que domina el metano con proporciones variables de etano, propano, butano, pentanos, vapor de agua, dióxido de carbono, nitrógeno, ácido sulfhídrico y trazas de hidrocarburos más pesados. Cuando se le encuentra en yacimientos de petróleo se le extrae al mismo tiempo que el aceite y se le llama “gas asociado”, el cual puede ser dulce o amargo de acuerdo con su contenido de ácido sulfhídrico, un compuesto altamente corrosivo. El gas natural también se encuentra en yacimientos de gas, denominados de esa manera por su bajo o nulo contenido de líquidos. Cuando la mezcla extraída de los yacimientos es rica en hidrocarburos distintos al metano se le denomina “gas natural húmedo” y, en caso contrario, “gas seco”. Por lo general, el gas natural debe ser tratado en plantas procesadoras para extraer las fracciones licuables –propano y butano–, limpiarlo de impurezas y obtener un gas que cumpla con las normas de comercialización.

El gas natural comercializado en el mercado –denominado genéricamente “gas seco” o simplemente “gas”– ofrece múltiples ventajas: su combustión no produce partículas sólidas, emite menos gases de efecto invernadero (GEI) por unidad de energía que el petróleo y el carbón, y no es corrosivo. Por ello, se le considera la fuente de energía fósil más limpia, aunque en realidad es sólo la menos contaminante. El gas se utiliza como combustible, como materia prima petroquímica o como fluido presurizante para mejorar la extracción en yacimientos de petróleo. También destaca por generar simultáneamente calor y electricidad –cogeneración– e incluso refrigeración –trigeneración. El gas puede transformarse al estado líquido o manipularse en forma comprimida, lo que reduce su volumen y facilita su transporte en pequeña escala. Otro hecho de gran importancia es la posibilidad reciente de obtener hidrógeno a bajo costo mediante el uso de tecnologías novedosas de transformación del gas.

Otra característica notable del gas natural es su versatilidad. Como no tiene mercado cautivo, está obligado a competir contra otros energéticos en los sectores de la industria, los servicios, el comercio, el transporte, los hogares y, sobre todo, en la generación de electricidad. El gas natural tiene menor costo por unidad energética que los petrolíferos con los que compite. Las centrales eléctricas de doble turbina –ciclo combinado– operadas con gas natural han logrado altos niveles de eficiencia y precios muy ventajosos al generar electricidad firme de alta calidad, por lo que en épocas recientes se han utilizado para resolver los problemas de variabilidad e intermitencia en la red eléctrica, ocasionados por el creciente empleo de granjas solares y parques eólicos, con costos inferiores a los de la electricidad generada por petrolíferos o almacenada en baterías.

No obstante, si bien son muchas las ventajas del gas natural, es necesario reconocer sus inconvenientes. Uno es su limitada disponibilidad, pues se trata de un recurso natural finito y no renovable; las reservas de gas están mejor distribuidas en el planeta que las de petróleo, pero

aun así han dado pauta a relaciones geopolíticas complejas. Otro inconveniente son los estragos ambientales ocasionados por el venteo –la liberación del gas a la atmósfera–, por emisiones fugitivas de metano, así como por la quema indiscriminada en los campos de producción. Por otro lado, el gas natural es un producto inflamable, lo cual implica no sólo riesgos, sino costos: su conducción requiere de una infraestructura de transporte y distribución que origina costos irrecuperables y le confiere a la cadena de suministro una gran rigidez. Estas características explican el desarrollo histórico de mercados continentales, regionales y subregionales relativamente aislados donde privan condiciones específicas de oferta y demanda, así como lógicas y mecanismos de formación de precios.

La cadena de valor del gas natural comprende cinco etapas secuenciales: exploración, extracción, procesamiento, logística y comercialización. El procesamiento del gas que proviene de campos de petróleo consta a su vez de tres fases: endulzamiento –eliminación de azufre–, recuperación de licuables y fraccionamiento. Cabe señalar que el gas seco de los campos procesadores, que se inyecta en los gasoductos junto con el gas importado y el gas seco de los campos de gas –los cuales presentan una baja o nula producción de líquidos–, constituye la oferta o disponibilidad de gas –también denominada “consumo primario”. Por su parte, la logística incluye las actividades de transporte, almacenamiento y distribución. Por los volúmenes movilizados, las actividades logísticas más importantes son las que conducen el gas de los puntos de inyección en los gasoductos de transporte hasta la entrada de los sistemas regionales de distribución. Los grandes consumidores se suelen conectar directamente a la red de transporte. Por último, la comercialización implica actividades de importación, exportación y venta al consumidor final. El transporte por vía marítima, en forma de gas natural licuado (GNL), ha introducido un importante elemento de flexibilidad que tiende a romper el aislamiento de los mercados continentales y regionales. Hasta hace unos años sólo se construían gasoductos e instalaciones de

licuefacción-regasificación cuando la demanda potencial era importante y se disponía de un conjunto de grandes consumidores cuyo volumen de compra permitía “anclar” los proyectos.² En la actualidad, ya es posible y rentable atender demandas pequeñas con GNL. Durante muchos años el gas entregado en barco fue más caro que el gas suministrado por gasoducto, pero ahora la brecha de precios tiende a ser más estrecha. Otro elemento de flexibilidad que se ha desarrollado en años recientes es el gas natural comprimido y transportado en camiones.

La industria del gas natural es una industria atípica. Por un lado, comparte actividades con la industria petrolera en las fases de exploración y producción. Por otro, se parece a la industria química en las fases de procesamiento, licuefacción, regasificación y elaboración de productos petroquímicos. Además, es similar a la industria eléctrica en dos aspectos: el primero es el transporte y distribución, ya que los gasoductos y las líneas eléctricas son monopolios naturales, y la infraestructura necesaria para la conducción del energético utiliza y afecta terrenos con distintos regímenes de propiedad; el segundo aspecto se relaciona con los consumidores, pues ambos son servicios públicos. Sin embargo, a diferencia de la electricidad, que debe ser producida en el momento en que se necesita, el gas se puede almacenar en grandes cantidades, ya sea en estado gaseoso, en barcos y depósitos geológicos, o en estado líquido, en almacenes criogénicos.

En su conjunto, la industria del gas natural es pesada e intensiva en capital, compleja y sofisticada, por lo que requiere personal altamente especializado. Al mismo tiempo, es una industria vulnerable al riesgo geológico que produce rentas económicas significativas, pese a ser menores que las del petróleo. La industria del gas está conformada por una red constituida por importantes economías de escala y costos hundidos que dificultan la entrada y la salida de las empresas. Otra característica

² “Anclar” o hacer “bancable” un proyecto significa hacerlo elegible para un crédito bancario.

es su elevada rigidez, con altos costos de capital y bajos costos de operación, así como largos periodos de recuperación de capital en los que predomina, por necesidad, una visión de largo plazo. Por sus segmentos de monopolio natural, su carácter de servicio público y su utilización de bienes públicos y privados, la industria del gas debe estar sujeta a una regulación estricta por parte de los poderes públicos. En los mercados liberalizados, el diseño adecuado y la aplicación correcta de la regulación permiten nivelar los intereses del usuario final con los del productor y el transportista. Se trata sin duda de una industria estratégica en la generación de electricidad, en el crecimiento económico y en el reemplazo de carbón y petróleo por un energético menos contaminante.

Esta descripción estaría incompleta si no se mencionara que el aprovechamiento del gas natural ha dado origen a un conjunto de empresas de gran tamaño, por lo regular multinacionales, con intereses económicos importantes y capacidad de presión política. Asimismo, la industria del gas se caracteriza por ser contaminante, susceptible a riesgos de seguridad industrial, demandante de vastos terrenos y generadora de conflictos con las comunidades aledañas a la infraestructura, además de ser blanco militar y de ataques terroristas. Todas estas características técnicas, económicas, ambientales y estratégicas hacen de la industria del gas natural un espacio para las políticas de seguridad nacional.

La multiplicación de productores y consumidores de gas natural ha dado origen al desarrollo de mercados avanzados –al contado (*spot*), futuros y coberturas– tanto para el combustible como para su transporte y almacenamiento, los cuales conviven con los tradicionales contratos de abastecimiento de largo plazo, con precios indexados a los del petróleo. Otra característica de ese desarrollo es la emergencia de nodos comerciales o *hubs*, donde se determinan precios locales que sirven de referencia para intercambios e inversiones.

Las innovaciones organizativas y comerciales se implementan con intensidad y celeridad variables, según cada país. A la par de los

mercados desregulados de América del Norte y Europa, hay mercados en otras regiones que continúan organizados en monopolios estatales integrados verticalmente o bajo modelos híbridos con segmentos desregulados y otros reservados a empresas públicas.

Durante casi cien años el gas natural se consideró un subproducto indeseable en la producción de petróleo. Pero a partir de la segunda mitad del siglo xx –sobre todo a raíz de la crisis energética de 1973–, numerosos países comenzaron a interesarse en él como combustible alternativo y alentaron el desarrollo de tecnologías para su aprovechamiento. Las eficiencias obtenidas y el bajo precio del gas permitieron el desarrollo de una amplia variedad de aplicaciones, así como su empleo para reemplazar el petróleo y sus derivados.

El progreso del gas no ha cesado a pesar de que tarde o temprano deberá ser sustituido por energías de menor huella de carbono. Por lo pronto, su consumo crece y se multiplican los intercambios entre regiones, diluyendo el aislacionismo de los mercados continentales –América del Norte, Europa y Lejano Oriente– que caracterizó al suministro mundial durante mucho tiempo.

En décadas recientes, la disponibilidad de gas natural en el mundo ha incrementado no sólo como resultado de la producción de petróleo crudo, también ha sido así gracias a inversiones específicas en su exploración, extracción, transporte –tanto terrestre como marítimo, en forma de gas seco, gas natural licuado y gas natural comprimido– y almacenamiento en pequeña y gran escala. Durante décadas las reservas han mostrado un comportamiento ascendente y hoy alcanzan para 48.8 años de producción (BP 2022).

El consumo global de gas creció a un ritmo anual de 2.9% entre 2009 y 2020, dinamismo por arriba del consumo de energía (1.9%). Aunque el gas fue superado por el vertiginoso crecimiento de las fuentes renovables no convencionales (13.4%) como la solar, la eólica y la bioenergía, el aumento de la demanda de gas se mantuvo por arriba de la

hidroelectricidad (2.1%), el petróleo (1.5%), el carbón (0.9%) y la energía nuclear (0.2%) (BP 2022). Frente al incremento en la participación de gas y energías renovables, otras fuentes han perdido peso relativo. Al cierre de 2020 los componentes de la canasta energética global eran: petróleo (31.2%), carbón (27.2%), gas natural (24.7%), hidroelectricidad (6.9%), renovables (5.7%) y energía nuclear (4.3%).

El consumo de gas crece en el planeta al tiempo que las pautas comerciales y tecnológicas interconectan países, regiones y continentes. Aunque aún no es la energía más demandada en el mundo –se mantiene en tercer lugar–, podría serlo en las próximas décadas. Sin embargo, esta visión no es unánime. Algunos analistas predicen que la era del gas natural está por terminar al aumentar la atención de gobiernos y comunidades en torno al cambio climático (Kemfert *et al.* 2022). Las tensiones sobre la fase del suministro abonan a esa conclusión, ya que la elevación del precio del gas, incluso antes de la guerra de Ucrania, reviste una señal inequívoca de la escasez del recurso, como ya lo demostró la crisis de producción temporal debida a razones climáticas en febrero de 2021.

¿ES EL GAS NATURAL EL COMBUSTIBLE DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA?

Es común escuchar que el gas natural es el combustible de la transición energética. La afirmación se basa fundamentalmente en tres consideraciones: 1) el vertiginoso desarrollo de su mercado; 2) sus ventajas tanto ambientales como sanitarias, y 3) su complementariedad con las energías eólica y solar en la generación de electricidad. En este apartado se presentan los argumentos de tres organismos internacionales: el Banco Interamericano de Desarrollo (Angulo y Yépez-García 2020), la Agencia Internacional de Energía (IEA 2019a) y la Comisión Económica para Europa de la Organización de las Naciones Unidas (UNECE 2019).

RÁPIDO DESARROLLO DEL MERCADO

Dos transformaciones estructurales han detonado el rápido desarrollo del mercado del gas natural. La primera es la ruptura de la correlación entre el precio del petróleo y el gas natural en América del Norte en 2005, con repercusiones mundiales; desde entonces y hasta junio de 2020, el precio del gas por unidad de energía fue menos elevado y volátil que el precio del petróleo, incluso con tendencia a la baja.³ La segunda transformación es la evolución de las cadenas de suministro de GNL, la cual ha hecho que el mercado sea cada vez más versátil y competitivo al multiplicarse los proveedores y los consumidores; a nivel global, las innovaciones han permitido el surgimiento de operaciones pequeñas pero competitivas frente a otros derivados del petróleo.

Las cifras resultan reveladoras: las exportaciones globales de GNL crecieron a un ritmo de 6.8% anual entre 2009 y 2019,⁴ muy por encima de lo obtenido vía gasoducto (2.3%). Uno de los principales pronósticos señala que el gas líquido dominará los intercambios mundiales de gas natural en 2028 (IEA 2019b).⁵ De esta manera, el gas natural estaría en vías de convertirse en una mercancía (*commodity*) de fácil acceso en cualquier parte del mundo y a cualquier escala, con reservas probadas suficientes para completar la transición energética (Angulo y Yépez-García 2020).

³ De acuerdo con Angulo y Yépez-García (2020), en la última década los precios del petróleo han sido cinco veces más volátiles que los del gas natural. El resultado se obtuvo utilizando el precio del gas en Henry Hub –expresado en dólares por barril de petróleo equivalente– y el precio del petróleo West Texas Intermediate. Las volatilidades se calcularon como la desviación estándar de cada indicador. En el caso del gas, la volatilidad fue de 4.4 dólares por año, mientras que para el petróleo llegó a 21.8 dólares por año.

⁴ El espectacular crecimiento del GNL se explica por los flujos provenientes de Australia, Qatar, Estados Unidos y Rusia, que en conjunto representan 94% de las exportaciones en la última década (Angulo y Yépez-García 2020).

⁵ La IEA (2019b) estima que 77% del crecimiento del intercambio global de gas natural entre 2018 y 2040 se llevará a cabo vía gas natural licuado.

El optimismo tendrá que ser matizado a la luz de la incertidumbre ocasionada por los hechos recientes en Europa.⁶ La espiral de precios de 2021 parece poner fin a la fase de estabilidad. Si la volatilidad y los precios elevados no son un fenómeno pasajero, se favorecerá el avance de las energías renovables, pero se frenará el reemplazo de carbón por gas natural en la generación de electricidad.⁷

VENTAJAS AMBIENTALES Y SANITARIAS

La combustión del gas natural es más limpia que la de otros combustibles fósiles. De ahí la obtención de beneficios ambientales tangibles cuando se utiliza para reemplazar petróleo y carbón: la calidad del aire mejora y se reducen las emisiones de GEI.⁸ La IEA (2019) reportó que el cambio de carbón a gas natural reduce 50% de las emisiones cuando el objetivo es generar electricidad y 33% cuando se trata de producir calor.⁹ El gas natural representó 23% de la energía consumida a nivel global en 2018, pero

⁶ De acuerdo con la IEA (2021c), los precios de la electricidad en Europa han subido a niveles no vistos en más de una década. Superan los 100 euros por MWh en muchos mercados. En Alemania y España, por ejemplo, los precios en septiembre han sido tres o cuatro veces más altos que el promedio observado en 2019 y 2020. Este aumento ha sido impulsado por el alza en los precios del gas, el carbón y el carbono. El mismo documento señala que los precios relativos han llevado a varios proveedores de electricidad a cambiar gas por carbón, tendencia que habría sido más pronunciada si no hubiera aumentado el precio de los derechos de emisión de carbono.

⁷ El cálculo incluye las emisiones de metano. La IEA (2019a) estima que el cambio de carbón a gas en la generación de electricidad, proceso liderado por Estados Unidos y China, permitió evitar 500 Gt de emisiones de dióxido de carbono entre 2010 y 2018.

⁸ De acuerdo con el Panel Intergubernamental del Cambio Climático –IPCC, por sus siglas en inglés: Intergovernmental Panel on Climate Change– (IPCC 2006, pp. 19-25), el contenido de carbono por unidad de energía en el gas natural (15.3 kg C/GJ) es mucho menor que en el petróleo (20 kg C/GJ) y, sobre todo, que en el carbón (25.8 kg C/GJ). A partir de estos valores y considerando el peso molecular correspondiente, es posible calcular los factores de emisión de dióxido de carbono para gas (56.1 kg CO₂/GJ), petróleo (73.3 kg CO₂/GJ) y carbón (98.3 kg CO₂/GJ). El IPCC (2006) también cita el poder calorífico o valor calórico, el cual es la cantidad de energía por unidad de materia que se obtiene de la combustión completa: gas natural (48 GJ/ton), petróleo (42.3 GJ/ton) y carbón (26.7 GJ/ton). El gas proporciona más energía por tonelada que el petróleo y el carbón. Véanse las tablas 1.2, 1.3 y 1.4 del primer capítulo en IPCC (2006).

⁹ El ahorro potencial de dióxido de carbono que provendría del reemplazo de carbón por gas natural en la generación de electricidad depende del precio del gas. Véase una estimación con precios de 2019 en IEA (2019a).

solamente fue responsable de 0.9% de las emisiones de dióxido de azufre, de 9.6% de las emisiones de óxidos de nitrógeno y de 0.4% de las emisiones de partículas finas.¹⁰

El reemplazo en cuestión tiene también un impacto en la salud. En la industria eléctrica, el carbón produce 24.6 muertes por TWh; el petróleo, 18.4; la biomasa, 4.6, y el gas natural, 2.8. Ello significa que el gas causa menos muertes por unidad de energía que el carbón (88%), el petróleo (84%) y la biomasa (20%). Las anteriores son cifras estimadas para la Unión Europea en 2019 por Angulo y Yépez-García (2020, pp. 10-11) con base en los resultados de Markandya y Wilkinson (2007). Los fallecimientos se atribuyen mayoritariamente a enfermedades relacionadas con la contaminación del aire.¹¹

Dicho lo anterior, el beneficio ambiental debe ser matizado. Aumentar el consumo de gas no sólo implica aumentar la cantidad de dióxido de carbono en la atmósfera, sino también la de metano, a menos que se tomen medidas adecuadas para minimizar las emisiones fugitivas. El punto es importante. El metano es entre 28 y 36 veces más potente que el gas natural para producir GEI en un periodo de 100 años (EPA 2021); su vida útil es más corta que la del dióxido de carbono, pero absorbe más energía; además, es un precursor del ozono, compuesto que también contribuye al efecto invernadero. Por estas razones, el metano es la segunda causa más importante del calentamiento global después del dióxido de carbono (IEA 2021a). El origen también cuenta: de acuerdo con la IEA (2021b), de los 129 millones de toneladas de emisiones de metano en el sector energético en 2019, 32% se asocia a la industria del gas natural y el resto al aprovechamiento de petróleo (33%), carbón (27%) y bioenergía (8%).

¹⁰ En contraste, el carbón y el petróleo fueron responsables, respectivamente, de 58% y 36% de las emisiones de dióxido de azufre, de 16% y 70% de las emisiones de óxidos de nitrógeno, así como de 17% y 20% de partículas. Por su parte, la biomasa fue la principal responsable de las emisiones de partículas con el 63 por ciento.

¹¹ El dióxido de azufre, los óxidos de nitrógeno y las partículas finas son especialmente nocivos para el sistema respiratorio.

COMPLEMENTO DE LAS ENERGÍAS EÓLICA Y SOLAR

Un argumento utilizado con frecuencia para asegurar que el gas natural es el combustible de la transición energética es su papel como soporte de fuentes intermitentes de energía utilizadas en la generación de electricidad a gran escala. Los parques eólicos y las granjas solares aportan energía limpia a los sistemas eléctricos de potencia, pero una desventaja es su variabilidad, pues están sujetas a condiciones de viento y nubosidad, además de la intermitencia asociada al ciclo solar. Por estas limitaciones, dichas centrales deben ser respaldadas y sus inyecciones a la red deben ser acondicionadas para abastecer a los usuarios finales con electricidad que cumpla estándares estrictos de frecuencia y voltaje.

Las centrales de ciclo combinado operadas con gas natural son capaces de proveer la potencia firme necesaria para abrir camino a las energías eólica y solar, preservando en todo momento la confiabilidad de la red eléctrica. Los ciclos combinados son lo suficientemente flexibles para atender aumentos súbitos de la demanda, las rampas de entrada y salida de la electricidad solar y la variabilidad e intermitencia de su generación. Las centrales a carbón y petróleo podrían ejercer esa misma función, pero no gozan de la ventaja ambiental, ni de los bajos costos de generación, tampoco de los cortos periodos de construcción o la elevada eficiencia; a su vez, destaca su incapacidad tecnológica para operar en rampas rápidas de subida y bajada. La energía nuclear no es una opción, ya que su régimen de operación no ofrece flexibilidad.

Es cierto que las grandes presas proveen un respaldo inmejorable a la generación variable, pero los mejores sitios ya han sido aprovechados y los restantes pierden viabilidad día con día debido a la férrea oposición de ambientalistas y comunidades potencialmente afectadas por los embalses. Otro inconveniente es la imposibilidad de turbinar durante las sequías, las cuales resultan amplificadas por el cambio climático.

En suma, la rápida incorporación de parques eólicos y granjas solares en la red eléctrica necesita contar con potencia firme complementaria

—tan efectiva, eficiente y sustentable como sea posible— a fin de atender tanto al crecimiento de la demanda como a los imperativos de la transición energética. En esa dirección, el gas natural sería la mejor opción disponible con la tecnología actual.

FUTURO INCIERTO

A pesar de los argumentos que tienden a validar la tesis de que el gas es el combustible de la transición energética —en el sentido de una valiosa contribución a la reducción de GEI durante las primeras etapas del proceso—, el papel del gas en la generación de electricidad está cada vez más comprometido. En un estudio realizado antes de la crisis energética europea y de la guerra de Ucrania, Carbon Tracker (2021) señalaba que la utilización de las plantas de gas estaba cayendo en Europa y Estados Unidos por el rápido despliegue de tecnologías renovables no convencionales como las correspondientes a la energía eólica y solar, los altos precios del carbono y la aceleración de las medidas para cumplir con compromisos climáticos cada vez más exigentes.

El gas estaba en la mira porque era la mayor fuente de emisiones del sector energético. Alcanzar la neutralidad del carbono en 2050 requerirá el cierre de la mayoría de las centrales de gas, a menos que un extraordinario progreso tecnológico —poco probable— consiguiera una rápida reducción de las emisiones vertidas a la atmósfera por dichas instalaciones. Una quinta parte de las centrales de gas en Europa y casi un tercio en Estados Unidos estaban ya en números rojos por falta de ingresos, señalaba Carbon Tracker. Además, la mayoría de las que estaban planeadas o en construcción nunca recuperarán su inversión inicial por la dificultad que supone encontrar lugar en el despacho económico de carga ante el empuje de las renovables. En ese entonces la Unión Europea había dejado en claro que el gas no tenía futuro a largo plazo.¹²

¹² Ahora sabemos que las consecuencias de la guerra de Ucrania y las tensiones geopolíticas han hecho cambiar de opinión a la Comisión y al Parlamento europeos.

Lo anterior no significaba que el gas se dejara de usar en la generación de electricidad. Sin duda, su empleo continuaría con objeto de resolver desbalances y aportar potencia en periodos de alta demanda. Lo que en efecto podría implicar es el tránsito de un régimen continuo a uno intermitente, porque el uso continuo del gas resultaría incompatible con los ambiciosos objetivos climáticos adoptados por los gobiernos. Así, resulta poco probable que las centrales de gas lleguen a funcionar con altos factores de planta e, incluso, que completen su ciclo de vida útil. El incumplimiento de los compromisos ambientales, por las razones que fueran, les dará un respiro adicional a esas centrales, pero el declive del uso continuo del gas resulta inexorable y ello se acelerará con el paso del tiempo.

Carbon Tracker advertía de las inversiones en nuevas centrales a gas; indicó que se exponían al riesgo de activos varados o inmovilizados.¹³ El hecho concreto era que la economía del gas para la generación de electricidad era cada vez más frágil. Los operadores europeos estaban expuestos a la volatilidad tanto de los precios del gas, que en 2021 habían llegado a niveles récord, como de los del carbono, multiplicados por 10 en los últimos cuatro años.

El cambio tecnológico tampoco favorecía al gas natural. Se esperaba que los costos de las energías renovables acopladas con sistemas de almacenamiento siguieran cayendo rápidamente. En Estados Unidos ya resultaba más caro operar las turbinas de gas existentes que construir una central eólica terrestre respaldada por baterías de iones de litio de cuatro horas.¹⁴ Hacia 2023, 50% de la capacidad operativa de gas en Europa sería más costosa que la opción eólica, y esa proporción se elevaría a 85% en 2030.

¹³ La eliminación gradual del gas para cumplir con un objetivo de neutralidad de carbono para 2050 implicaría que unidades que hoy son rentables entren en una fase de pérdidas, poniendo en riesgo 16 mil mdd de inversión. En Estados Unidos, podrían perderse más de 24 mil millones de dólares.

¹⁴ Nótese que cuatro horas cubren la variabilidad horaria, pero no la diaria y mucho menos la estacional.

La “tablita de salvación” serían los mercados de capacidad con generosas recompensas para los generadores detenidos pero disponibles en los periodos en que más se les necesita, es decir, durante unas cuantas horas por día. Gracias a los mercados de capacidad, siete países tendrían centrales a gas rentables en 2035, pero la bocanada de oxígeno sería temporal. El nicho de mercado del gas se ponía en riesgo frente a la tecnología limpia, la cual ganaba terreno día con día para entrar en las horas pico. Carbon Tracker puntualizó que varios gobiernos estaban comenzando a reestructurar los pagos por capacidad para alinearlos con sus objetivos climáticos, lo cual era una mala noticia para el gas natural, cuyos apoyos se irían reduciendo.

Parecía inevitable. Las energías renovables con almacenamiento aumentaban día con día sus posibilidades de proporcionar servicios de red confiables y ajenas a la volatilidad de los precios del gas y el carbón.¹⁵ Y no había que tener esperanza en la tecnología de captura y almacenamiento de carbono porque simplemente no despegaba, y los esquemas piloto no habían logrado trascender en gran escala debido a dificultades técnicas y altos costos, concluía Carbon Tracker.

Ese escenario, esbozado apenas hace un año, pierde vigencia en el corto y mediano plazo. Los sucesos en el continente europeo ocasionan un cambio de perspectiva. A raíz de la crisis energética, la guerra en Ucrania y las tensiones geopolíticas, la Comisión y el Parlamento europeos decidieron etiquetar el gas natural y la energía nuclear como energías *verdes* o *sustentables*.¹⁶ Si esa nueva regla es aceptada por 20 de los 27 Estados miembros, los proyectos nucleares y de gas natural tendrán

¹⁵ Luca Ferrari considera que esa conclusión es muy optimista. En comunicación personal puntualiza que el reporte de la Agencia Internacional de Energías Renovables –Irena, por sus siglas en inglés: International Renewable Energy Agency– (Irena 2022) señala que la energía solar, la eólica, la geotérmica y la biomasa para electricidad aportan sólo 2.8% de la matriz energética mundial. Estudios cuantitativos muy detallados indican que no hay suficientes reservas de litio, cobalto, grafito y otros materiales para construir la enorme capacidad de almacenamiento que se necesitaría para compensar la generación variable de las centrales que aprovechan sol o viento, sin contar la notoria elevación de costos desde 2021.

¹⁶ El Parlamento europeo etiqueta como *verdes* la energía nuclear y el gas (Frost 2022).

acceso a miles de millones de euros en inversión privada y subsidios estatales a partir de 2023. Esa decisión ha sido severamente criticada por científicos y defensores del ambiente.

EL GAS NATURAL Y LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN MÉXICO

En México el consumo de gas natural ha aumentado de manera exponencial en las últimas décadas, superando con mucho el ritmo de crecimiento de la economía (véase capítulo 1.2). El motor principal de ese incremento ha sido la industria eléctrica: la generación de electricidad basada en tecnologías que emplean gas natural como combustible se cuadruplicó entre 2000 y 2019 y explica el incremento de la demanda de este combustible (Sener 2020b), que asciende a 95%. Como resultado, 62.2% del consumo nacional de gas se destina a la industria eléctrica y 60.6% de la electricidad se genera con gas (Sener 2020b). El gas se ha convertido en el energético más importante del país, con un peso relativo de 48% y en perspectiva ascendente.

En contraste, su extracción declina desde 2009 y la oferta nacional de gas seco ya sólo alcanza a cubrir 30% del consumo, por lo que se importa el 70% restante –con tendencia alcista. México pasó de importar 281 millones de pies cúbicos por día (mmpcd) en 2010 a 5 686 mmpcd en 2020. Descontando el autoconsumo de Petróleos Mexicanos (Pemex), las importaciones cubrieron más de 93% de la demanda de gas en 2020. Estados Unidos se posiciona prácticamente como proveedor único desde abril de 2020, debido a que el suministro por gasoducto es más económico que la importación de gas natural licuado.

El vertiginoso desarrollo del gas natural en México, basado primero en la producción nacional y después en importaciones, se explica por las ventajas técnicas y ambientales de este combustible, pero también por la abundancia de gas barato procedente de Estados Unidos desde finales de la década de 2000. Una constante en los periodos 1995-2009 y 2010-2018 fue la voluntad de las autoridades mexicanas de favorecer

la economía de mercado y construir industrias privadas de gas y electricidad para reemplazar a las empresas del Estado. Ideología y negocios caminaban juntos.

La transición energética hacia el gas natural comenzó en 1995, cuando el gobierno de Ernesto Zedillo abrió el suministro y la expansión de la red de gasoductos al sector privado con el argumento de ofrecer al país un combustible moderno y ecológico. El primer resultado de la política de gasificación fue la entrada en operación en 2000 de la central de ciclo combinado Mérida III, propiedad de la empresa eléctrica estadounidense Applied Energy Services (AES). Diez años más tarde, inició una transición paralela: el gas importado comenzó a reemplazar rápidamente al nacional. México aceptó con gusto comprar los excedentes de producción del otro lado de la frontera en el marco de una profunda integración energética con Estados Unidos, sin poner freno ni límite a una dependencia que creció como la espuma y que hoy está a punto de alcanzar el cien por ciento, descontando el autoconsumo de Pemex.

La política de gasificar el país ha tenido claroscuros: por un lado, tuvo gran éxito en la generación de electricidad y en la manufactura, pero fracasó en otros sectores, pues la demanda en el transporte, el comercio, los servicios y los hogares ha sido escasa. Por otro lado, la producción nacional no pudo seguirle el paso al consumo. De acuerdo con la Iniciativa Climática de México y la Plataforma México, Clima y Energía (2022), durante los primeros once meses de 2021 el gas, con ayuda de las energías alternativas, desplazó a los otros combustibles fósiles, los cuales ya sólo participan con 11% en la generación de electricidad en el país: combustible (7.6%), carbón (2.7%) y diésel (0.6%).

El Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 (Presidencia de la República 2019) y su expresión programática, el Programa Sectorial de Energía 2020-2024 (Sener 2020c), plantean seguir impulsando el consumo de gas por su contribución potencial a la realización de los objetivos generales y específicos de la política energética: el gas contamina menos que otros combustibles fósiles o no renovables; facilita el acceso universal a

energías modernas; cuesta menos que los derivados del petróleo; eleva la eficiencia de los procesos del sector energético; sirve para producir fertilizantes e incontables petroquímicos; podría utilizarse como vector de crecimiento industrial en regiones poco integradas al desarrollo en Guerrero, Oaxaca y Chiapas, y brindaría una ayuda inestimable para cumplir con el Acuerdo de París y la Agenda 2030 de las Naciones Unidas para el Desarrollo Sostenible.

El cumplimiento de varios objetivos de desarrollo sustentable presupone la disponibilidad de energía suficiente y confiable para las actividades a realizar en las diferentes esferas del desarrollo. Para lograrlo, el gas natural podría desempeñar un papel importante. Si bien es un combustible fósil que a largo plazo deberá ser reemplazado, en el corto y el mediano plazos ofrece muchas ventajas en cuanto a otras energías. El gas natural permite generar energía con altos estándares de eficiencia técnica y con una menor huella de carbono. Junto con la hidroelectricidad, es el complemento ideal para compensar las deficiencias de la generación variable e intermitente proveniente de centrales eólicas y solares conectadas a la red eléctrica, que requieren ingentes cantidades de respaldo y regulación eléctrica.

Otro motivo del gobierno federal para impulsar el consumo de gas es aprovechar la capacidad de transporte de ese combustible, adquirido en exceso entre 2015 y 2018. Por otra parte, el plan quinquenal de negocios 2021-2025 plantea expandir el parque de generación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) con centrales de ciclo combinado y turbinas de gas aeroderivadas para satisfacer el crecimiento de la demanda, pero también para dar respaldo a la enorme cantidad de centrales eólicas y solares del sector privado que se encuentran en construcción y que serán conectadas a la red.¹⁷

¹⁷ La CFE tiene programadas seis centrales de ciclo combinado –4 322 MW– para entrar en operación en 2024. Otras tantas entrarán en servicio en años posteriores.

El actual gobierno se plantea alcanzar la autosuficiencia para garantizar la seguridad y la soberanía energéticas dándole un fuerte impulso a la exploración y extracción de gas asociado y no asociado. El planteamiento es interesante, pero no parece que pueda proyectar resultados espectaculares. Será imposible alcanzar la autosuficiencia, vistas las prioridades y las condiciones para conseguirla, sin recurrir a la fracturación hidráulica (*fracking*), sin trabajar en aguas profundas, sin licitar áreas petroleras, sin asociaciones con privados y sin aumentar el endeudamiento. Pemex deberá usar principalmente sus propios recursos, ya que sus reglas operativas sólo le permiten apoyarse en sectores privados mediante contratos de servicios operativos.¹⁸ A las dificultades anteriores se agrega la realidad del terreno: el plan de negocios 2019-2024 privilegia los proyectos de crudo y deja en segundo plano los de gas natural (Pemex 2019).

Ante tal panorama cabe preguntarse: ¿no ha ido ya demasiado lejos la política de gasificación? ¿Hasta cuándo conviene mantenerla? ¿Es prudente seguir impulsando el gas en la industria eléctrica? ¿Tiene sentido promover el uso del gas en el transporte cuando la electromovilidad es lo que realmente se necesita para quitarle a los combustibles fósiles el mercado cautivo que constituye, a final de cuentas, su último reducto? ¿Es mejor concentrar el esfuerzo en frenar el consumo de gas, pero también el de otras energías fósiles no renovables?

A continuación, se ofrecen elementos de respuesta a estas difíciles pero interesantes preguntas. Advertimos que se trata de elementos que van en favor y en contra de prolongar el peso y la vida del gas en la canasta energética de México, ya que no buscamos defender una tesis sino aportar elementos de juicio para confirmar o ajustar la política energética. He aquí la lista:

¹⁸ Contratos de servicios integrales de exploración y extracción (Pemex 2019).

- *El desarrollo del gas en el país ha sido desequilibrado. La industria eléctrica acaparó el gas, y el gas estadounidense acaparó el mercado. A futuro se requieren equilibrios.* México ha reemplazado casi por completo petróleo y carbón por gas natural en la generación de electricidad. Ahora el esfuerzo debe dirigirse a la sustitución del gas por fuentes renovables, y no se trata de una sustitución absoluta, sino del tránsito del uso continuo al intermitente, el cual ya comenzó porque el Centro Nacional de Control de Energía (Cenace) no siempre despacha a las centrales de ciclo combinado. El avance de la incorporación de las energías renovables disminuirá la demanda de gas, sin importar que éste sea nacional o importado, en un proceso que durará varios lustros; por este motivo sería conveniente acompañar la transición con medidas adicionales para mejorar la seguridad energética.
- *La dinámica del mercado impulsa el crecimiento de la demanda.* Existe potencial para el uso del gas en todos los sectores, así como infraestructura para llevarlo a casi todo el país. Las empresas gaseras promueven activamente la expansión de la infraestructura, el desarrollo de nuevos mercados y el consumo. Planes gubernamentales plantean utilizarlo como vector de desarrollo en regiones de escasa actividad industrial. El bajo precio, en relación con los energéticos alternativos, es un poderoso estímulo al consumo, sobre todo a la luz de la febril actividad gasífera del otro lado de la frontera. Lo anterior inspira confianza y esperanza, pues el precio del gas de este lado del Atlántico —la región productora más grande del mundo— no tiene la volatilidad que priva en Europa, zona netamente importadora.
- *La organización industrial y la regulación concomitante son afirmativamente factores importantes para discernir el futuro del gas en México.* No ocurre de esa manera en los países del centro del sistema capitalista, que adoptaron el paradigma de liberalizar mercados y separar la política de la operación. El Programa

Sectorial de Energía 2020-2024 (Sener 2020c) califica la transición energética como soberana, sustentable y ordenada, donde “soberana” implica el control de la disponibilidad y de la comercialización de gas y electricidad mediante una generosa porción de mercado para Pemex y CFE, mientras que “ordenada” se refiere a planeación y reglas que dosifiquen la incorporación de centrales privadas al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Ambos objetivos tienen implicaciones para el gas natural y su reemplazo por renovables. Si el proceso queda en manos del mercado, la sustitución será más rápida por la competitividad creciente de las energías renovables; si queda en manos del Estado, se extenderá por más tiempo, ya que la racionalidad económica no sería el único factor a considerar para tomar una decisión.

- *La agenda política de la transición energética está bien establecida mediante obligaciones legales y compromisos internacionales; sin embargo, hay disenso en la estrategia para dar cumplimiento a lo pactado. Se debate si el cambio debe ser liderado por el Estado –empresas públicas y capital público– o por el mercado –empresas privadas y capital extranjero. El dilema radica en una transición de mano de la privatización o en una con cierre de espacios al sector privado y empoderamiento de las empresas públicas.¹⁹ Durante tres décadas se impuso la primera visión y ambos procesos avanzaron simultáneamente. En los últimos tres años se ha impuesto la segunda visión, por lo que el tren de la privatización se ha detenido y la transición ya no avanza como antes. La transición no debería depender del régimen de propiedad de los activos ni de la organización industrial, pero en la práctica goza de amplia influencia.*
- *Es fundamental definir hasta dónde quiere llegar y hasta cuándo quiere continuar México con el gas natural como combustible prioritario y con*

¹⁹ Incluso se ha propuesto que la CFE dirija el proceso de transición en lo que toca a la electricidad (Cámara de Diputados 2021).

tendencias casi absolutas. Sería indispensable un enfoque globalizador de la demanda a la oferta para establecer qué cantidad de energía es necesaria para un periodo determinado y luego comparar esa necesidad con el presupuesto de carbono, de acuerdo con los compromisos de México en el Acuerdo de París. A partir de ahí, se podrían definir estrategias de descarbonización y los volúmenes de gas que se requieren, especialmente en la industria eléctrica. Al contrastar lo que se quiere lograr con las políticas públicas en aplicación, sería posible detectar los ajustes que se necesitan para alcanzar la meta. Sólo al profundizar en el análisis será posible visualizar las ventajas y desventajas de los distintos cursos de acción que consoliden el avance obtenido y perfeccionen la aportación del gas natural al desarrollo sustentable del país.

CONCLUSIONES

El gas natural tiene un papel importante pero limitado en la reducción de la huella de carbono y en la transición equitativa y ecológica. En México, el consumo creciente de dicho combustible se explica por sus ventajas técnicas, económicas, ambientales y, hasta 2018, por su utilidad en la agenda política para construir industrias energéticas privadas, en reemplazo de Pemex y CFE, de acuerdo con los cánones del paradigma neoliberal.

En su papel de energético, el gas es la mejor opción, después de la hidroelectricidad, en lo que se refiere a: 1) proporcionar electricidad firme, confiable y económica, que complemente la generación variable e intermitente de las centrales eólicas y solares, y 2) dar soporte a la electromovilidad, uno de los mayores retos de la transición energética del país.

Sin embargo, el gas no es la panacea. Es un recurso natural finito y no renovable cuyo declive geológico no podrá evitarse, sin considerar la

disminución de su tasa de retorno energético. Sus ventajas ambientales con respecto al carbón y al petróleo no lo eximen de ser un combustible fósil que contamina y habrá que reemplazarlo con energéticos más limpios. Además, la enorme dependencia del gas natural que se importa de Estados Unidos plantea problemas de seguridad energética y de seguridad nacional. El uso del gas natural como un arma –Rusia–, un mecanismo de presión –Europa– o un producto estratégico que no debe salir de las fronteras nacionales en momentos de crisis –Texas– es una realidad que México no debe pasar por alto. El gas natural estadounidense no siempre estará disponible para su exportación, ni tampoco está garantizado un precio económico, sobre todo ante la perspectiva de ver grandes embarques viajar hacia Europa para reemplazar el gas ruso.

Cuanto antes comience la sustitución del gas natural mayor será el beneficio para México. El reto es significativo, ya que el petróleo y el gas aportan 85% de la energía que consume el país, y esta elevada dependencia dificulta la migración hacia un sistema bajo en carbono. Por ello es necesario establecer compromisos y fechas para dejar de expandir la generación eléctrica con gas natural, teniendo claro que el vínculo entre el gas y la electricidad no desaparecerá pronto, y que durante varias décadas seguirá siendo un componente importante de la seguridad eléctrica. El gas es una energía concentrada y controlable; en cambio, las renovables son hasta ahora diluidas e intermitentes. El reemplazo tiene un límite, y éste lo determinan la confiabilidad del sistema eléctrico y el costo de sustitución. A su vez, hay que tomar en cuenta que la infraestructura de aprovechamiento de las fuentes renovables implica el uso de combustibles fósiles en todas las etapas de su ciclo de vida. Por este motivo, más que considerar el aumento de la oferta de energía, hay que apostar por la reducción del consumo.

REFERENCIAS

- Agencia Internacional de Energía (IEA) (2017). *Energy Policies Beyond IEA Countries: Mexico 2017*. París: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos. <https://www.iea.org/reports/energy-policies-beyond-iea-countries-mexico-2017>
- _____ (2019a). The Role of Gas in Today's Energy Transitions. World Energy Outlook special report. IEA, julio de 2019. <https://www.iea.org/reports/the-role-of-gas-in-todays-energy-transitions>
- _____ (2019b). *World Energy Outlook 2019*. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/98909c1b-aabc-4797-9926-35307b418cdb/WEO2019-free.pdf>
- _____ (2021a). Methane emissions from oil and gas. IEA, noviembre de 2021. <https://www.iea.org/reports/methane-emissions-from-oil-and-gas>
- _____ (2021b). Sources of methane emissions. IEA, 2 de noviembre de 2021. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/sources-of-methane-emissions-3>
- _____ (2021c). Statement on recent developments in natural gas and electricity markets. IEA, 21 de septiembre de 2021. <https://www.iea.org/news/statement-on-recent-developments-in-natural-gas-and-electricity-markets>
- Al-Awad, M.N.J. (2010). *Petroleum and Natural Gas Engineering Overview: For Non-Specialists*. Saarbrücken: VDM Verlag Dr. Müller.
- Angulo, E., y A. Yépez García (2020). El papel del gas natural en la transición energética [Documento para Discusión IDP-DP-00833]. Banco Interamericano de Desarrollo.
- Bernier, A. (2021). Prix de l'énergie, une folie organisée, vingt-cinq ans de dérégulation des marchés du gaz et de l'électricité. *Le Monde Diplomatique*, noviembre de 2021. <https://www.monde-diplomatique.fr/2021/11/BERNIER/64005>
- British Petroleum (BP) (2022). *Statistical Review of World Energy, all data 2021*. Londres: BP. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/downloads.html>

- _____ (2021). *Statistical Review of World Energy 2021*. Londres: BP. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf>
- Cámara de Diputados (2021). Iniciativa del Ejecutivo federal. *Gaceta Parlamentaria* xxiv (5877-I), 1 de octubre de 2021. <http://gaceta.diputados.gob.mx/PDF/65/2021/oct/20211001-I.pdf>
- Campollo, F. (2020). Claves para entender el sector de la energía cuando termine la pandemia. *KPMG Tendencias*. <https://www.tendencias.kpmg.es/2020/05/claves-sector-energia-despues-covid-19/>
- Carbon Tracker (2021). Put gas on standby. *Carbon Tracker*, 19 de octubre de 2021. <https://carbontracker.org/reports/put-gas-on-standby/>
- Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) (2021). *Proceso de Cuantificación y Certificación de Reservas de Hidrocarburos al 1 de enero de 2021*. Dirección General de Reservas, 20 de abril de 2021. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/631694/2021.04.20._II.1_Presentacion_OdG_Reservas_al_1-ene-2021.pdf
- Deloitte (2019). *Gas natural en México, oportunidades para su uso industrial y vehicular*, México: Deloitte. <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/mx/Documents/finance/2019/Gas-Natural-en-Mexico.pdf>
- EPA (2021). Understanding global warming potentials. *EPA*, noviembre de 2021. <https://www.epa.gov/ghgemissions/understanding-global-warming-potentials>
- Frost, R. (16 de julio de 2022). Ukrainian celebs urge EU to stop fuelling Russia's 'war of aggression'. *Euronews*. <https://www.euronews.com/green/2022/07/06/ukrainian-celebs-urge-eu-to-stop-fuelling-russias-war-of-aggression>
- FTI Consulting (2017). Prospectiva de gas natural en México: el sector eléctrico impulsará el mercado. *Segmento de energía y electricidad*, enero de 2017.
- Gobierno de México (2019). Plan Nacional de Desarrollo. *Gaceta Parlamentaria* 5266 (XVIII bis), 30 de abril de 2019. <http://gaceta.diputados.gob.mx/PDF/64/2019/abr/20190430-XVIII-1.pdf>
- Iniciativa Climática de México y Plataforma México de Clima y Energía (2022). Generación por tecnología. *Observatorio de la Transición Energética en*

- México, último acceso: 31 de mayo de 2022. https://obtrenmx.org/generacion_sen
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2006). Vol. 2: Energía. *Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero*. <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/vol2.html>
- International Renewable Energy Agency (Irena) (2022). *Renewables 2022. Global status report*. <https://www.ren21.net/reports/global-status-report/>
- Kemfert, C., F. Präger, I. Braunger, F.M. Hoffart y H. Brauers (2022). The expansion of natural gas infrastructure puts energy transitions at risk. *Nat Energy* (2022). <https://doi.org/10.1038/s41560-022-01060-3>
- Madero, D. (2020). El momento oportuno del gas natural en México. *Energía Hoy*, 17 de abril. <https://energiahoy.com/2020/04/17/el-momento-oportuno-del-gas-natural-en-mexico/>
- Markandya, A., y P. Wilkinson (2007). Electricity generation and health. *The Lancet* 370. [http://doi.org/10.1016/S0140-6736\(07\)61253-7](http://doi.org/10.1016/S0140-6736(07)61253-7)
- Montemayor-Seguy, R. (2019). Gas natural, llave para la soberanía energética. *Cluster de infraestructura y energía Chiapas*, julio de 2019.
- Organización de las Naciones Unidas (ONU) (2015). Objetivos de Desarrollo Sostenible. *Naciones Unidas*. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- Petróleos Mexicanos (Pemex) (2019). Plan de Negocios 2019-2024. *El Universal*, 16 de julio de 2019. <https://www.eluniversal.com.mx/cartera/economia/consulta-aqui-el-plan-de-negocios-de-pemex>
- Presidencia de la República (2019). Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024. *Diario Oficial de la Federación*, 12 de julio de 2019. https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5565599&fecha=12/07/2019
- Rodríguez-Padilla, V. (2018). *Seguridad energética: análisis y evaluación del caso de México* (Serie Estudios y Perspectivas, núm. 179, Sede Subregional de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe [CEPAL] en México). Ciudad de México, México: Naciones Unidas. https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/44366/1/S1801208_es.pdf

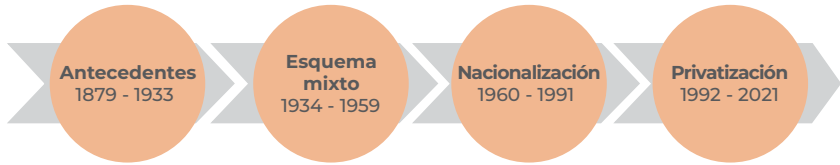
- Rodríguez-Padilla, V. (en prensa). *El gas natural en México: impacto de la política de autosuficiencia, seguridad y soberanía en la transición, y la integración energética regional*. Cuadernos de la CEPAL.
- Sener (2020a). Acuerdo por el que la Secretaría de Energía aprueba y publica la actualización de la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, en términos de la Ley de Transición Energética. *Diario Oficial de la Federación*, 7 de julio de 2020. http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5585823&fecha=07/02/2020&print=true
- _____ (2020b). *Balance Nacional de Energía 2019*. Gobierno de México. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/618408/20210218_BNE.pdf
- _____ (2020c). *Programa Sectorial de Energía 2020-2024*. Gobierno de México. https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5596374&fecha=08/07/2020#gsc.tab=0
- _____ (2021). Prontuario estadístico. *Gobierno de México*, mayo de 2021. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/646429/Prontuario_mayo_2021_accesibilidad_DGGNP.pdf
- United Nations Economic Commission for Europe (UNECE) (2019). *How natural gas can support the uptake of renewable energy*. ECE Energy Series no. 66. Ginebra, Suiza: Naciones Unidas. https://unece.org/DAM/energy/se/pdfs/CSE/PATHWAYS/publ/NG_RE.pdf

1.5 Evolución legislativa de la industria eléctrica en México

Rodrigo Palacios Saldaña

INTRODUCCIÓN

El objetivo de este capítulo es realizar una revisión de los principales cambios jurídicos legislativos y regulatorios de la industria eléctrica mexicana desde su origen (figura 1). En primer lugar, se presenta el inicio de la industria eléctrica y su regulación; después se analiza la evolución del esquema mixto derivado de la creación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) hasta 1959. A partir de la reforma constitucional de 1960 se presenta la etapa de nacionalización, con especial énfasis en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), su principal elemento normativo, así como en las distintas modificaciones de esta ley. El mayor punto de inflexión de estas modificaciones ocurre en 1992, al redefinirse el concepto de servicio público de energía eléctrica y al crearse una amplia gama de modalidades para la participación del sector privado en la industria. Por último, se aborda la reforma constitucional de 2013, que permitió la aprobación de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y su reglamento en 2014, junto con la estructuración del sector derivada de dicha normativa.

Figura 1. Evolución legislativa del Sistema Eléctrico Nacional

Fuente: Elaboración propia.

ANTECEDENTES (1879-1933)

Los orígenes de la industria eléctrica en el país se ubican en las últimas décadas del siglo XIX. La primera central termoeléctrica de México entró en operación en 1879 en la ciudad de León, Guanajuato, y generó electricidad para la fábrica de hilados y tejidos La Americana. Un año después se instalaron en la Ciudad de México los dos primeros focos eléctricos en calidad de prueba y, en 1881, la empresa concesionaria de alumbrado público inició el proceso de cambio del alumbrado de gas por el eléctrico. De esta forma, en los siguientes años, Guadalajara (1884), Monterrey (1888), Veracruz (1889) y Mérida (1889) iniciaron el desarrollo del alumbrado público eléctrico. Con información de las experiencias mencionadas, en 1889 el Ministerio de Fomento elaboró la primera estadística eléctrica. Allí se reportaba la existencia de 60 centrales de generación eléctrica con una capacidad total de 837.89 kW –dominada por centrales térmicas en un 90.49% y complementada por centrales hidroeléctricas–; el 71.56% de la capacidad estaba destinado a servicios de alumbrado público (Rodríguez Mata 1952).

Desde 1879 la historia de la industria eléctrica mexicana corresponde a compañías privadas. Localizadas al inicio en los principales centros de consumo, dichas compañías gestionaban toda la cadena de suministro, generación, transmisión, distribución y venta al usuario final –ya fuera público o privado– hasta el primer lustro de la década de 1930. Fue

entonces cuando la crisis y la consiguiente reducción de demanda eléctrica provocaron la quiebra de muchas empresas del sector, por lo que se redujo su número de 670 en 1930 a 199 en 1935. Estos acontecimientos detonaron la creación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), cuya organización había sido autorizada por el Congreso al Ejecutivo federal en 1933. La CFE tomó forma en 1937 con la Ley que crea la Comisión Federal de Electricidad (LCFE) y se le otorgaron las facultades que están reunidas en el facsímil de la publicación original que presentamos en la figura 2.

Figura 2. Facultades de la Comisión Federal de Electricidad

ARTICULO 6o.—La Comisión tendrá las siguientes facultades:

I.—Estudiar la planeación del sistema nacional de electrificación y las bases de su financiamiento.

II.—Realizar toda clase de operaciones relacionadas con generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, inclusive la adquisición de bienes muebles o inmuebles, acciones y valores relativos a la misma industria.

III.—Organizar sociedades que tengan por objeto producir, transmitir y distribuir energía eléctrica a precios equitativos.

IV.—Organizar sociedades que tengan por objeto la fabricación de aparatos, maquinaria y materiales utilizables en plantas de generación e instalaciones eléctricas.

V.—Organizar cooperativas de consumidores de energía eléctrica para procurar el abastecimiento en las condiciones más favorables.

VI.—Encauzar la organización de Asociaciones de consumidores de energía eléctrica.

VII.—Intervenir y resolver cuando proceda, en las actividades de electrificación que pretendan emprender instituciones oficiales, semi-oficiales o particulares.

Fuente: LCFE (24 de agosto de 1937).

En lo que concierne a los antecedentes, resta hacer algunas precisiones correspondientes a hechos anteriores a la creación de la CFE. Si bien el artículo 27 de la Constitución de 1917 establecía la rectoría del Estado entre otros en el sector energético —“Corresponde a la Nación el dominio directo sobre (...) los combustibles minerales sólidos; el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos” (CPEUM 5 de febrero de 1917)—, en este primer periodo la intervención estatal en el sector se vio limitada en el curso de las diferentes visiones que los caudillos revolucionarios tenían en cuanto al tipo de Estado a construir. Por otro lado, en 1917, a raíz de una iniciativa de Venustiano Carranza, el Departamento de Pesas y Medidas buscó por primera vez la estandarización y homologación de los equipos de medición de consumo en el país. En 1922 destaca la creación de la Comisión para el Fomento y Control de la Industria de Generación y Fuerza, dependiente de las Secretarías de Agricultura e Industria; sus facultades se establecieron en 1925 y se centraban en la regulación de las tarifas eléctricas ante la presión de los consumidores, que buscaban defenderse de la arbitrariedad de las empresas (Garza-Toledo *et al.* 1994).

CÓDIGO NACIONAL ELÉCTRICO (1926)

La regulación más relevante de este periodo fue el Código Nacional Eléctrico de 1926 (CNE 11 de mayo de 1926), cuyo reglamento fue publicado en 1928 (RCNE 9 de septiembre de 1928). Estos documentos dieron competencia al gobierno federal para la rectoría del sector eléctrico, cuyas funciones habían sido ejercidas previamente mediante procedimientos desiguales por parte de gobiernos locales. Con esta regulación se estableció, como competencia federal, regular y fijar tarifas, así como otorgar concesiones que podrían ser suspendidas o revocadas de no aprobar las inspecciones bianuales establecidas; además, se estableció la industria eléctrica como de utilidad pública, motivo por el cual ésta se hizo susceptible de ser expropiada.

ESQUEMA MIXTO PÚBLICO-PRIVADO (1934-1959)

En 1934 la reforma a la fracción x del artículo 73 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (CPEUM) otorgó al Congreso de la Unión las facultades expresas de legislar y establecer impuestos en materia eléctrica, sobre los cuales se previó la participación de estados y municipios de acuerdo con las proporciones que acordaran las autoridades federales y locales correspondientes. El debate en torno a este último punto duró más de un año, ya que la concentración de dichas facultades en el Congreso suponía para los estados una pérdida de los ingresos derivados de la actividad de las empresas eléctricas (Decreto 18 de enero de 1934).

A partir de la reforma constitucional, se publicó en 1937 el decreto “por el cual se fijan las condiciones a que se sujetará el otorgamiento de concesiones para la introducción, generación, transmisión, distribución y venta de energía eléctrica” (Decreto 18 de enero de 1937). En él se consideraba que uno de los factores modulares para el progreso del país lo constituían las fuentes de abastecimiento de energía eléctrica, y que ésta era necesaria para el desarrollo social, agrícola e industrial del país. Por ello, el decreto estableció que correspondía a la Secretaría de Economía Nacional la gestión de concesiones, permisos y autorizaciones para la generación de energía eléctrica, con excepción del uso de aguas de propiedad nacional.

Publicado durante el debate en que se discutía la elaboración de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) –cuya iniciativa había sido presentada en 1936–, el decreto no sólo la modificó, sino que sirvió como base para ella. Por un lado, se reducía la vigencia temporal de las concesiones y se facultaba a la Secretaría de Economía Nacional para modificar los términos y condiciones de éstas. Por otro, se establecían las bases para la fijación de tarifas, y los aprovechamientos irregulares –“diablitos”– pasaban a ser considerados faltas administrativas en lugar de delitos. La LIE fue presentada el 22 de julio de 1938 y se publicó el 11 de febrero de 1939.

LEY DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA (1939)

La LIE de 1939 denominó como *industria eléctrica* a las actividades de generación, transformación, distribución, exportación, importación, compraventa, utilización y consumo de energía eléctrica; asimismo, estableció el abastecimiento de energía como un servicio público y, por último, estructuró una coexistencia entre empresas públicas y privadas que estuvo vigente hasta la nacionalización del sector en 1960.

Entre 1939 y 1960, la legislación que regulaba la industria eléctrica no tuvo cambios significativos. En 1940 se publicó el reglamento de la LIE de 1939 (RLIE 28 de agosto de 1940), el cual ordenó la constitución de la Comisión de Tarifas Eléctricas. Ambos, la LIE de 1939 y el RLIE de 1940, tuvieron reformas –en 1941 y 1944, respectivamente– enfocadas en mejorar las condiciones de la inversión privada y en eliminar los aspectos restrictivos de las concesiones.

NACIONALIZACIÓN DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA (1960-1991)

Pese a la gran inversión pública para electrificar el país –la CFE pasó de tener 5% de la capacidad instalada en 1945 a 53% en 1959 (Ortega Lomelín 2018)–, las empresas privadas seguían siendo las grandes comercializadoras de electricidad al suministrarla a 85% de la población, principalmente en los grandes centros de consumo, es decir, las ciudades y los centros fabriles. Para ello, estas empresas revendían la electricidad generada por la CFE a precios más elevados, lo que generó un amplio descontento y animadversión hacia ellas. Además, la falta de renovación de equipos y de homologación de un único sistema eléctrico provocaba que Mexican Light and Power Company suministrara electricidad a una frecuencia de 50 Hz y American and Foreign Power Company a una frecuencia de 60 Hz (De la Peña 1988), limitando el desarrollo social e industrial del país.

En este contexto, desde principios de la década de 1950 la CFE inició un proceso de compra de concesiones eléctricas en distintas zonas del país: Oaxaca, Campeche, San Cristóbal de las Casas, Los Mochis, Hermosillo y Nuevo Laredo. Una década después, en abril de 1960, el gobierno federal realizó la compra de la American and Foreign Power Company y el 27 de septiembre del mismo año –día en que se conmemora la nacionalización de la industria eléctrica– adquirió 90% de Mexican Light and Power Company. Tuvieron que pasar tres años y, apenas a partir de 1963, se expidió el acuerdo presidencial por el cual los bienes y derechos de Mexican Light and Power Company se transmitieron a Luz y Fuerza del Sureste de México, la cual cambió más tarde su denominación a Compañía de Luz y Fuerza del Centro (LyF). Aquí es importante destacar que en el sector eléctrico la nacionalización no se realizó a través de expropiaciones, como en el sector petrolero, sino que se hizo mediante la adquisición de los bienes de las empresas eléctricas, incorporándolas a la nación.

REFORMA CONSTITUCIONAL (1960)

En su informe del primero de septiembre de 1960, el entonces presidente Adolfo López Mateos señaló, como preámbulo a la reforma constitucional, que la energía eléctrica es un material de esencial importancia para el país, cuyo alcance y significado van más allá de un ejercicio anual o de un periodo presidencial, pues trascienden a la vida futura de México, a su desarrollo y a las nuevas generaciones. El 29 de diciembre del mismo año, se publicó el decreto que modifica el artículo 27 de la Constitución, tal como se muestra en el facsímil del decreto en la figura 3. Con él, se otorgaba al Estado la exclusividad de todas las actividades de la industria eléctrica, así como el aprovechamiento de los bienes y recursos naturales para la generación eléctrica, y se prohibió, además, el otorgamiento de concesiones para cualquier actividad del sector.

Figura 3. Modificación de 1960 del artículo 27 de la Constitución

DÉCRETO:

“El Congreso de los Estados Unidos Mexicanos, en uso de la facultad que le confiere el artículo 135 de la Constitución General de la República y previa la aprobación de la mayoría de las HH. Legislaturas de los Estados, declara adicionado el párrafo sexto del artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, para quedar como sigue:

ARTÍCULO 27.—

“Corresponde exclusivamente a la Nación general, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines”.

Fuente: Decreto (29 de diciembre de 1960).

Es preciso señalar que, pese a la reforma constitucional, las empresas privadas no dejaron de generar, transmitir, distribuir y comercializar energía. Esto se debió a que las concesiones vigentes se mantuvieron en funcionamiento, pues estaban protegidas por el principio de no aplicación retroactiva de nuevas leyes constitucionales. Estas empresas vendieron poco a poco sus activos a la CFE desde entonces hasta concluir estas operaciones en 1972.

Al mismo tiempo, debemos mencionar dos acuerdos comprendidos en el periodo de la reforma. El primero de ellos se publicó en 1967 con miras a unificar a la CFE mediante la disolución y la liquidación de sus filiales (Acuerdo 14 de agosto de 1967). El segundo acuerdo data de 1974 y tuvo como objetivo disolver LyF para su integración en la CFE, con el propósito de reunir en un solo organismo nacional la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica (Acuerdo

de 16 de diciembre de 1974). Este último acuerdo nunca se llevó a la práctica debido al amplio conflicto social, laboral y sindical que generó, pero se considera el primer intento de desaparecer a Luz y Fuerza.

LEY DE SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (1975)

Diversas razones motivaron la iniciativa de Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE): 1) el desarrollo desigual de las dos empresas públicas que operaban el sector, Compañía de Luz y Fuerza y Comisión Federal de Electricidad; 2) la ausencia de legislación que diera contenido a la reforma constitucional de 1960, y 3) la situación financiera de la CFE –que financió su expansión a través de endeudamiento. La iniciativa buscaba consolidar la nacionalización de la industria eléctrica, establecer una política energética nacional que determinara las tarifas –a cargo de la Secretaría de Patrimonio Nacional– y asegurar que la capacidad de generación del sistema superara la demanda e incluyera la participación de los electricistas en la organización y funcionamiento de la Comisión Federal de Electricidad.

Al publicarse, la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE 22 de diciembre de 1975) consolidó la exclusividad del Estado en la generación, transmisión, distribución y abastecimiento de energía eléctrica a través de la CFE, derogó las concesiones otorgadas para la prestación del servicio público de energía eléctrica y determinó por último que las empresas concesionarias entraran o continuaran en disolución, prestando el servicio hasta ser liquidadas. Además, su artículo 3 determinó que no se considera servicio público el autoabastecimiento de energía eléctrica para satisfacer intereses particulares, individualmente considerados; si bien, en contrapartida, su artículo 36 estableció que la Secretaría de Industria y Comercio –aconsejada por la Secretaría de Patrimonio Nacional y la CFE– otorgaría los permisos de autoabastecimiento, al ser condición indispensable la imposibilidad o inconveniencia del suministro del servicio de energía eléctrica por parte de la

CFE. Más aún, en la LSPEE sobresale el concepto de *servicio público* como límite a la exclusividad del Estado: un privado podía generar energía para venderla a la CFE, pero no para venderla a otro privado por considerarlo un servicio público.

DECRETO POR EL QUE SE REFORMA LA LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (1983)

En 1983 se publicó el decreto que reformó sustancialmente la LSPEE (Decreto 27 de diciembre de 1983). En primer lugar, el decreto modificó la Junta de Gobierno y el Consejo de Vigilancia de la CFE, y determinó que se reglamentaran los casos y las condiciones en que los solicitantes del servicio debían efectuar aportaciones en forma independiente de los conceptos consignados en las tarifas. En este último caso, se exentaba a las solicitudes de servicios individuales cuando la distancia entre el poste o registro de la red de baja tensión existente más próximo a las instalaciones del solicitante fuera inferior a los 200 metros.

En segundo lugar, se flexibilizó el otorgamiento de permisos de autoabastecimiento, estableciendo los siguientes tres requisitos: 1) que con la generación de la planta de autoabastecimiento se incrementara la eficiencia de transformación de energéticos primarios; 2) que el proceso de generación eléctrica produjera otro u otros energéticos secundarios requeridos para el proceso industrial, o que utilizara energéticos obtenidos durante el proceso industrial, y 3) que las obras e instalaciones para la producción de energía eléctrica se realizaran y operaran de acuerdo con las normativas de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal.

Por último, aunque el decreto por el que se reformó la LSPEE establecía diferentes competencias entre varias secretarías del Ejecutivo para las sanciones por venta o reventa de energía eléctrica, facultaba a la Secretaría de Energía, Minas e Industria para que adoptara medidas con miras a regularizar los servicios de energía eléctrica en favor de las personas de escasos recursos que hubieran incurrido en sanciones.

APERTURA DEL MERCADO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A PRIVADOS (1992-2021)

DECRETO QUE REFORMA, ADICIONA Y DEROGA DIVERSAS DISPOSICIONES DE LA LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (1992)

En 1992 se reformó la LSPEE (Decreto 23 de diciembre de 1992) para fomentar una mayor participación del sector privado en la generación de energía eléctrica. Lo anterior no contradijo el texto constitucional –las empresas públicas seguían siendo las encargadas de prestar el servicio público de electricidad–, pero quebrantó su espíritu al ampliar las “excepciones” sobre lo que no se considera servicio público. La reforma del artículo 3 estableció que no se consideraría servicio público:

- La generación para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción.
- La generación de productores independientes para su venta a la CFE.
- La generación para exportación, derivada de cogeneración, producción independiente y pequeña producción.
- La importación de electricidad por parte de personas físicas o morales, destinada exclusivamente al abastecimiento para usos propios.
- La generación destinada al uso, en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio.

Además, el artículo tercero transitorio mandató al Ejecutivo la creación de la Comisión Reguladora –en la actualidad, Comisión Reguladora de Energía (CRE)– para una mayor atención y eficiente despacho de los asuntos que son competencia de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal (SEMIP) en materia de regulación de energía.

Asociado al aumento de flexibilidad del concepto de *servicio público*, se modificó el artículo 36 de la LSPEE para incorporar nuevos tipos

de permisos: autoabastecimiento, producción independiente, pequeña producción, cogeneración, importación y exportación. Las modalidades principales se detallan en seguida:

- *Autoabastecimiento* de energía eléctrica destinada a satisfacer las necesidades de personas físicas y morales, siempre que no resulte inconveniente para el país a juicio de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal. Cuando sean varios los solicitantes para fines de autoabastecimiento a partir de una central eléctrica, tendrán el carácter de copropietarios o constituirán una sociedad para tal función. La sociedad permisionaria no podrá entregar energía a personas físicas o morales que no fueran socios de ésta al aprobarse el proyecto original que incluya planes de expansión, excepto cuando se autorice la cesión de derecho y la modificación de dichos planes.
- *Producción independiente* para su venta a la CFE, es decir, los solicitantes están obligados a vender la electricidad sólo a la CFE, al quedar ésta legalmente obligada a adquirirla en los términos y condiciones que se convengan. Estos proyectos y permisos deben estar incluidos en la planeación del sector, ya sea en programas de la CFE, o en sus equivalentes de la SEMIP. En este caso son excepciones los proyectos destinados a la exportación, casos que no pueden incluirse en la planeación y en los que la venta no se realizará a la CFE.
- *Pequeña producción* es otra modalidad destinada a la venta de la totalidad de energía a la CFE. Se distingue de la producción independiente ya que la capacidad de los proyectos debe ser menor a 30 MW; o bien a 1 MW, cuando se destine a pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas, siempre que los interesados constituyan cooperativas de consumo, copropiedades, asociaciones o sociedades civiles.
- *Cogeneración* de energía eléctrica en conjunto con vapor y/u otro tipo de energía térmica secundaria; o cuando se utilicen combustibles

producidos en sus procesos para la generación directa o indirecta de energía eléctrica. Además, esta energía, eléctrica o térmica, debe: 1) destinarse a la satisfacción de los asociados al proyecto y 2) incrementar la eficiencia energética –debe ser mayor que la obtenida en plantas de generación convencionales– y económica del proceso.

Tanto en el caso de autoabastecimiento como en el de cogeneración, los excedentes de energía de las plantas de generación de los permisionarios se debían poner a disposición de la CFE. Además, las centrales de autoconsumo que no excedieran los 0.5 MW y las plantas de cualquier capacidad, destinadas únicamente a usos propios en emergencias derivadas de interrupciones del servicio público de energía, estaban exentas del proceso de concesión de permisos, y sólo tenían que cumplir las Normas Oficiales Mexicanas que estableciera la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal.

Finalmente, el decreto de 1992, que reformó, adicionó y derogó diversas disposiciones de la LSPEE, constituye un punto de inflexión en la concepción de la energía eléctrica y su relación con la sociedad. Si bien los cambios regulatorios desde 1960 se acercaban a considerar la electricidad como un servicio básico y a asegurar el acceso, la reforma del último párrafo del artículo 26 mandató a la CFE el corte del suministro sin requerirse para el efecto la intervención de autoridad.

LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

En conformidad con el decreto de reforma de la LSPEE de 1992 (Decreto 1992), en su artículo tercero transitorio, el 4 de octubre de 1993 se publicó el decreto por el que se crea la Comisión Reguladora de Energía (CRE) como un órgano administrativo desconcentrado de la SEMIP (Decreto 4 de octubre de 1993).

A la CRE se le encomendaron atribuciones generales y específicas. Las primeras fueron promoción, normatividad, vigilancia y sanciones en materia de energía eléctrica. Las atribuciones específicas abarcaban:

promoción del desarrollo eficiente del servicio público, incluidos suministro, adquisición y venta de electricidad a usuarios finales; generación, exportación e importación entre particulares; transmisión y entrega de energía entre la CFE y LyF, así como entre éstas y los titulares de permisos de autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente, pequeña producción, importación y exportación; emisión de una opinión en cuanto al establecimiento de tarifas, expedición de disposiciones administrativas, metodologías y bases de las actividades reguladas; concesión y revocación de los permisos; y elaboración y aprobación de los modelos de contrato entre los distintos agentes de la industria eléctrica.

EL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

El Centro Nacional de Control de Energía (Cenace) tiene a su cargo el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y la operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Su actual constitución como organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal se establece en el *Diario Oficial de la Federación (DOF)* del 28 de agosto de 2014; su estructura, facultades y encomiendas se describen en la modificación del 19 de junio de 2017, y su estatuto se publicó el 20 de abril de 2018.

Aunque su origen se remonta a los inicios de los sistemas eléctricos en México, en la propia creación de la CFE se establece la coordinación y operación del sistema como uno de sus propósitos, aunque fue 25 años después cuando se creó el primer organismo destinado a tales funciones: la Oficina Nacional de Operación de Sistemas. En 1968 ésta se convirtió en el Despacho Nacional de Carga y, finalmente, en 1977, en el Centro Nacional de Control de Energía.

HACIA LA REFORMA DE 2013

Hasta 1996 la CFE financió sus proyectos con la asignación anual establecida en el Presupuesto de Egresos de la Federación. A partir de ese

año se probaron mecanismos de financiamiento con recursos privados y distintas formas de asignación a los recursos públicos presupuestales denominados Proyectos de Inversión de Infraestructura Productiva con Registro Diferido en el Gasto Público (Pidiregas).

Los Pidiregas se pueden separar en dos rubros: esquemas de inversión directa, donde las plantas y/o activos se transfieren a la CFE; y esquemas de inversión condicionada, en los cuales la propiedad de las plantas la conserva el permisionario. Pertenecen al primer rubro los modelos de construcción, operación y transferencia (COT), y construcción, arrendamiento y financiamiento (CAT); este último se sustituyó en 1998 por el modelo de obra pública financiada (OPF). En el segundo rubro se incluyen los modelos de construcción-operación (CO) y –el más extendido de todos– de productor independiente de energía (PIE).

Si bien teóricamente los anteriores eran mecanismos de inversión en infraestructura, no todos se podían considerar verdaderas inversiones de capital. Esto se debía a que la CFE asumía de manera conjunta determinados riesgos de inversión, se comprometía a comprar la energía en todos los casos, en algunos era el garante ante los acreedores que financiaban el proyecto, y en otros asumía el riesgo del costo de suministro de combustible (Ortega Lomelín 2018).

Los Pidiregas, que iniciaron en 1997, presentaron una rápida escala. En 2000 había 59 proyectos bajo estos esquemas de inversión: 50 de la CFE –38 de inversión directa y 12 de inversión condicionada– y nueve de Pemex –ocho de inversión directa y uno de inversión condicionada. En este periodo la inversión financiada del PIB cambió de la siguiente forma: 0.2% en 1997; 0.6% en 1998; 0.9% en 1999, y 1.5% en 2000 (CEFP 2001).

INICIATIVAS DE REFORMA

En febrero de 1999, el entonces presidente Ernesto Zedillo –cuya candidatura surgió del Partido Revolucionario Institucional (PRI)– presentó una iniciativa de reforma a los artículos 27 y 28 constitucionales en

la que desaparecía el concepto de *servicio público* y la exclusividad del Estado en la industria eléctrica. Su propuesta sólo consideraba la exclusividad del Estado en el despacho y en la operación de la Red Nacional de Transmisión por conducto de un organismo público descentralizado:

La reforma propone reservar a la Nación en forma exclusiva, en el sexto párrafo del artículo 27 constitucional, el control operativo de la red nacional de transmisión, abriendo las demás actividades de la industria eléctrica a la concurrencia de los sectores público, social y privado. En congruencia, la iniciativa propone modificar el cuarto párrafo del artículo 28 constitucional, a efecto de establecer que dicho control operativo sea una actividad estratégica y de redefinir la electricidad en sus diferentes segmentos como un área prioritaria para el desarrollo nacional sobre la que el Estado ejerce su rectoría en los términos del artículo 25 constitucional. Para reafirmar esta rectoría, el Estado conservaría el dominio sobre los bienes que integran las redes generales de transmisión y de distribución, vitales para el suministro de energía eléctrica. Asimismo, el Estado conservaría como área estratégica la generación de energía nucleoelectrónica (Iniciativa 3 de febrero de 1999).

El 4 de diciembre de 2001 varios senadores del Partido Acción Nacional (PAN) presentaron una iniciativa de reforma a los artículos 27 y 28 de la Constitución, similar en alcances a la del Ejecutivo en 1999. El dictamen de la Cámara de Senadores del Congreso de la Unión resolvió no aprobar la iniciativa, considerando que: “La experiencia de las llamadas reformas eléctricas en el mundo, a cuyas líneas se apegan las iniciativas, muestra que no es posible garantizar en concesiones o permisos, ni en una regulación, por más cuidado jurídico que se tenga, la obligación de la prestación del servicio público por el sector privado” (citado en Ortega Lomelín 2018).

En agosto de 2002 el entonces presidente Vicente Fox –cuya candidatura surgió del Partido Acción Nacional (PAN)– presentó una iniciativa de reforma a los artículos 27 y 28 de la Constitución, la cual iba

acompañada de modificaciones y reformas a la LSPEE, la Ley de la CRE y las leyes orgánicas de la CFE y del Cenace. Esta iniciativa presentó alcances más restringidos y mantuvo vigentes los principios constitucionales al conservar la exclusividad del Estado en lo referente al servicio público de energía eléctrica. Si bien esta iniciativa definía el servicio público, no consideraba como tal las actividades de generación, transmisión,¹ importación, exportación, transformación y venta de energía a usuarios con consumos mayores a 2 500 MW por hora.

Pese a las similitudes y alcances de fondo, estas iniciativas no prosperaron cuando las propuso el PRI por no contar con el apoyo del PAN, y cuando las propuso el PAN no prosperaron por no contar con el apoyo del PRI.

LEY DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA (2014)

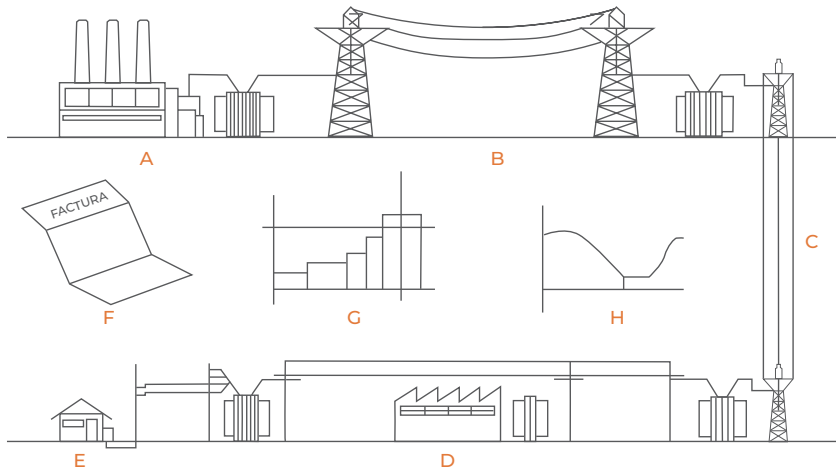
El 20 de diciembre de 2013 se publicó en el *DOF* el decreto que modificó los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución en materia de energía (Decreto 20 de diciembre de 2013). Con estas modificaciones la exclusividad del Estado en la industria eléctrica se redujo a tres áreas: 1) los minerales radiactivos y la generación nuclear; 2) la planeación y el control del sistema nacional, y 3) el servicio público de transmisión y distribución. Además, se estableció un periodo máximo de dos años para que la CFE y Pemex se convirtieran en empresas productivas del Estado. La reforma constitucional permitió que en 2014 se publicaran la Ley de la Industria Eléctrica (LIE 11 de agosto de 2014) y el Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica (RLIE 2014).

La LIE de 2014 redefinió la industria eléctrica al establecer que las actividades que la comprenden son generación, transmisión, distribución, comercialización de energía eléctrica, planeación y control del SEN, y operación del MEM. En la figura 4 se presentan de manera

¹ Eran una excepción las redes de más de 69 kV de tensión, en las cuales se mantenía la exclusividad del Estado.

esquemática las actividades que componen la industria eléctrica, así como quiénes y bajo qué modalidades pueden participar o tienen exclusividad para cada una de ellas.

Figura 4. Esquema de la integración del Servicio Eléctrico Nacional



Fuente: Elaboración propia.

- a. *Generadores o centrales eléctricas* (elemento A). Son instalaciones y equipos que permiten, en un sitio determinado, generar energía eléctrica y productos asociados.² Pueden participar de acuerdo con distintas modalidades heredadas de las diferentes reformas de la LSPEE: autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente, pequeña producción, importación, exportación y usos propios. Tal como se menciona en el artículo tercero transitorio de la LIE, destaca que todas las modalidades previas continuarán rigiéndose por los términos establecidos en la LSPEE –así como en

² Artículo 3, fracción IV, de la LIE (11 de agosto de 2014).

las demás disposiciones emanadas de la misma— y que, en lo que no se opongan a los términos y disposiciones de la LSPEE, se registrarán por lo dispuesto en la LIE. Son definiciones de la LIE de 2014:

- **Generador:** es el titular y/o propietario de una o varias centrales eléctricas de capacidad mayor a 0.5 MW y requiere permiso de generación.³
 - **Generador exento:** es el propietario de una o varias centrales eléctricas con una capacidad interconectada menor a 0.5 MW y no requiere permiso de generación.⁴
- b. *Red Nacional de Transmisión (RNT)* (elemento B). Es el sistema integrado por el conjunto de las redes eléctricas que se utilizan para transportar energía eléctrica a las redes generales de distribución y al público en general, así como las interconexiones a los sistemas eléctricos extranjeros que determine la Secretaría de Energía⁵ –cuyo servicio es desarrollado por el transportista.⁶ La RNT es competencia exclusiva del Estado a través de sus organismos, sus empresas productivas o sus empresas productivas subsidiarias.
- c. *Redes Generales de Distribución (RGD)* (elemento C). Se utilizan para distribuir energía eléctrica al público en general.⁷ Su servicio es desarrollado por el distribuidor.⁸ Las RGD son competencia exclusiva del Estado a través de sus organismos o empresas productivas, o bien mediante sus empresas productivas subsidiarias.
- d. *Usuarios.*⁹ Son cualquier persona física o moral que adquiere, para su propio consumo o para consumo dentro de sus instalaciones, el suministro eléctrico en sus centros de carga. Además

³ Artículo 3, fracción XXIV, de la LIE (11 de agosto de 2014).

⁴ Artículo 3, fracción XXV, de la LIE (11 de agosto de 2014).

⁵ Artículo 3, fracción XXXV, de la LIE (11 de agosto de 2014).

⁶ Artículo 3, fracción LIV, de la LIE (11 de agosto de 2014).

⁷ Artículo 3, fracción XXXVI, de la LIE (11 de agosto de 2014).

⁸ Artículo 3, fracción XXI, de la LIE (11 de agosto de 2014).

⁹ Artículo 3, fracción LVII, de la LIE (11 de agosto de 2014).

de los usuarios que figuraban en la LSPEE –autoabastecimiento y cogeneración–, la LIE establece dos tipos de usuarios:

- Usuarios calificados (elemento D). Son grandes consumidores que cumplen requerimientos mínimos de potencia y demanda. Se consideran usuarios de suministro calificado si adquieren la energía eléctrica a través de contratos bilaterales con suministradores de servicios calificados; se consideran usuarios calificados participantes del mercado si la adquieren directamente del mercado.¹⁰
 - Usuarios de suministro básico (elemento E). Son todos los usuarios del SEN al entrar en vigor la LIE. Carecen de restricciones de demanda o potencia. Adquieren la energía a través de la CFE –suministrador de servicios básicos– a los precios establecidos por la CRE para cada una de las tarifas.¹¹
- e. *Suministrador* (elemento F). Es el comercializador titular de un permiso para ofrecer el suministro eléctrico en la modalidad de suministrador de servicios básicos, suministrador de servicios calificados o suministrador de último recurso.¹²
- f. *Operación* (elemento G) y *control operativo* (elemento H) del MEM. Ambas actividades son competencia del Cenace, tal como se establece en los artículos 94 y 15 de la LIE.

REFERENCIAS

Acuerdo por el que se autoriza a la Comisión Federal de Electricidad para que, con intervención de la Secretaría del Patrimonio Nacional, proceda a la disolución y liquidación de sus filiales (14 de agosto de 1967). *Diario Oficial de la Federación*, 14 de agosto de 1967.

¹⁰ Artículo 3, fracción LV, de la LIE (11 de agosto de 2014).

¹¹ Artículo 3, fracción LVI, de la LIE (11 de agosto de 2014).

¹² Artículo 3, fracción XLV, de la LIE (11 de agosto de 2014).

- Acuerdo por el que se autoriza a la Compañía Luz y Fuerza del Centro S.A. y a sus subsidiarias a realizar todos los actos necesarios y procedentes para su disolución y liquidación y a la Comisión Federal de Electricidad para adquirir de aquellas la totalidad de los bienes y derechos de cualquier índole que integran su patrimonio (16 de diciembre de 1974). *Diario Oficial de la Federación*, 16 de diciembre de 1974.
- Centro de Estudios de las Finanzas Públicas (CEFP) (2001). *Proyectos de infraestructura productiva con impacto diferido en el registro de gasto (Pidiregas)*. Cámara de Diputados del Congreso de la Unión. CEFP/004/2001.
- Código Nacional Eléctrico (CNE) (11 de mayo de 1926). *Diario Oficial de la Federación*, 11 de mayo de 1926.
- Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (CPEUM) (5 de febrero de 1917) del 5 de febrero de 1917, que reforma la del 5 de febrero de 1857. Número 30, Tomo V. *Diario Oficial de la Federación*.
- Decreto que reforma los artículos 30, 37, 73, fracción XVI y 133 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (18 de enero de 1934). *Diario Oficial de la Federación*, 18 de enero de 1934.
- Decreto por el cual se fijan las condiciones a que se sujetará el otorgamiento de concesiones para la introducción, generación, transmisión, distribución y venta de energía eléctrica (18 de enero de 1937). *Diario Oficial de la Federación*, 18 de enero de 1937.
- Decreto que declara adicionado el párrafo sexto del artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (29 de diciembre de 1960). *Diario Oficial de la Federación*, 29 de diciembre de 1960.
- Decreto por el que se reforma la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (27 de diciembre de 1983). *Diario Oficial de la Federación*, 27 de diciembre de 1983.
- Decreto que reforma, adiciona y deroga diversas disposiciones de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (23 de diciembre de 1992). *Diario Oficial de la Federación*, 23 de diciembre de 1992.
- Decreto por el que se crea la Comisión Reguladora de Energía como un órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Energía, Minas e

- Industria Paraestatal (4 de octubre de 1993). *Diario Oficial de la Federación*, 4 de octubre de 1993.
- Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de energía (20 de diciembre de 2013). *Diario Oficial de la Federación*, 20 de diciembre de 2013.
- De la Peña, E. (1988). *Comisión Federal de Electricidad: Institución básica de un proceso de nacionalización y de integración del sector eléctrico*. Certamen de ensayo histórico del 50 aniversario de la Comisión Federal de Electricidad.
- Garza Toledo, E. de la, J. Melgoza, L. Garza, E. Laviada, M. Trujillo, V. Sánchez, R. Corral, H. Amezcua, R. Reyes y G. Rojo (1994). *Historia de la industria eléctrica en México*, t. II. México: UAM-Iztapalapa.
- Iniciativa de decreto por el que se reforman los artículos 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de energía eléctrica, que presenta el Titular del Ejecutivo Federal (3 de febrero de 1999). *Gaceta Parlamentaria*, año II, número 197, 3 de febrero de 1999.
- Ley que crea la Comisión Federal de Electricidad (24 de agosto de 1937). *Diario Oficial de la Federación*, 24 de agosto de 1937.
- Ley de la Industria Eléctrica (LIE) (11 de febrero de 1939). *Diario Oficial de la Federación*, 11 de febrero de 1939.
- Ley de la Industria Eléctrica (LIE) (11 de agosto de 2014). Ley de la Industria Eléctrica, la Ley de Energía Geotérmica y se adicionan y reforman diversas disposiciones de la Ley de Aguas Nacionales. *Diario Oficial de la Federación*, 11 de agosto de 2014
- Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) (22 de diciembre de 1975). *Diario Oficial de la Federación*, 22 de diciembre de 1975.
- Ortega Lomelín, R. (2018). *La evolución constitucional de la energía a partir de 1917*. México: Instituto Nacional de Estudios Históricos de las Revoluciones de México.
- Reglamento del Código Nacional Eléctrico (RCNE) (9 de septiembre de 1928). *Diario Oficial de la Federación*, 9 de septiembre de 1928.

Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica (RLIE) (28 de agosto de 1940).

Diario Oficial de la Federación, 28 de agosto de 1940.

Rodríguez Mata, E. (1952). Generación y distribución de energía eléctrica en México. Periodo 1929-1949. *Investigaciones industriales (157-158)*. México: Banco de México.

1.6 Infraestructura y diagnóstico del Sistema Eléctrico Nacional

Rodrigo Palacios Saldaña
Natalie Ortiz Guerrero
Rafael González López

INTRODUCCIÓN

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es el conjunto de instalaciones, conductores, equipos y sistemas necesarios para la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica que, operando de forma coordinada, permite al usuario disponer de electricidad. De manera esquemática, como se puede observar en la figura 1, el SEN está compuesto por:

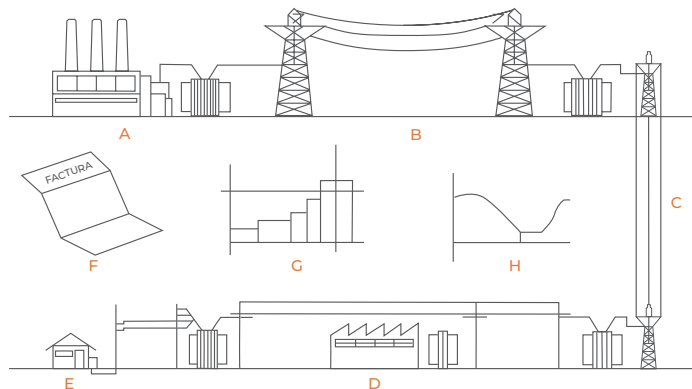
- *Centrales eléctricas* (elemento A). Son instalaciones y equipos que, en un sitio determinado, permiten generar energía eléctrica y productos asociados.¹
- *Red Nacional de Transmisión* (RNT) (elemento B). Es un sistema integrado por las redes eléctricas que se utilizan para transportar energía a las redes generales de distribución y a los usuarios que por las características de sus instalaciones lo requieran; a su vez, está integrado por las interconexiones a los sistemas eléctricos extranjeros que determine la Secretaría de Energía (Sener). En la

¹ Los productos asociados son potencia, certificados de energías limpias, derechos financieros de transmisión, servicios conexos y demanda controlable.

actualidad, cuenta con una extensión de más de 109 023 kilómetros con tensiones que oscilan entre los 69 y los 400 kW. A estas redes se les conoce como *de alta tensión*.

- *Redes Generales de Distribución (RGD)* (elemento C). Constan de las redes eléctricas que se utilizan para distribuir energía eléctrica al público en general. En el presente cuentan con una extensión de más de 870 291 kilómetros, con niveles de tensión que oscilan entre los 2.4 y los 69 kW para media tensión, así como niveles de tensión menores a los 2.4 kW para baja tensión.
- *Usuarios*. Pueden ser tanto usuarios calificados (elemento D) como usuarios de suministro básico (elemento E) (véase capítulo 1.5, pp. 141-142).
- *Suministradores* (elemento F). Es el comercializador titular de un permiso para ofrecer el suministro eléctrico en la modalidad de suministrador de servicios básicos, suministrador de servicios calificados o suministrador de último recurso.
- *Operador del mercado eléctrico mayorista* (elemento G) y *operador del SEN* (elemento H). Ambas actividades son competencia del Centro Nacional de Control de Energía (Cenace).

Figura 1. Esquema del Sistema Eléctrico Nacional



Fuente: Elaboración propia.

El SEN está conformado por cuatro sistemas eléctricos aislados, organizados en 10 regiones de control, cada una de ellas operada por un centro de control regional. Estos centros de control regional trabajan de forma coordinada con el Cenace, ubicado en la Ciudad de México.

El SEN, como se muestra en el mapa 1 (véase “Anexos”), está integrado por más de 700 centrales de generación eléctrica que representan una capacidad instalada de 89 479 MW (Sener 2021). La RNT está compuesta por líneas con niveles de tensión comprendidos entre 69 y 400 KV; en total, tiene una longitud de 109 023 km que se extienden por los casi dos millones de km² de México. Las RGD abarcan 11 000 circuitos de distribución, con una capacidad de transformación de 189 999 Mva; conforman 150 zonas de distribución y son gestionadas por las 16 divisiones de distribución de CFE Distribución (véase “Anexos”, mapa 1).

EVOLUCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (2000-2020)

El SEN ha tenido una significativa evolución en las dos últimas décadas. Como se puede observar en la figura 2, es posible distinguir dos grandes etapas: la primera –etapa del gas natural– desde principios de este siglo hasta 2015 y la segunda –etapa de inicio de las renovables– que va de 2000 a 2021.

En los primeros años de este siglo, el SEN tenía una capacidad de generación eléctrica instalada de 45 733 MW, de los cuales tres cuartas partes correspondían a las tres tecnologías mayoritarias, termoeléctricas (37.48%), hidroeléctricas (24.97%) y ciclo combinado (12.54%), con una participación menor de carboeléctricas, turbogás, nucleares y geotérmicas.

Durante la etapa del gas natural, el desarrollo del SEN se enfocó en la instalación de centrales de ciclo combinado, pasando de una capacidad instalada de 5 736 MW en 2000 a 24 043 MW en 2015, lo que hizo aumentar su participación en la matriz de generación de 20.74% a 50.13%. Además, en ese mismo periodo se retiraron de operación 4 428 MW de capacidad termoeléctrica, que fueron sustituidos en gran medida por nuevas unidades de carbón (2 268 MW), turbogás (1 890 MW)

y combustión interna (995 MW). En este periodo la instalación de tecnologías de generación renovable aún estaba en su fase incipiente; en 2015 sólo había instalados en México 2 992 MW de generación renovable –eólica, solar y Fideicomiso de Riesgo Compartido (Firco).

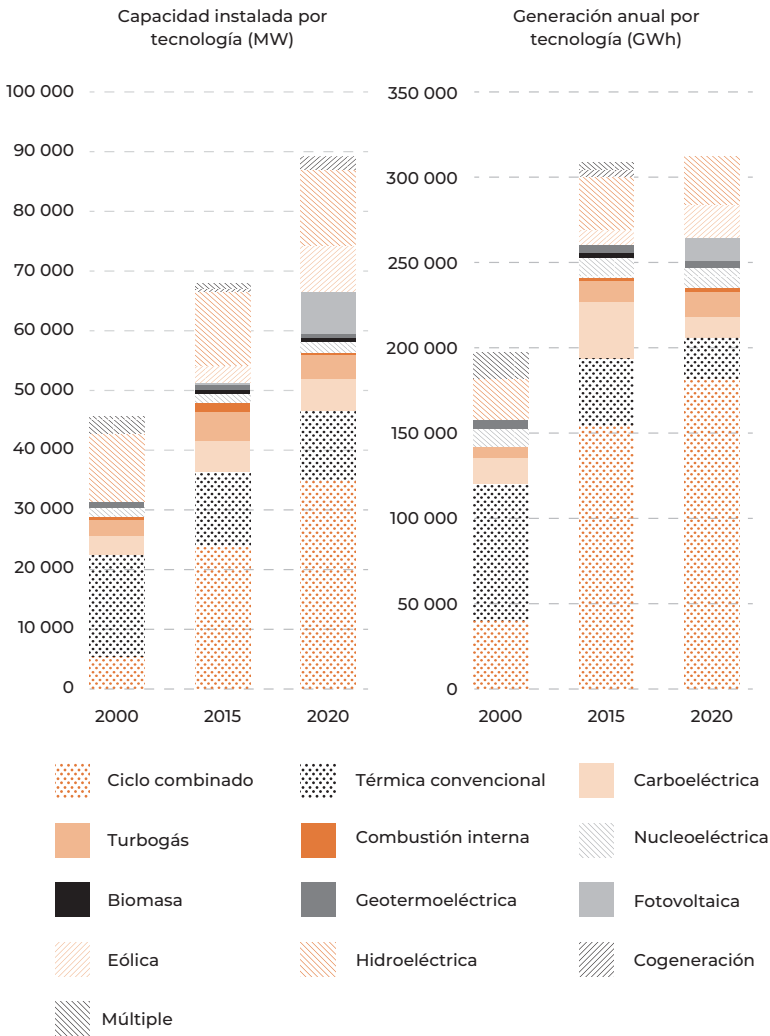
En la segunda etapa, inicio de las renovables, el desarrollo del SEN se repartió en similares proporciones entre ciclo combinado y renovables. La nueva capacidad instalada de ciclo combinado fue de 11 017 MW, mientras que la capacidad de la solar y la eólica combinadas fue de 11 725 MW, lo que marcó un punto de inflexión en la transición energética del SEN. Además, continuó el retiro de centrales termoeléctricas a las que se unieron plantas de turbogás y de combustión interna, saliendo de operación 2 454 MW de plantas térmicas.

Al inicio del siglo la matriz de generación estaba dominada por las centrales termoeléctricas con una participación de 40.53%, seguida por las centrales de ciclo combinado con un 20.74% y las hidroeléctricas con un 12.67%. La instalación de centrales de ciclo combinado de la primera etapa produjo cambios importantes en la matriz de generación de 2015: el ciclo combinado tomó la posición dominante con una participación de 50.13%, aumentando su generación de 40.9 TWh a 155.2 TWh; el retiro de centrales termoeléctricas, el aumento de carboeléctricas y la ligera ampliación de hidroeléctricas colocaron a estas tres tecnologías en el segundo escalón de participación en la matriz eléctrica, con un 12.67%, 10.85% y 9.98%, respectivamente.

Los cambios en la matriz de generación correspondientes a la segunda etapa son significativamente menores, en gran medida por tratarse de un periodo menor de tiempo, factor fundamental en un sector de largos plazos en el que el desarrollo de un proyecto de generación suele oscilar entre tres y ocho años. Pese a ello, el retiro de plantas termoeléctricas y la implementación de un despacho económico dieron lugar a una reducción importante en la participación de centrales termoeléctricas y carboeléctricas. Estas últimas vieron reducida su participación combinada de 23.53% a 11.50%, que fue cubierta por un

aumento en la participación del ciclo combinado (8.72%), energía solar fotovoltaica (4.33%) y energía eólica (3.48%).

Figura 2. Evolución de la capacidad y generación (2000-2020)



Fuente: Elaboración propia.

INFRAESTRUCTURA

CAPACIDAD DE GENERACIÓN

La capacidad instalada en México para 2020 fue de 88.8 GW,² de acuerdo con la base de datos de la Plataforma Nacional Energía, Ambiente y Sociedad (Planeas s.a.). Es importante destacar que no hay consenso en cuanto a la capacidad instalada entre las diferentes fuentes oficiales: el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (Prodesen) 2021-2035 informa que al 31 de diciembre de 2020 había instalados 83 121 MW; mientras que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) reporta 95 267 MW instalados y en operación para la misma fecha.³ Por ello, toda mención a la capacidad es relativa a la información evaluada y contrastada del proyecto Planeas.

Espacialmente, la distribución de capacidad es heterogénea a lo largo y ancho del país. Para su evaluación se toman como base las nueve regiones de control que conforman el SEN. La región oriental tiene la mayor capacidad instalada en México (21.2 GW), seguida por las regiones noroeste (19.7 GW) y occidental (14.5 GW) (véase “Anexos” figura 3).

Desde una perspectiva tecnológica, las centrales de ciclo combinado constituyen la mayor parte de la capacidad instalada en el país, con 35.3 GW (39.8%). Este tipo de tecnología predomina en cinco regiones: Baja California, noroeste, norte, noreste y peninsular. Las hidroeléctricas ocupan el segundo lugar, con un total de capacidad instalada

² Cifra de la base de datos del proyecto Planeas con información de Sener (2019; 2020a; 2020b); Cenace (2020); obtrenMX (s.a.); Asolmex (s.a.); Palacios Fonseca *et al.* (2017).

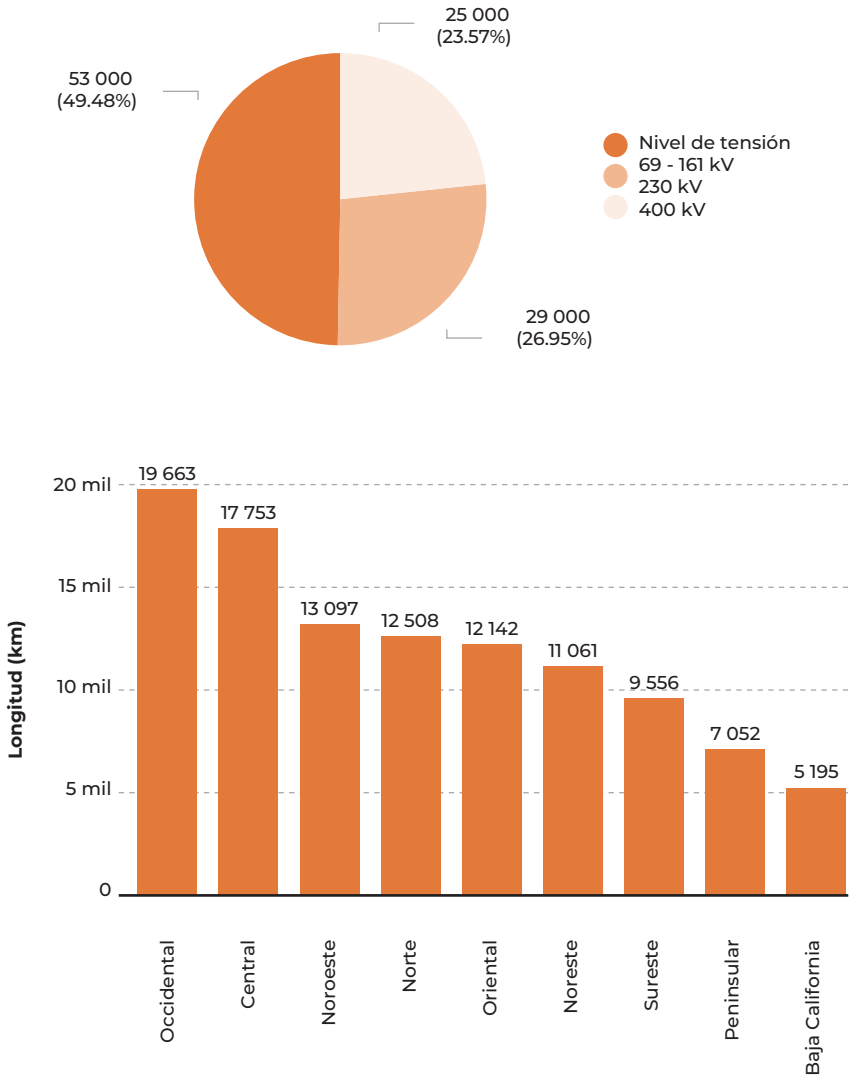
³ Solicitud de información a través de INAI, folio 1811100010921.

de 13.1 GW (14.8%), y conforman las fuentes más importantes de generación de energía en las regiones oriental y occidental. Las plantas de energía eólica y solar fotovoltaica son los principales recursos de energía renovable, con capacidades instaladas de 5.9 y 5.8 GW respectivamente (6.6% y 6.5%). En las regiones Baja California Sur y peninsular predominan las plantas de turbogás, las cuales integran parte de los 5.6 GW instalados a nivel nacional, y corresponden al 6.3%. En las regiones central y noreste sobresalen las carboeléctricas, que suman una capacidad instalada de 5.5 GW (6.2%). En Baja California Sur, las plantas de combustión interna tienen una mayor presencia, cuya capacidad instalada en todo el país es de 2.0 GW, con un porcentaje de 2.3%. En México hay sólo una planta nuclear (1.6 GW), ubicada en la región oriental, que constituye 1.8% de la capacidad instalada total en México. Las regiones noreste, occidental y oriental tienen la mayor cantidad de plantas generadoras de bioenergía, cuya capacidad instalada total es de 1.2 GW (1.4%). Por último, las plantas de energía geotérmica están presentes en las regiones de Baja California, Baja California Sur y occidental, cuya capacidad instalada suma 0.9 GW (1.0%).

RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN

La Red Nacional de Transmisión (RNT) es un sistema integrado por las redes eléctricas que transportan la energía y está constituida por líneas de transmisión en tres diferentes niveles de tensión. A finales de 2020 había un total de 109 023 km de líneas, de las cuales 53 610 km (49.1%) corresponden a tensiones: 1) de entre 69 y 161 kV; seguidas por 2) líneas de transmisión en 230 kV con un total de 29 491 km (27.1%), y, por último, 3) líneas de tensión en 400 kV con 25 922 km (23.8%), según se muestra en el mapa 2 (véase “Anexos”) y la figura 4.

Figura 4. Longitud de las líneas de transmisión por región de control (km) y porcentaje por nivel de tensión de la RNT



Fuente: Elaboración propia con información de Sener (2019).

REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN

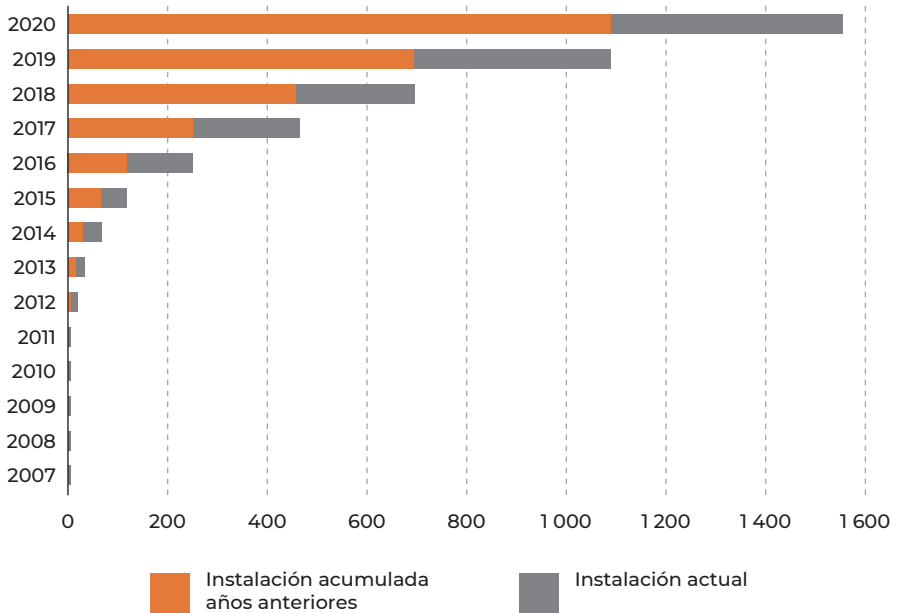
Las Redes Generales de Distribución (RGD) constituyen la parte de la red eléctrica encargada de llevar la energía al consumidor final. Están integradas por redes en media tensión, con suministro eléctrico de entre 1 y 69 kV y redes de baja tensión, con suministro eléctrico menor o igual a 1 kV. Al 31 de diciembre de 2020, México disponía de una capacidad de transformación de 189 999 Mva, de los cuales 114 807 Mva pertenecen a bancos de transformación que conectan la RNT con las RGD, y 75 192 Mva a bancos de transformación de las RGD. En la figura 5 (véase “Anexos”) se muestra un ejemplo ilustrativo de cómo se conforman el mallado y la interconexión de las RGD entre sí y con la Red Nacional de Transmisión.

CAPACIDAD DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La generación distribuida (GD) es el mecanismo que permite que un usuario se convierta en generador a pequeña escala, bajo la figura de generador exento, con menos requerimientos técnicos y operativos que un generador a gran escala (véase capítulo 3.5). En la actualidad, los únicos requisitos técnicos que se deben cumplir para el desarrollo de un proyecto de GD son 1) que la capacidad del proyecto sea menor a 500 kW (Resolución 142, 2017) y menor a la demanda de los centros de carga del circuito de distribución al que se va a conectar, y 2) que la generación del proyecto deba reducir o no afectar la carga de cada elemento del circuito.

Como se observa en la figura 6, a finales de 2020 la capacidad instalada de GD alcanzó los 1 551.09 MW, con el mayor crecimiento interanual de 467.7 MW. Asimismo, durante 2020 se realizaron 65 159 contratos de interconexión –la modalidad administrativa por la que se conecta un proyecto de generación distribuida–, siendo ésta la mayor cantidad en un solo año, con lo cual se alcanzó el total de 211 098 de contratos en operación.

Figura 6. Capacidad instalada de generación distribuida (MW)



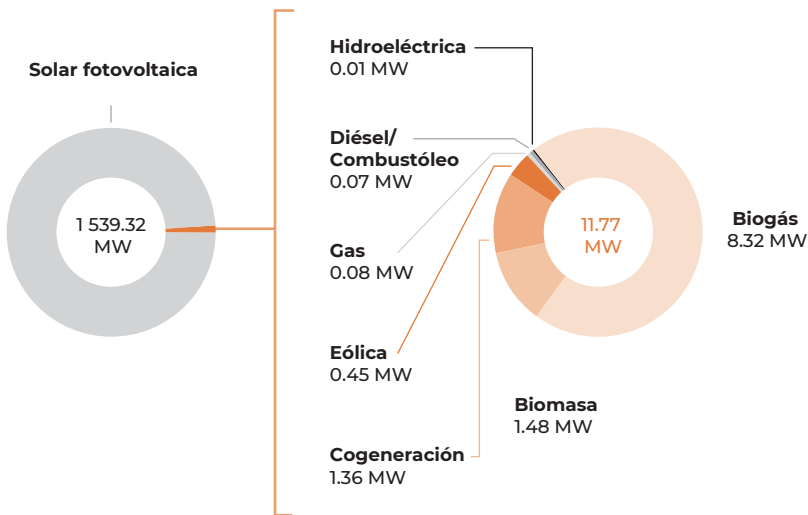
Fuente: Elaboración propia.

Los proyectos de GD Capacidad Instalada de Generación Distribuida (en MW) pueden participar en cuatro diferentes modalidades: 1) contratos de interconexión de pequeña y mediana escala (CIPYME); 2) medición neta; 3) facturación neta, y 4) venta total. Los CIPYME son los desarrollados antes de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), entre 2007 y 2016, en conformidad con la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) (véase capítulo 1.5); esta modalidad representa 247.59 MW, correspondientes a 29 556 contratos. Las modalidades de medición neta, facturación neta y venta total son las que se hallan en vigor para el desarrollo de GD de acuerdo con la LIE. Estas últimas modalidades difieren en dos aspectos: el primero depende de si en el centro de carga hay consumo –medición neta y facturación neta– o si es un nuevo

centro de carga sólo para generación –venta total–; el segundo aspecto se refiere al mecanismo de pago de la energía generada por el consumidor, si se resta del consumo del usuario la energía generada, y el usuario paga la diferencia a precio de tarifa –medición neta–, o si se vende la energía generada a un precio regulado, se compra la energía consumida a tarifa y se abona el diferencial –facturación neta.

Dentro de las tecnologías empleadas en proyectos GD, la generación distribuida fotovoltaica (GDFV) es la tecnología dominante, con 99.24% de la capacidad de GD instalada –equivalente a 1 539.32 MW (figura 7)– correspondiente a 210 907 contratos. Esto se debe a varios factores, principalmente al urbanismo extensivo, que genera un gran número de azoteas disponibles, el alto nivel de radiación solar disponible en todas las zonas del país, la modularidad y la sencillez –en comparación con otras tecnologías– de instalación de estos proyectos y por último la reducción de costos de los sistemas solares fotovoltaicos.

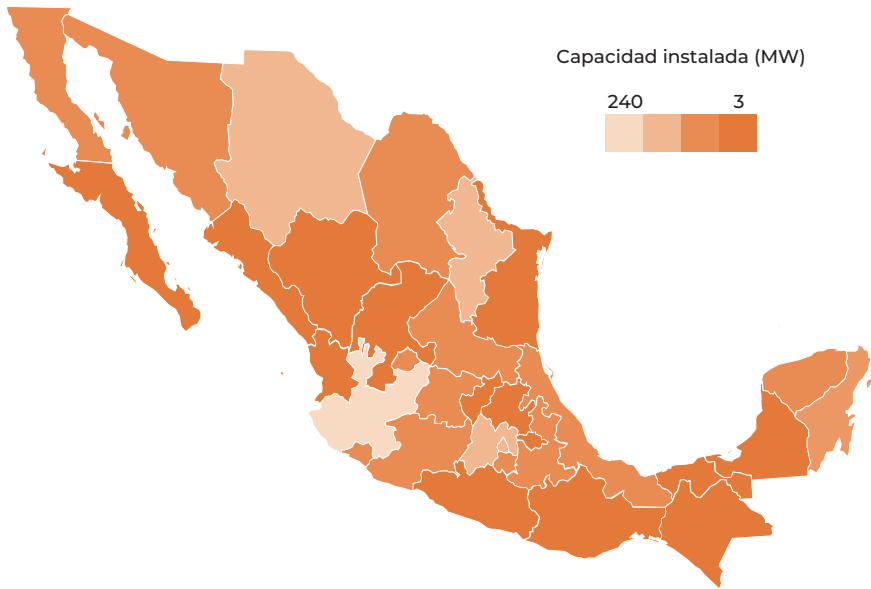
Figura 7. Distribución de capacidad de generación distribuida por tecnología



Fuente: Elaboración propia.

La distribución estatal de la GD es heterogénea, como se observa en el mapa 3. Seis estados suman 51.2% de la capacidad instalada de GD: Jalisco, Guanajuato, Chihuahua, Ciudad de México, Estado de México y Nuevo León. Entre ellos, destaca Jalisco, que representa 15.5% de la capacidad instalada de GD nacional con 240 MW. En contraste, Tlaxcala, Campeche y Chiapas no alcanzan los 10 MW instalados.

Mapa 3. Capacidad de generación distribuida por estado (MW)



Fuente: Elaboración propia.

Por último, es importante mencionar que el tamaño de los proyectos de GD es dispar a lo largo y ancho del país. Por un lado, hay estados con un alto desarrollo de GD –de entre 10 y 15 kV por interconexión– en los sectores industrial y de servicios; éste es el caso de Baja California Sur,

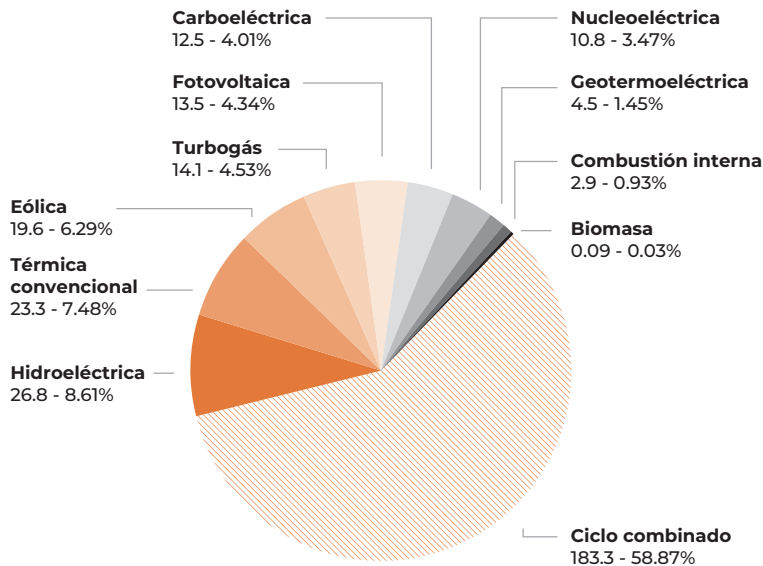
Sinaloa, Estado de México o Tlaxcala. Por otro lado, estados como Colima, Baja California, Querétaro y Jalisco presentan un mayor desarrollo en el sector residencial con proyectos de menor tamaño, los cuales son en promedio menores a los 6 kilovatios.

DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

GENERACIÓN

La generación eléctrica total en México para 2018 fue de 310.4 TWh, mientras que para 2019 se generaron 317.5 TWh y, para 2020, 311.4 teravatio por hora.

Figura 8. Generación por tecnología en 2020 (TWh y porcentaje)



Fuente: Elaboración propia con información del Sistema de Información del Mercado (SIM) del Cenace (2020).

Para 2020 (figura 8), las plantas de ciclo combinado ocuparon el primer lugar en generación eléctrica con 58.87% de la generación total. El segundo y tercer lugares fueron respectivamente fuentes hidráulicas (8.61%) y térmicas (7.48%). En 2020 destaca la generación de las fuentes eólica y fotovoltaica (6.29% y 4.34%, respectivamente). Por el contrario, las tecnologías que menos aportaron fueron la combustión interna (0.93%) y la biomasa (0.03%). Desde el punto de vista del uso de energéticos primarios para el funcionamiento de las plantas, se encontró que, en 2020, 72% de la generación eléctrica utilizó gas natural, combustóleo, diésel y/o carbón.

PÉRDIDAS EN LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN

Alrededor de 3% de la energía eléctrica inyectada en la RNT se pierde en la transmisión. En 2020 se perdieron 8.5 TWh del total de 311.5 TWh, lo que representa 2.8 por ciento.

PÉRDIDAS EN LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN

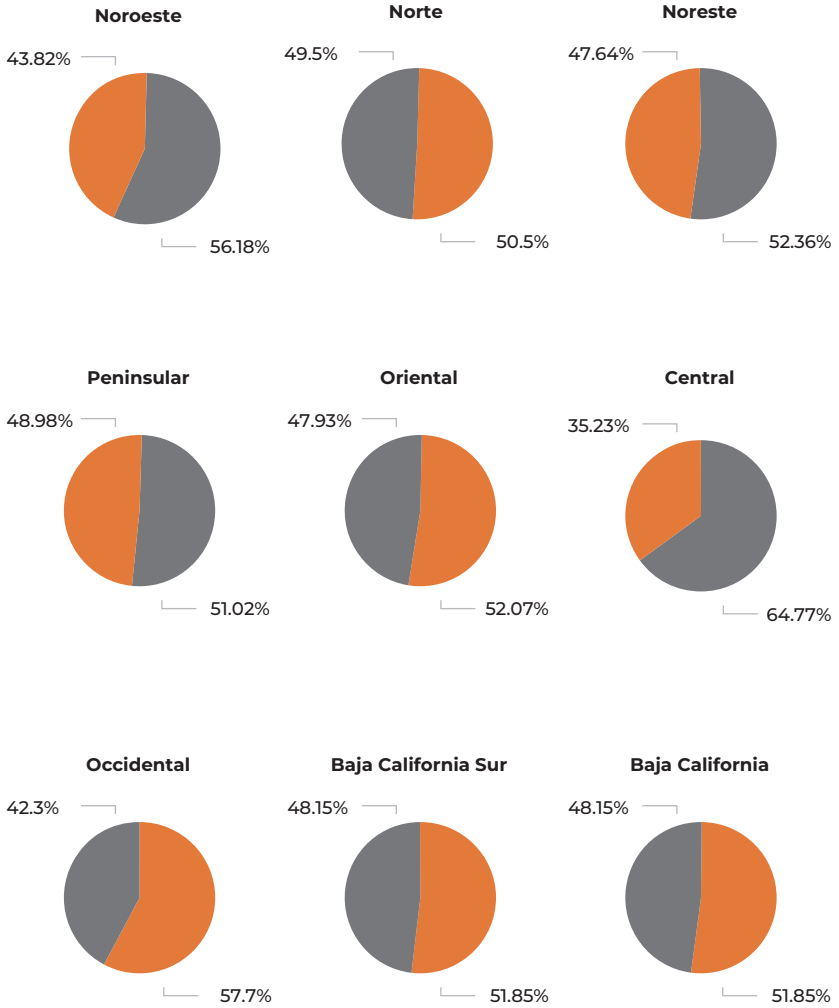
Para 2020 se perdieron 28.3 TWh en las RGD. La mayor parte de las pérdidas tuvo lugar en la región central con 7.4 TWh, lo que representa cerca de 2.4% de la generación total, y de ellos 4.80 TWh fueron pérdidas no técnicas, mientras que 2.61 TWh fueron pérdidas técnicas (mapa 4).⁴ La región occidental presentó pérdidas de 5.6 TWh, 1.8% de la generación total, de las cuales 2.38 TWh fueron pérdidas no técnicas, mientras que 3.25 TWh fueron técnicas. La región oriental presentó pérdidas de 5.4 TWh, 1.7% de la generación total, de las cuales 2.59 TWh fueron

⁴ Las pérdidas no técnicas de energía se deben a usos ilícitos o errores de medición o de facturación. Las pérdidas técnicas representan la energía que se disipa en forma de calor en los procesos de transmisión, transformación y distribución.

pérdidas no técnicas, mientras que 2.81 TWh fueron pérdidas técnicas. La región noreste, 3.6 TWh, 1.1% de la generación total, de los cuales 1.87 TWh fueron pérdidas no técnicas, mientras que 1.70 TWh fueron pérdidas técnicas. La región norte perdió 2.3 TWh, 0.7% de la generación total, de los cuales 1.14 TWh fueron pérdidas no técnicas, mientras que 1.16 TWh fueron pérdidas técnicas. La región noroeste perdió 1.8 TWh, 0.6% de la generación total, de los cuales 1 TWh son pérdidas no técnicas, mientras que 0.78 TWh son pérdidas técnicas. La región peninsular perdió 1.1 TWh, 0.4% de la generación total, de los cuales 0.56 TWh fueron pérdidas no técnicas, mientras que 0.54 TWh fueron pérdidas técnicas. Baja California perdió 1.1 TWh, 0.3% de la generación total, de los cuales 0.55 TWh fueron pérdidas no técnicas, mientras que 0.5 TWh fueron técnicas (mapa 4).

Mapa 4. Pérdidas técnicas y no técnicas en las Redes Generales de Distribución, por región de control (2020)





Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Sistema de Información del Mercado (SIM) del Cenace (2020).

CONFIABILIDAD Y ESTADOS OPERATIVOS
DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Para asegurar la confiabilidad del SEN se busca que, ante la coyuntura de la contingencia sencilla más severa, el SEN no sufra problemas técnicos⁵ y pueda mantener la operación del sistema y cubrir la demanda eléctrica. Es decir, el objetivo es que el SEN sea estable en la condición operativa posterior a cualquier contingencia.

La legislación define cuatro estados operativos –condiciones de operación– del SEN para establecer las acciones y responsabilidades de cada uno de los integrantes del sector eléctrico con el fin de mantener o recuperar la estabilidad del sistema. Los estados operativos evalúan de manera independiente a cada una de las 10 regiones de control que conforman el SEN, excepto por los corredores de transmisión que interconectan dos regiones, en cuyo caso el suceso afecta a ambas regiones de control.

En el *estado operativo normal* todas las variables del SEN se hallan dentro de los límites operativos y se cuenta con capacidad de transmisión y reservas para mantener la estabilidad del SEN ante la contingencia sencilla más severa. En este estado la banda de frecuencia debe mantenerse entre 59.8 y 60.2 Hz, y la tensión en las barras de las subestaciones entre un 105% de la tensión máxima de operación y un 95% de la tensión mínima de operación; son excepcionales los sistemas de entre 13.8 y 34.5 kV de tensión nominal, en los cuales se permite una caída de tensión de 7% de la tensión mínima de operación.

El *estado operativo de alerta* mantiene todas las variables del SEN dentro de sus límites operativos, pero en caso de presentarse una contingencia no es seguro que el SEN pueda permanecer estable. En estado operativo de alerta, el Cenace puede poner en acción esquemas de control suplementario para reconducir el SEN al estado operativo normal; si tales esquemas

⁵ Estabilidad angular, estabilidad de voltaje, estabilidad de frecuencia u operación del equipo fuera de sus límites de diseño, que ocasionen la pérdida en cascada de elementos y con ello el colapso de una parte del sistema o la formación descontrolada de islas eléctricas.

no son suficientes, puede pasar al estado operativo de emergencia, el cual permite un mayor conjunto de acciones correctivas.

En *estado operativo de emergencia* la ocurrencia de una contingencia sencilla más severa conduciría al SEN a una condición de inestabilidad, y la operación requeriría de la ejecución de acciones remediales, incluida la desconexión de carga.

En *estado operativo restaurativo* las islas eléctricas que permanezcan activas suministrarán una parte de la demanda total con el equipo operando dentro de sus límites de diseño. En este estado, todos los esfuerzos de control deben estar enfocados en integrar nuevamente el SEN y suministrar la demanda total en el menor tiempo posible siguiendo lo establecido en el procedimiento de restablecimiento, que es parte de las disposiciones operativas de este código de red.

Al producirse cada cambio de estado operativo en una región, el Cenace publica una notificación en el Sistema de Información del Mercado (SIM) dirigida a todos los integrantes de la industria eléctrica. Desde la publicación abierta de esta información hasta el 20 de noviembre de 2021, el Cenace ha reportado 11 212 estados operativos de alerta o emergencia en las nueve áreas de control operativo en las que se divide el SEN.⁶

DISCUSIÓN Y CONCLUSIÓN

El mayor riesgo para la seguridad energética es la alta dependencia de la importación de gas natural de Estados Unidos (véase capítulo 1.4, p. 110), lo cual pone de relieve la necesidad de desarrollar tecnologías de generación no dependientes de la importación de combustibles. Además, hay regiones que presentan riesgos importantes de desabasto o sobrecarga de las capacidades de generación y transmisión.

⁶ Hasta el 20 de septiembre de 2021, las incidencias 351, 374, 1195, 1931 y 3667 –aunque reportan un cambio operativo a normal– se consideran errores de transcripción, pero de acuerdo con la descripción del suceso se consideran estados operativos de alerta.

En Baja California Sur, incluyendo Mulegé, se prevé un incremento marginal de la capacidad de generación a pesar de que la suya es una zona que al día de hoy dispone, como otras más, de márgenes de reserva escasos, lo que obliga a introducir plantas de elevados costos –como lo reflejan los precios marginales locales (PML)– e, incluso, a operar el sistema en estado de alerta, reduciendo los márgenes de reserva del sistema por debajo de los mínimos recomendados.

Desde 2010, la región de Yucatán ha experimentado una baja disponibilidad en el suministro de gas natural, la cual reduce en promedio un tercio de la capacidad disponible. Esta situación, junto con un constante crecimiento de la demanda –el mayor del país–, reduce cada vez más los márgenes de reserva en la región y congestiona hasta por encima de los límites operativos el corredor de transmisión que suministra la región.

En la actualidad la RNT y las RGD reportan un alto porcentaje en pérdidas técnicas y no técnicas –11.6% del total de la generación en 2020–, originadas en parte por la transferencia de energía a grandes distancias, pues las regiones que generan más energía eléctrica –noreste y oriental– no coinciden con las regiones de mayor demanda –occidental y central– (véase capítulo 1.9).

REFERENCIAS

- Asociación Mexicana de Energía Solar (Asolmex) (s.a.). Centrales solares. *Asolmex*.
<https://www.asolmex.org/centrales-solares/>
- Cartocrítica. *Líneas eléctricas 2010*. Recuperado el 10 de febrero de 2021. <https://cartocritica.org.mx/>
- Centro Nacional de Control de Energía (Cenace) (2020). *Catálogo NodosP Sistema Eléctrico Nacional (v2020-03-20)*. <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/NodosP.aspx>
- Geocomunes (2020). *Líneas de transmisión en proyecto México*. Recuperado el 10 de febrero de 2021. http://132.248.14.102/layers/CapaBase:lt_proyecto1

- Observatorio de Transición Energética de México (ObtrenMX) (s.a.). *Observatorio de Transición Energética de México*. <https://obtrenmx.org/>
- Palacios Fonseca, A., N. Peña García, E. Cervantes Carretero, A. Güitrón de los Reyes y M. López Pérez (2017). *Bases para un Centro Mexicano en Innovación de Energía Hidroeléctrica, CEMIE-Hidro. 1era parte: infraestructura hidráulica actual*. México: Instituto Mexicano de Tecnología del Agua (IMTA). <https://www.imta.gob.mx/biblioteca/libros/Potencial-Hidroelectrico-Mexico-1era-Parte.pdf>
- Plataforma Nacional Energía Ambiente y Sociedad (Planeas) (s.a.). *Plataforma Nacional Energía, Ambiente y Sociedad*. <https://energia.conacyt.mx/planeas/>
- Resolución 142 de 2017, de la Comisión Reguladora de Energía por la que expide las disposiciones administrativas de carácter general, los modelos de contrato, la metodología de cálculo de contraprestación y las especificaciones técnicas generales, aplicables a las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida. *Diario Oficial de la Federación*. 7 de marzo de 2017. https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5474790&fecha=07/03/2017
- Secretaría de Energía (Sener) (2019). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (Prodesen) 2019-2033*. <https://www.gob.mx/sener/articulos/prodesen-2019-2033-221654>
- _____ (2020a). *Inventario Nacional de Energías Limpias (INEL)*. 2018. <https://dgel.energia.gob.mx/inel/>
- _____ (2020b). *Prodesen 2020-2034*. <https://www.gob.mx/sener/articulos/prodesen-2020-2034>
- _____ (2021). *Prodesen 2021-2035*. <https://www.gob.mx/cenace/documentos/programa-para-el-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-276178>
- _____ (s.a.). *Atlas nacional de zonas con alto potencial de energías limpias (Azcl)*. <https://dgel.energia.gob.mx/azcl/mapa.html>

1.7 El consumo eléctrico del Sistema Eléctrico Nacional por sector

Diana Xóchitl Canales Licona

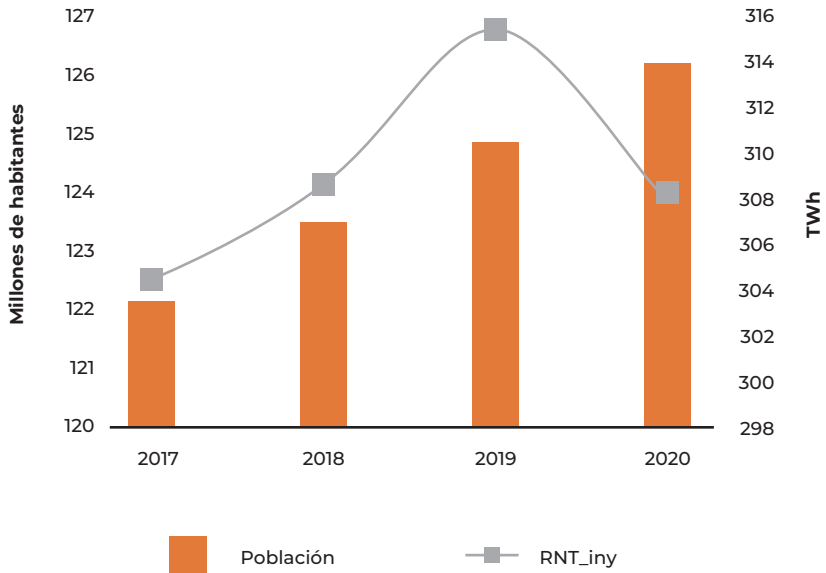
INTRODUCCIÓN

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es uno de los mayores sistemas eléctricos del mundo. Brinda servicio sobre casi dos millones de kilómetros cuadrados a una población de más de 120 millones de habitantes. Esto representa una demanda que supera los 300 TWh al año, *i.e.*, un promedio anual de 2.47 MWh por habitante.

Esta demanda crece, en general, cada año con el aumento de la población. En la figura 1 se muestra la energía eléctrica inyectada al SEN (gráfica de líneas) y la población (gráfica de barras).¹ Como puede observarse, el año 2020 fue una excepción, ya que la demanda se redujo como consecuencia de los cambios en los patrones de consumo derivados de las medidas de mitigación implementadas contra el Covid-19.

¹ Datos del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (Inegi) de 2018 y 2020 (<https://inegi.org.mx>); los correspondientes a 2017 y 2019 se estimaron bajo el supuesto de que su tasa de variación es igual a la variación media sobre los datos de 2018 y 2020.

Figura 1. La población anual de México y la energía eléctrica inyectada al Sistema Eléctrico Nacional (2017-2020)



Nota: Los censos poblacionales de 2018 y 2020 son estimaciones del Coneval, mientras que los de 2017 y 2019 son estimaciones propias bajo el supuesto de que su tasa de variación es igual a la variación media sobre los datos de 2018 y 2020.

Fuente: Elaboración propia con estimados del Coneval (2019) y con datos del Observatorio de Transición Energética de México (<https://obtrenmx.org>) y el Centro Nacional de Control de Energía (Cenace 2020).

El control operativo del SEN es ejercido por el Estado a través del Centro Nacional de Control de Energía (Cenace), de conformidad con lo que establece la Ley de la Industria Eléctrica (LIE). En este sentido, el Cenace tiene la facultad de determinar los actos necesarios para mantener la seguridad de despacho, confiabilidad, calidad y continuidad del Sistema Eléctrico Nacional.

En general, el SEN comprende todos los elementos necesarios para la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica (véase capítulo 1.6). Está integrado por:

EL CONSUMO ELÉCTRICO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL POR SECTOR

- Red Nacional de Transmisión (RNT) (véase capítulo 1.6).
- Red General de Distribución (RGD) (véase capítulo 1.6).
- Centrales eléctricas: entregan energía eléctrica a la RNT o a las RGD.
- Equipos e instalaciones del Cenace: utilizados para llevar a cabo el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional.
- Los demás elementos que determine la Secretaría de Energía.

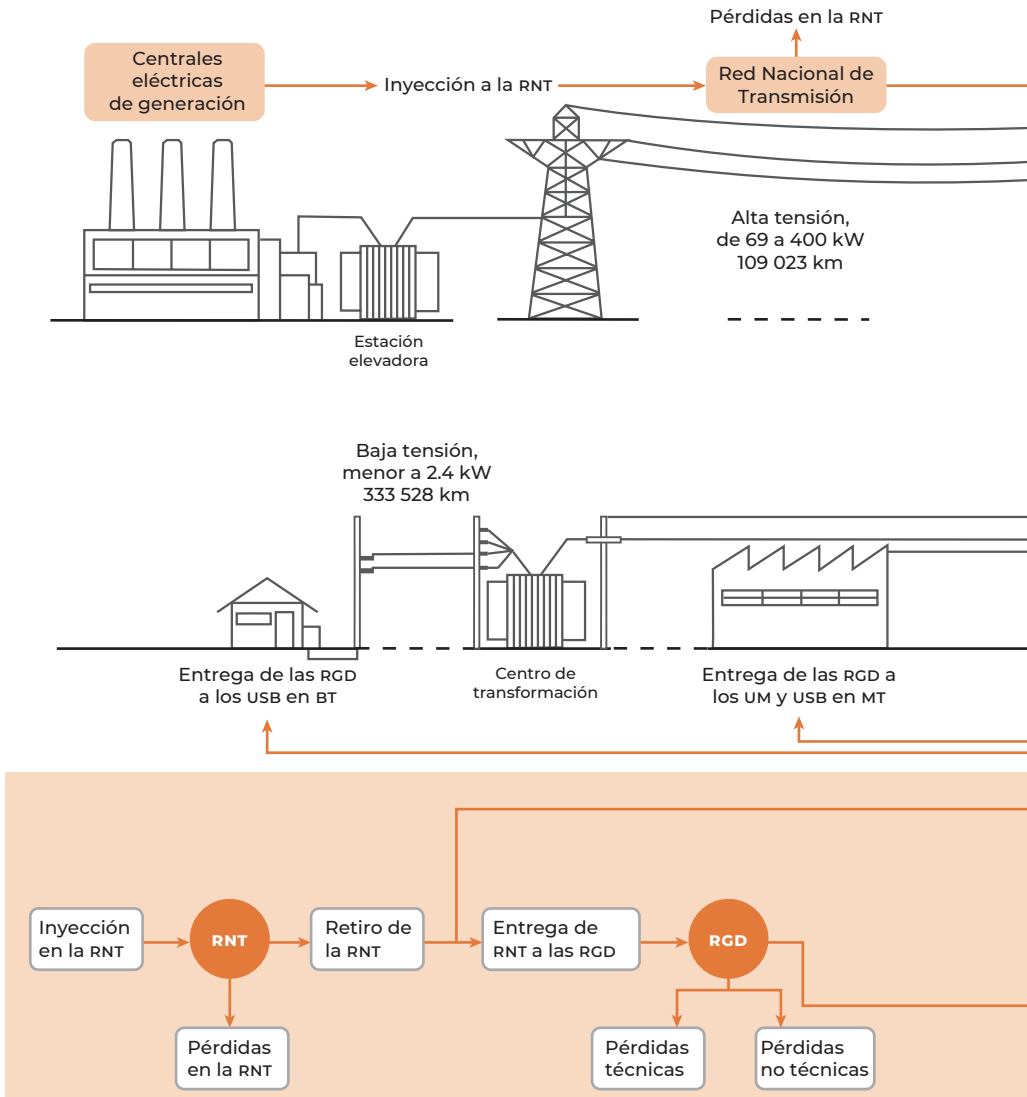
Tabla 1. Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional

NIVEL DE TENSIÓN	LONGITUD (km) 2018	LONGITUD (km) 2019	TCA 2018-2019 (%)	LONGITUD (km) 2020	TCA 2019-2020 (%)
TRANSMISIÓN 161 A 400 kV	55 089	55 865	1.40%	55 860	0.10%
400 kV	25 455	25 921	1.80%	25 922	0.00%
230 kV	29 115	29 425	1.10%	29 419	0.20%
161 kV	519	519	0.00%	519	0.00%
TRANSMISIÓN 69 A 138 kV	52 930	53 044	0.20%	53 091	0.10%
138 kV	1 779	1 779	0.00%	1 779	0.00%
115 kV	48 013	48 127	0.20%	48 174	0.10%
85 kV	795	795	0.00%	795	0.00%
69 kV	2 343	2 343	0.00%	2 343	0.00%
TOTAL	108 019	108 909	0.80%	108 951	0.10%
INFRAESTRUCTURA DE DISTRIBUCIÓN					2020
Cantidad de Circuito Media Tensión					11 645
Longitud de líneas de media tensión en distribución (km) 2.4 a 34 kV					536 763
Longitud de líneas de baja tensión en distribución (km) menor a 2.4 kV					333 528
Capacidad instalada en redes de distribución (Mva)					56 721
Transformación en redes de distribución de media a baja tensión					1 531 691

Nota: La parte superior hace referencia a la RNT; en la parte inferior se presenta información sobre la RGD; las siglas TCA corresponden a la tasa de crecimiento anual.

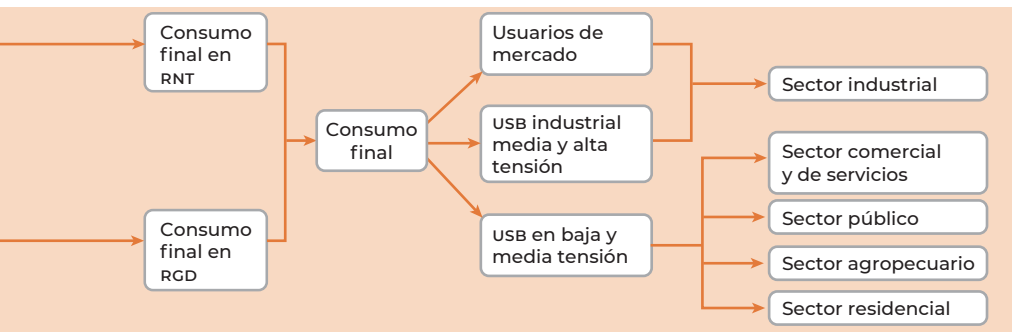
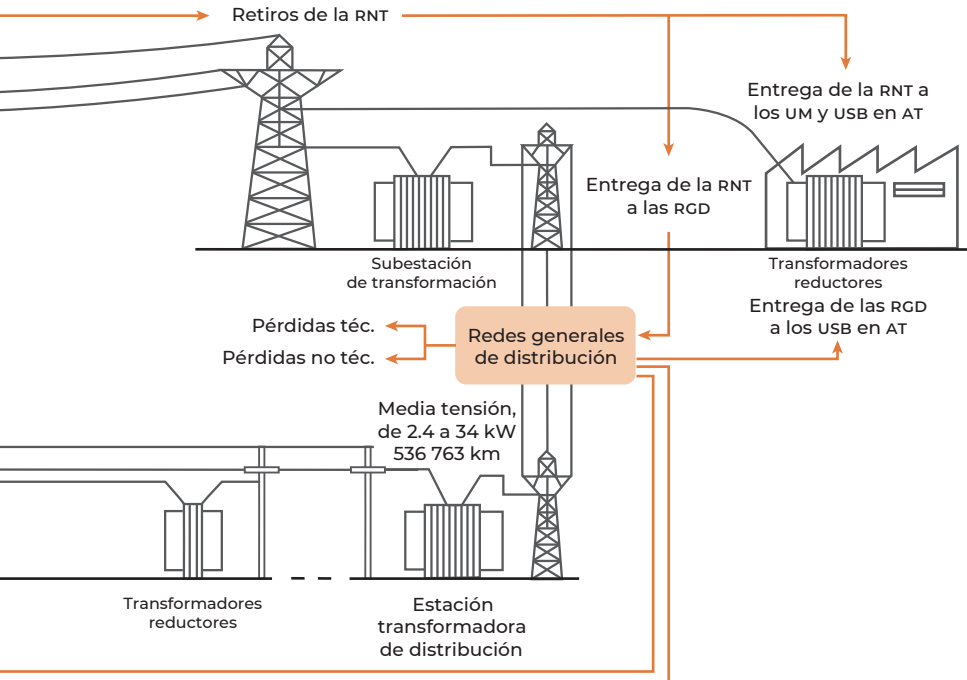
Fuente: Secretaría de Energía (Sener 2021), con información del Cenace (<https://www.cenace.gob.mx>) y de la CFE (<https://www.cfe.mx/Pages/default.aspx>).

Figura 2. Esquemas simplificados de los principales componentes y flujos del Sistema Eléctrico Nacional



Fuente: Elaboración propia con datos de la Sener (2021), Obtrenmx (<https://obtrenmx.org>), Cenace (2020), CFE (<https://www.cfe.mx/Pages/default.aspx>) y CRE (<https://www.gob.mx/cre>).

EL CONSUMO ELÉCTRICO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL POR SECTOR



FLUJO DEL CONSUMO ELÉCTRICO

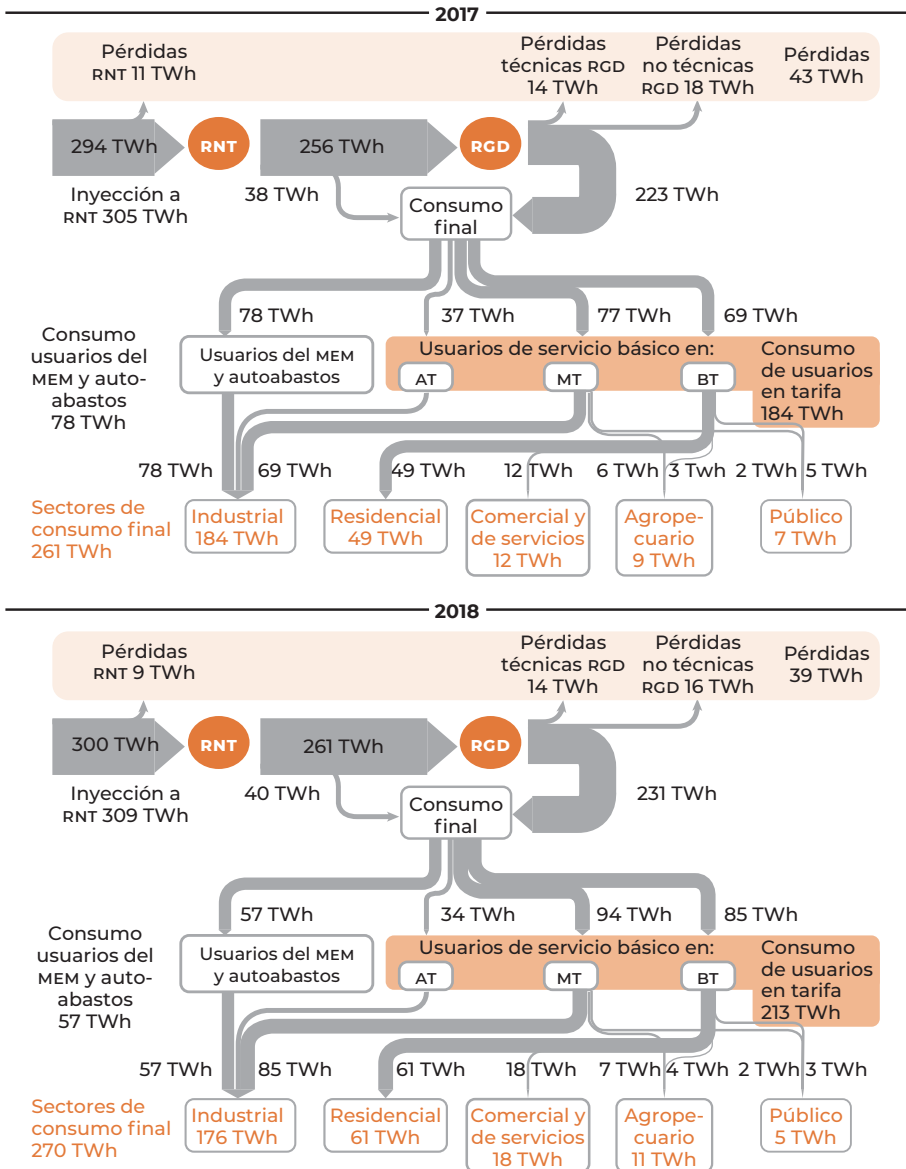
El flujo de la energía eléctrica en el SEN (figura 2) comienza con las centrales eléctricas, las cuales, una vez generada la energía eléctrica, se encargan de inyectarla al sistema de redes de la RNT. En la transmisión, parte de esta energía se disipa en forma de calor y genera pérdidas técnicas. La energía restante se retira de la RNT y puede entregarse a las RGD o emplearse directamente para consumo final.

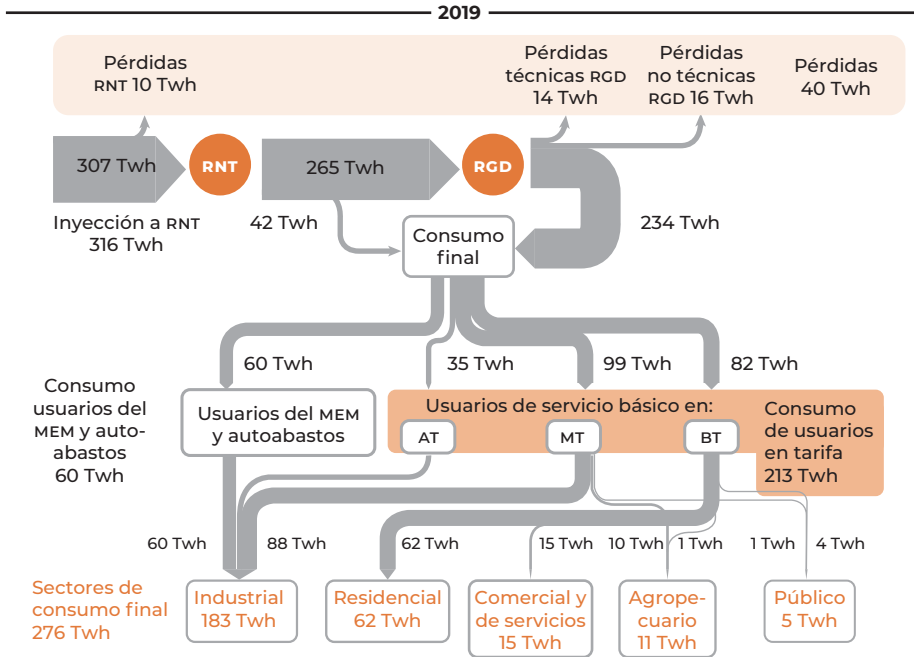
El consumo final en la RNT se realiza mediante el suministro al sector industrial a través de dos modalidades: 1) como usuarios del servicio tarifario, y 2) como usuarios participantes del mercado. Estos últimos no están sujetos a tarifas y, en general, corresponden a los usuarios del servicio calificado y a los autoabastos legados (véase capítulo 1.5, pp. 139-142).

La energía eléctrica que es entregada de la RNT a las RGD presenta dos tipos de pérdidas: 1) las técnicas, inherentes a la transmisión, y 2) las no técnicas, como el robo de la energía eléctrica. El resto se destina al consumo final. El consumo final en las RGD suministra a los cinco sectores del consumo eléctrico: industrial, residencial, comercial y de servicios, agropecuario y público. En particular, los sectores industrial, comercial y de servicios se suministran también a través de las dos modalidades antes mencionadas, es decir, usuarios del servicio tarifario y usuarios participantes del mercado. El resto de los sectores recibe el suministro únicamente bajo la forma de usuarios del servicio tarifario.

Este flujo de la energía eléctrica que tiene lugar en el SEN –desde su inyección a la RNT hasta su consumo final por los sectores del consumo eléctrico– correspondiente al periodo de 2017 a 2019 se presenta en la figura 3; el de 2020 aparece en la figura 4.

Figura 3. Diagramas del flujo eléctrico en el Sistema Eléctrico Nacional, desde la RNT y la RGD hasta los sectores de consumo final (2017-2019)

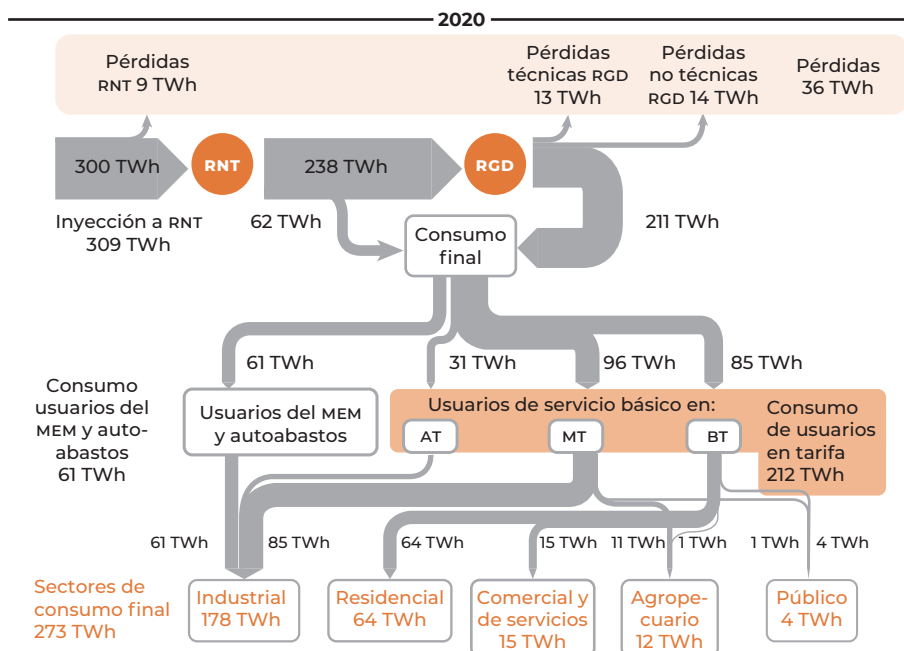




Fuente: Elaboración propia con datos del Observatorio de Transición Energética de México (<https://obtrenmx.org>), Centro Nacional de Control de Energía (Cenace 2020), Comisión Federal de Electricidad (<https://www.cfe.mx/Pages/default.aspx>) y Comisión Reguladora de Energía (<https://www.gob.mx/cre>).

La energía eléctrica generada e inyectada a las redes de la RNT sostiene en general una tasa de crecimiento anual (figura 1). De 2017 a 2018 dicha tasa fue de 1.48%, mientras que de 2018 a 2019 ascendió a 2.31%. Sin embargo, en 2020 sufrió una caída de 2.38% como consecuencia de la variación de los patrones de consumo eléctrico derivado de las medidas de mitigación contra el Covid-19, como el confinamiento y el paro de las actividades no esenciales (figura 4).

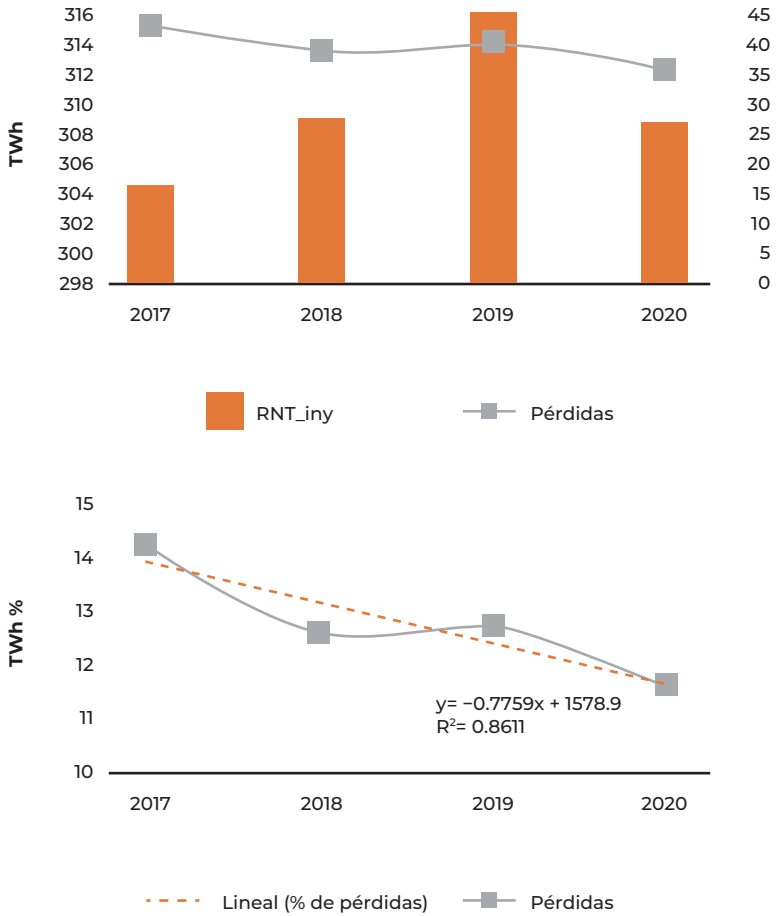
Figura 4. Diagrama de Sankey del flujo eléctrico en el Sistema Eléctrico Nacional para 2020, desde la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución hasta los sectores de consumo final



Fuente: Elaboración propia con datos del Observatorio de Transición Energética de México (<https://obtrenmx.org>), Centro Nacional de Control de Energía (Cenace 2020), Comisión Federal de Electricidad (<https://www.cfe.mx/Pages/default.aspx>) y Comisión Reguladora de Energía (<https://www.gob.mx/cre>).

Para suministrar esta energía eléctrica a los consumidores, la energía es transmitida a través de los sistemas de redes de la RNT y las RGD, donde por cuestiones técnicas y no técnicas ocurren pérdidas. En promedio se pierde uno de cada 8 TWh generados al año y, en general, el porcentaje de pérdidas anuales ha mantenido una tendencia decreciente en los últimos años (figura 5); esto sugiere eficiencia en la operación y gestión de las pérdidas no técnicas.

Figura 5. Gráficas de la energía eléctrica inyectada y sus pérdidas totales (2017-2020)



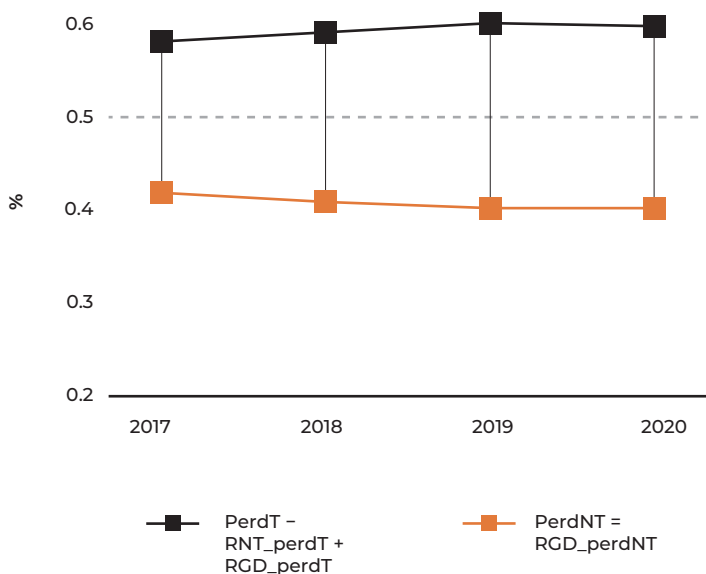
Nota: La gráfica de barras representa la energía eléctrica inyectada a la RNT, mientras que la gráfica de líneas representa la pérdida total; la gráfica de líneas representa el porcentaje de pérdidas total y su regresión lineal.

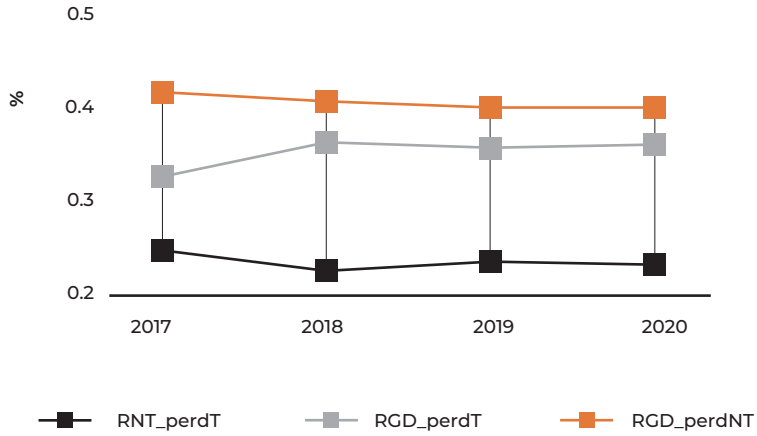
Fuente: Elaboración propia con datos del Observatorio de Transición Energética de México (<https://obtrenmx.org>) y Centro Nacional de Control de Energía (Cenace 2020).

Esta mejoría en la gestión de las pérdidas también se puede observar comparando los años 2020 y 2018, donde si bien la inyección varía en un 0.1%, las pérdidas se distinguieron en casi un 8% a favor de 2020.

Como se ha mencionado, las pérdidas totales están compuestas tanto de pérdidas técnicas como no técnicas. Las pérdidas técnicas, inherentes a la transmisión, ocurren tanto en la RNT como en las RGD, mientras que las pérdidas no técnicas ocurren sólo en las RGD. La proporción de las pérdidas técnicas y no técnicas para el periodo 2017-2020 se puede visualizar en la figura 6. En general, alrededor de 60% de las pérdidas fueron técnicas (24% de la RNT y 36% de las RGD), mientras que 40% fueron no técnicas. Después de las pérdidas, la energía restante se entrega para consumo final al usuario.

Figura 6. Relación de pérdidas técnicas y no técnicas (2017-2020)





Nota: Se muestra arriba la proporción de pérdidas técnicas y no técnicas totales; abajo, las pérdidas tanto en la RNT como en la Red General de Distribución.

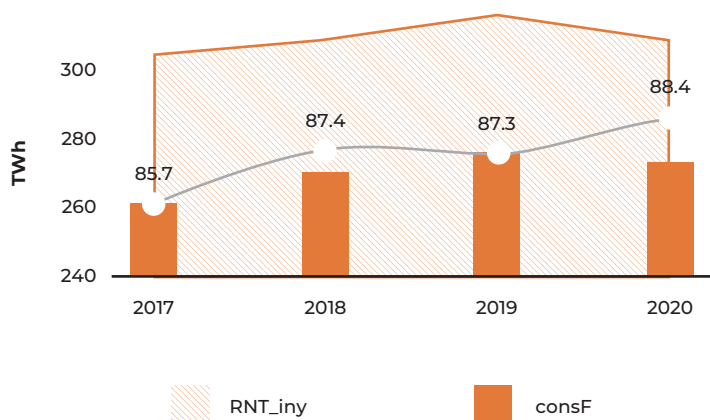
Fuente: Elaboración propia con datos del Observatorio de Transición Energética de México (<https://obtrenmx.org>) y Centro Nacional de Control de Energía (Cenace 2020).

A manera de resumen, en la figura 7 se representan la energía eléctrica inyectada (gráfica de áreas), la energía eléctrica después de pérdidas destinada al consumo final (gráfica de barras) y su tasa de crecimiento (gráfica de líneas y valores de las tasas encerrados en círculos). Así, en 2017, de los 304.7 TWh inyectados, 85.7% fue destinado para consumo final; en 2018 la tasa se incrementó 1.89% a 87.4%; en 2019 la tasa descendió 0.09% a 87.3%, y en 2020 la tasa se incrementó 1.23% a 88.4%. En promedio, se presenta una tasa creciente en el aprovechamiento de la energía generada para consumo final en más de un 1% respecto del año anterior.

CONSUMO ELÉCTRICO POR SECTOR

Después de las pérdidas generadas en el proceso de transmisión y distribución, la energía eléctrica restante se destina al consumo final de los usuarios; éstos se dividen en cinco principales sectores de consumo, que

Figura 7. Energía eléctrica inyectada y destinada al consumo final después de pérdidas (2017-2020)



Fuente: Elaboración propia con datos del Observatorio de Transición Energética de México (<https://obtrenmx.org>) y Centro Nacional de Control de Energía (Cenace 2020).

son: industrial, residencial, comercial y de servicios, agropecuario y público. En promedio, 66% de la energía eléctrica es consumida por el sector industrial, 22% por el sector residencial, 6% por el sector comercial y de servicios, 4% por el agropecuario y 2% restante por el sector público. En la figura 8 (véase “Anexos”) se presenta la distribución de la energía eléctrica para el consumo final de los sectores de consumo eléctrico, de 2018 a 2020.

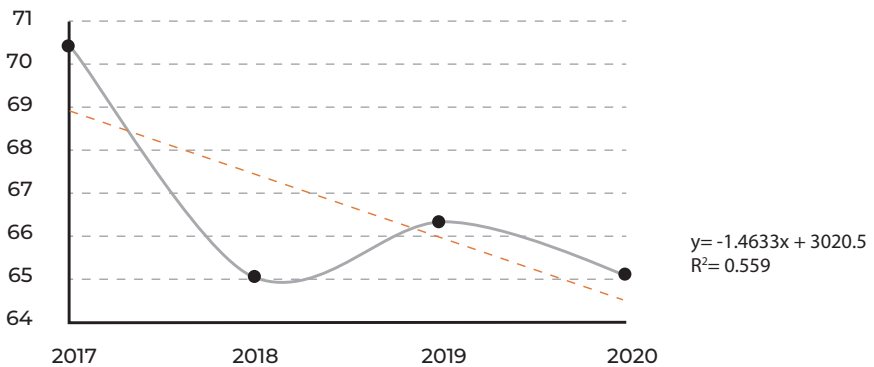
SECTOR INDUSTRIAL

En promedio, dos de cada tres TWh destinados al consumo eléctrico final son utilizados por el sector industrial (figura 9). En 2017 el sector industrial consumió 70.4% del total de la energía eléctrica destinada al consumo final; en 2018 el consumo decreció 7.6% a 65.0%; en 2019 el consumo industrial se incrementó 1.9% a 66.3%; mientras que en 2020 el consumo decreció 1.8% a 65.1%. Al evaluar este comportamiento

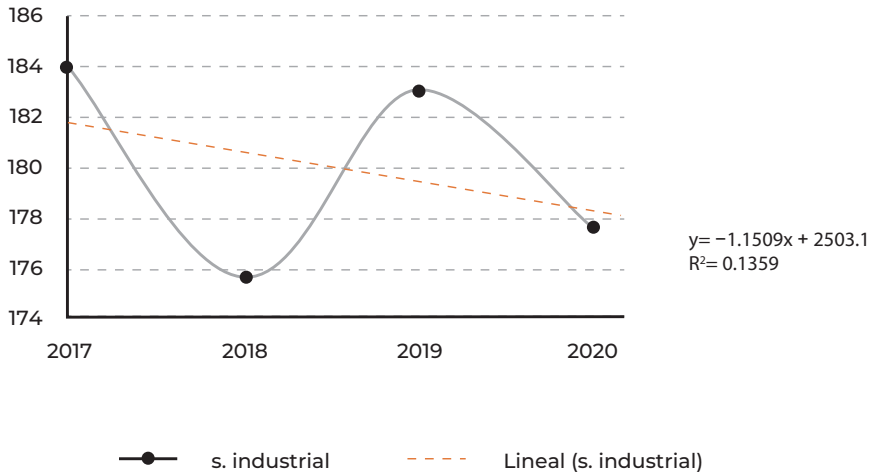
en TWh, se tiene que en 2017 se consumieron 183.9 TWh; en 2018 el consumo industrial decreció a 175.5 TWh; en 2019 incrementó a 183.0 TWh, y en 2020 el consumo decreció a 177.6 TWh. Los datos muestran que la recuperación del consumo industrial para 2019 se contrarrestó en 2020 debido a que el sector industrial fue uno de los más afectados al reducirse la producción y las actividades económicas como consecuencia de las medidas de mitigación ante la pandemia.

El comportamiento mensual del consumo eléctrico del sector industrial se presenta en la figura 10. En ella se puede observar el paralelismo en las series de tiempo de 2018 y 2019, de enero a marzo de 2020 y de octubre a diciembre del mismo año. Entre abril y septiembre de 2020 se observa una caída en el consumo del sector debido a la pandemia. Durante 2018 y 2019 se presentó un crecimiento promedio en el consumo de enero a agosto, seguido por un decrecimiento con ligeras variaciones de un mes a otro, las cuales coinciden con la cantidad de días correspondientes al mes.

Figura 9. Consumo eléctrico del sector industrial (2018-2020)



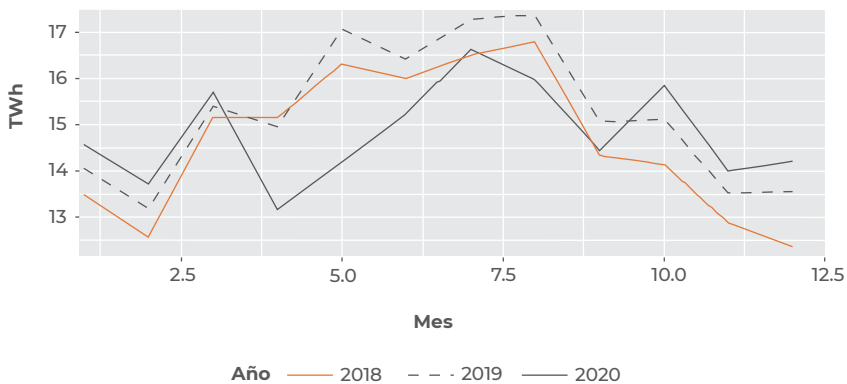
EL CONSUMO ELÉCTRICO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL POR SECTOR



Nota: Arriba se muestra la tasa de consumo; abajo se presenta el consumo en TWh.

Fuente: Elaboración propia con datos del Observatorio de Transición Energética de México (<https://obtrenmx.org>), Centro Nacional de Control de Energía (Cenace 2020), Comisión Federal de Electricidad (<https://www.cfe.mx/Pages/default.aspx>) y Comisión Reguladora de Energía (<https://www.gob.mx/cre>).

Figura 10. Comparación de las series de tiempo de la distribución del consumo de energía eléctrica del sector industrial (2018-2020)

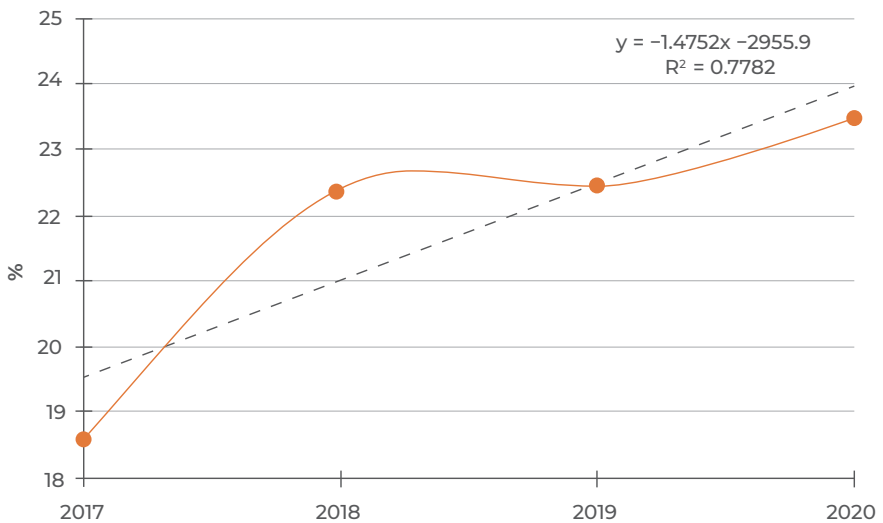


Fuente: Fuente: Elaboración propia con datos del Observatorio de Transición Energética de México (<https://obtrenmx.org>), Centro Nacional de Control de Energía (Cenace 2020), Comisión Federal de Electricidad (<https://www.cfe.mx/Pages/default.aspx>) y Comisión Reguladora de Energía (<https://www.gob.mx/cre>).

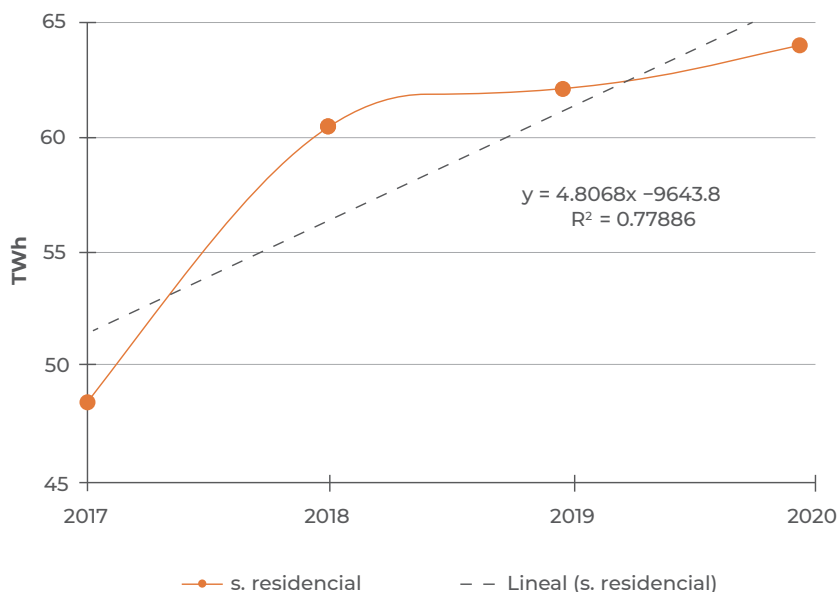
SECTOR RESIDENCIAL

Después del sector industrial, el sector de mayor consumo eléctrico es el residencial, al cual se le destina en promedio uno de cada cinco TWh del consumo final (figura 11). En 2017 el sector residencial consumió 18.6% del total de la energía eléctrica destinada al consumo final; en 2018 el consumo decreció 20.6% a 22.4%; en 2019 se incrementó ligeramente 0.3%, a 22.5%, mientras que en 2020 el incremento fue de 4.4%, a 23.5%. En TWh, en 2017 se consumieron 48.6 TWh; en 2018 el consumo residencial decreció a 60.6 TWh; en 2019 se incrementó a 62.1 TWh, y en 2020 creció a 64.1 TWh. Los datos no muestran gran variación en el consumo residencial para 2019, pero sí para 2020, consecuencia de las medidas de confinamiento para mitigar la transmisión del Covid-19.

Figura 11. Consumo eléctrico del sector residencial (2017-2020)



EL CONSUMO ELÉCTRICO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL POR SECTOR

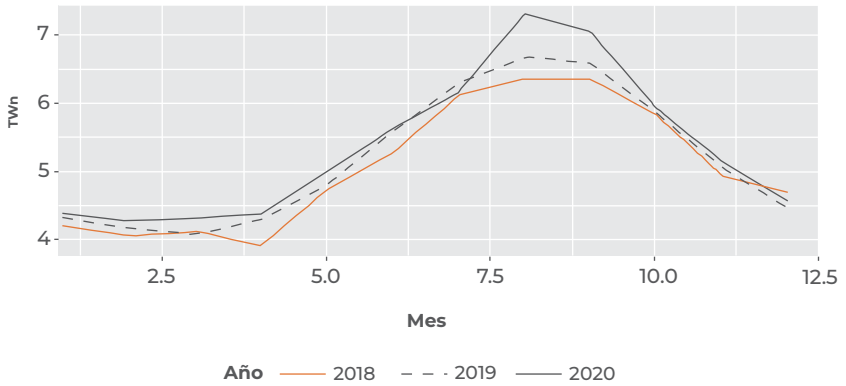


Nota: Arriba se muestra la tasa de consumo; abajo se presenta el consumo en teravatio por hora.

Fuente: Elaboración propia con datos del Observatorio de Transición Energética de México (<https://obtrenmx.org>), Centro Nacional de Control de Energía (Cenace 2020), Comisión Federal de Electricidad (<https://www.cfe.mx/Pages/default.aspx>) y Comisión Reguladora de Energía (<https://www.gob.mx/cre>).

El comportamiento mensual del consumo eléctrico del sector residencial se presenta en la figura 12. Allí se puede observar el paralelismo en las series de tiempo de 2018 a 2020. Entre agosto y septiembre de 2020 se observó un incremento en el consumo residencial como consecuencia de los cambios en los patrones de consumo debido a la nueva normalidad de confinamiento por la pandemia. De 2018 a 2020 se presentó un crecimiento promedio en el consumo los primeros ocho meses del año y un decrecimiento posterior.

Figura 12. Comparación de las series de tiempo de la distribución del consumo de energía eléctrica del sector residencial (2018-2020)



Fuente: Elaboración propia con datos del Observatorio de Transición Energética de México (<https://obtrenmx.org>), Centro Nacional de Control de Energía (Cenace 2020), Comisión Federal de Electricidad (<https://www.cfe.mx/Pages/default.aspx>) y Comisión Reguladora de Energía (<https://www.gob.mx/cre>).

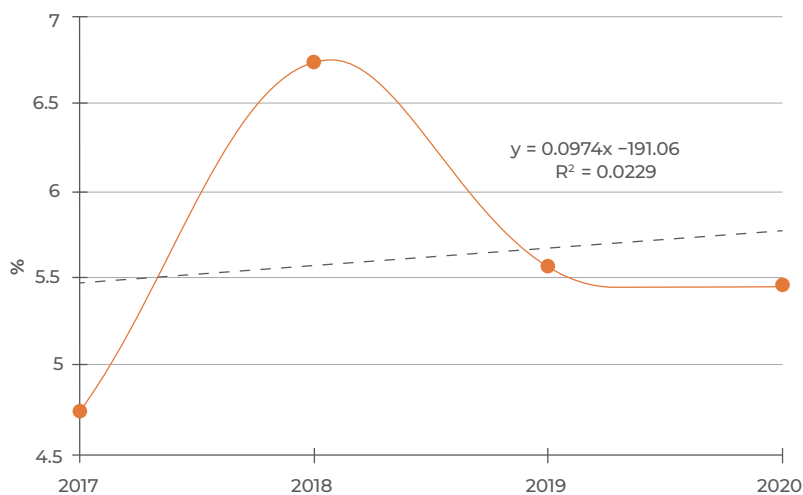
SECTOR COMERCIAL Y DE SERVICIOS

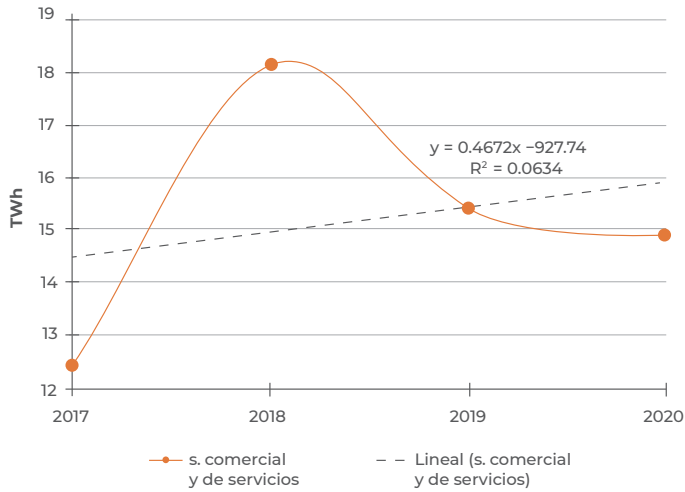
En promedio, casi 6% de la energía eléctrica destinada al consumo final es utilizado por el sector comercial y de servicios (figura 13). En 2017 el sector comercial y de servicios consumió 4.7% del total de la energía eléctrica destinada al consumo final; en 2018 el consumo creció 42.4% a 6.7%; en 2019 el consumo descendió 17.5% a 5.6%, mientras que en 2020 el consumo decreció 2.0% a 5.5%. En GWh, en 2017 se consumieron 12 400 GWh; en 2018 el consumo creció a 18 200 GWh; en 2019 éste decreció a 15.4 GWh, y en 2020 decreció a 14 900 GWh. Los datos muestran una tendencia negativa después de la recuperación del consumo eléctrico en el sector comercial y de servicios de 2018, impulsada en

2020 debido a que el sector comercial y de servicios, al igual que el industrial, fue uno de los más afectados a consecuencia del confinamiento y del distanciamiento social, que fueron las medidas generalizadas de mitigación que se aplicaron contra la pandemia.

El comportamiento mensual del consumo eléctrico del sector comercial y de servicios se presenta en la figura 14. En ella se puede observar un paralelismo entre las series de tiempo de 2019 y 2020, donde la serie de 2020 es ligeramente menor. En general, las curvas presentan crecimiento promedio en el consumo en las primeras dos terceras partes del año, así como decrecimiento en la tercera parte, con ligeras variaciones de un mes a otro que coinciden con la cantidad de días correspondientes al mes.

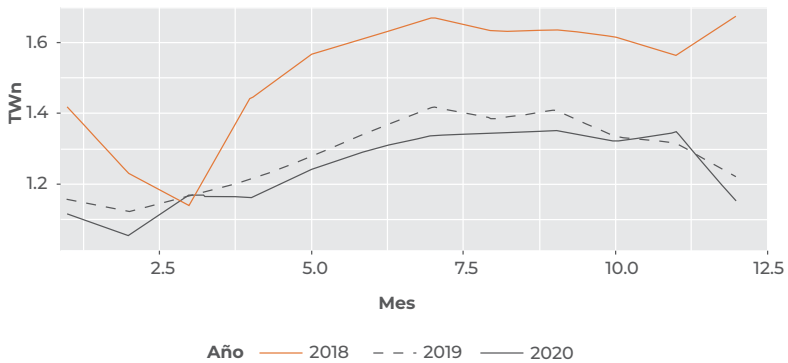
Figura 13. Consumo eléctrico del sector comercial y de servicios (2017-2020)





Nota: Arriba se muestra la tasa de consumo; abajo se presenta el consumo en TWh.
Fuente: Elaboración propia con datos del Observatorio de Transición Energética de México (<https://obtrenmx.org>), Centro Nacional de Control de Energía (Cenace 2020), Comisión Federal de Electricidad (<https://www.cfe.mx/Pages/default.aspx>) y Comisión Reguladora de Energía (<https://www.gob.mx/cre>).

Figura 14. Comparación de las series de tiempo de la distribución del consumo de energía eléctrica del sector comercial y de servicios (2018-2020)

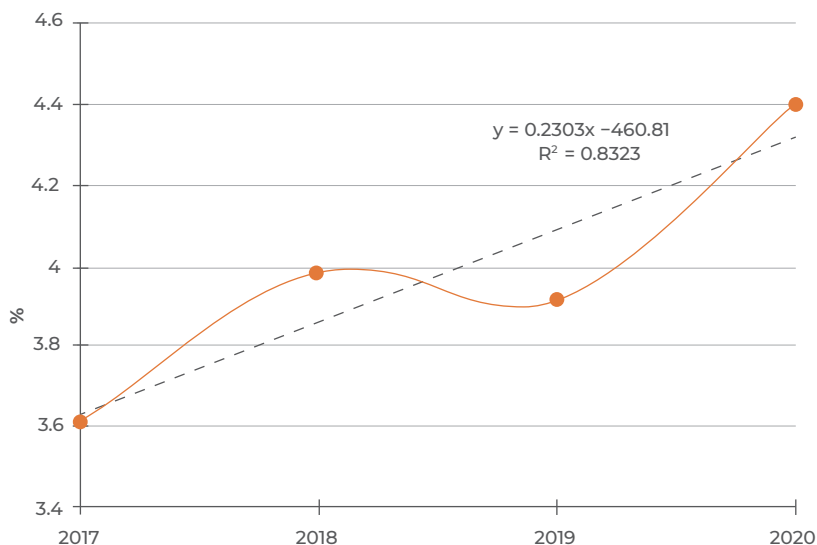


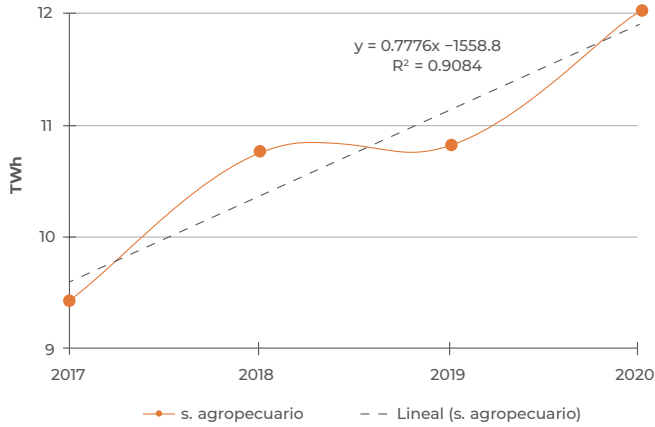
Fuente: Elaboración propia con datos del Observatorio de Transición Energética de México (<https://obtrenmx.org>), Centro Nacional de Control de Energía (Cenace 2020), Comisión Federal de Electricidad (<https://www.cfe.mx/Pages/default.aspx>) y Comisión Reguladora de Energía (<https://www.gob.mx/cre>).

SECTOR AGROPECUARIO

En promedio, 4% de la energía eléctrica destinada al consumo final es utilizada por el sector agropecuario (figura 15). En 2017 este sector consumió 3.6% del total de la energía eléctrica destinada al consumo final; en 2018 el consumo decreció 10.4% a 4.0%; en 2019 presenta un ligero decrecimiento de 1.8% para consumir un 3.9%, mientras que en 2020 el consumo creció 12.4% a 4.4%. En GWh, en 2017 se consumieron 9 400 GWh; en 2018 el consumo del sector agropecuario creció a 10 800 GWh; en 2019 se mantuvo en 10 800 GWh, y en 2020 creció a 12 000 GWh. Los datos muestran una tendencia de crecimiento positivo en el consumo eléctrico agropecuario. En particular se observó crecimiento en 2020, tal vez a consecuencia de la resiliencia del sector ante el pánico de escasez de víveres en tiempos de pandemia.

Figura 15. Consumo eléctrico del sector agropecuario (2017-2020)



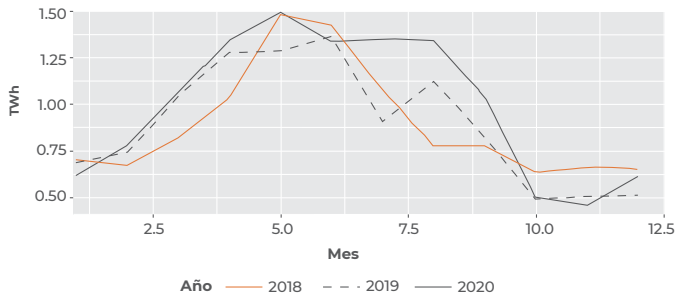


Nota: Arriba se muestra la tasa de consumo; abajo se presenta el consumo en TW por hora.

Fuente: Elaboración propia con datos del Observatorio de Transición Energética de México (<https://obtrenmx.org>), Centro Nacional de Control de Energía (Cenace 2020), Comisión Federal de Electricidad (<https://www.cfe.mx/Pages/default.aspx>) y Comisión Reguladora de Energía (<https://www.gob.mx/cre>).

El comportamiento mensual del consumo eléctrico del sector agropecuario se presenta en la figura 16. En ella se puede observar un patrón promedio de crecimiento entre enero y mayo, así como un decrecimiento en el resto del año.

Figura 16. Comparación de las series de tiempo de la distribución del consumo de energía eléctrica del sector agropecuario (2018-2020)



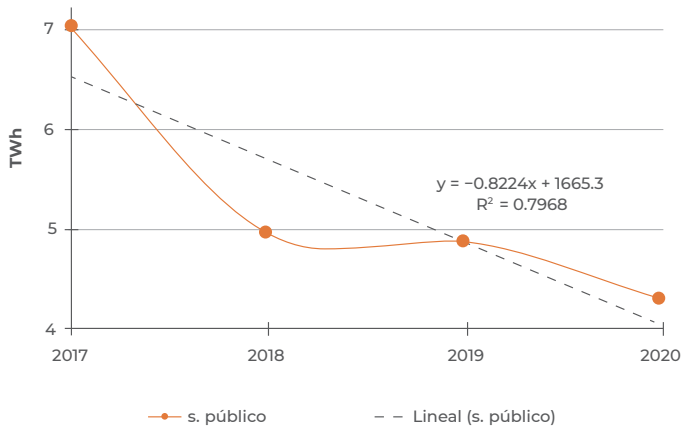
Fuente: Elaboración propia con datos del Observatorio de Transición Energética de México (<https://obtrenmx.org>), Centro Nacional de Control de Energía (Cenace 2020), Comisión Federal de Electricidad (<https://www.cfe.mx/Pages/default.aspx>) y Comisión Reguladora de Energía (<https://www.gob.mx/cre>).

SECTOR PÚBLICO

En promedio, casi 2% de la energía eléctrica destinada al consumo final es utilizada por el sector público (figura 17). En 2017 el sector público consumió 2.68% del total de la energía eléctrica destinada al consumo final; en 2018 el consumo decreció en 31.7% a 1.83%; en 2019 en 4.0% a 1.76%; y en 2020 decreció en 10.5% a 1.58%. En GWh, en 2017 se consumieron 7 000 GWh; en 2018 el consumo del sector agropecuario decreció a 4 950 GWh; en 2019 disminuyó a 4 850 GWh, y en 2020 decreció a 4 300 GWh. Los datos no muestran gran variación en el consumo eléctrico público. En particular, se observó decrecimiento en 2020, a causa del confinamiento generalizado de la población para mitigar la transmisión del Covid-19.

Figura 17. Consumo eléctrico del sector público (2017-2020)



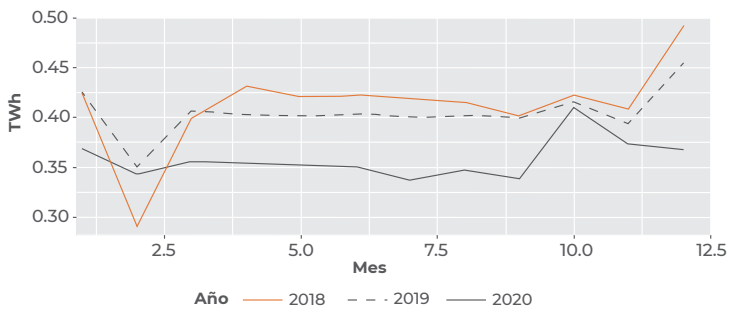


Nota: Arriba se muestra la tasa de consumo; abajo se presenta el consumo en TW por hora.

Fuente: Elaboración propia con datos del Observatorio de Transición Energética de México (<https://obtrenmx.org>), Centro Nacional de Control de Energía (Cenace 2020), Comisión Federal de Electricidad (<https://www.cfe.mx/Pages/default.aspx>) y Comisión Reguladora de Energía (<https://www.gob.mx/cre>).

El comportamiento mensual del consumo eléctrico del sector público se presenta en la figura 18. Allí se puede observar un patrón promedio de crecimiento entre enero y mayo, así como un decrecimiento en el resto del año.

Figura 18. Comparación de las series de tiempo de la distribución del consumo de energía eléctrica del sector público (2018-2020)



Fuente: Elaboración propia con datos del Observatorio de Transición Energética de México (<https://obtrenmx.org>), Centro Nacional de Control de Energía (Cenace 2020), Comisión Federal de Electricidad (<https://www.cfe.mx/Pages/default.aspx>) y Comisión Reguladora de Energía (<https://www.gob.mx/cre>).

CONSUMO ELÉCTRICO POR ESTADO

El análisis del consumo final de energía eléctrica para el periodo 2018-2020 en las entidades federativas arroja ocho subconjuntos geográficos y de consumo (véase “Anexos”, figura 19, y tabla 2). Con estos datos podemos observar lo siguiente:

1. Nuevo León es el estado con mayor consumo eléctrico en el país (9.2% del total).
2. Estado de México ocupa el segundo lugar en consumo eléctrico (8.2% del total).
3. Jalisco, Ciudad de México y Chihuahua representan el tercer conjunto de estados de mayor consumo (5.8% en promedio, con una desviación estándar de casi 0.08).
4. Sonora, Coahuila, Guanajuato y Baja California constituyen el cuarto conjunto de estados de mayor consumo (5.1% en promedio, con una desviación estándar de casi 0.22).
5. Tamaulipas y Veracruz integran el quinto conjunto de estados de mayor consumo (4.4% en promedio, con una desviación estándar de casi 0.05).
6. Michoacán, Puebla, Sinaloa y San Luis Potosí forman el sexto conjunto de estados de mayor consumo (3.1% en promedio, con una desviación estándar de casi 0.19).
7. Querétaro, Hidalgo, Quintana Roo y Chiapas representan el séptimo conjunto de estados de mayor consumo (2.2% en promedio, con una desviación estándar de casi 0.21).
8. Tabasco, Yucatán, Zacatecas, Guerrero, Oaxaca, Aguascalientes, Durango, Morelos, Tlaxcala, Baja California Sur, Colima, Nayarit y Campeche constituyen el octavo conjunto de estados de mayor consumo (1.1% en promedio, con una desviación estándar de casi 0.35) (véase “Anexos”, figura 19).

Tabla 2. Distribución de la energía eléctrica para el consumo final en entidades federativas (2018-2020)

ENTIDAD FEDERATIVA	CONSUMO ELÉCTRICO FINAL		
	2018 (%)	2019 (%)	2020 (%)
Nuevo León	9.4	9.2	9.0
Estado de México	8.3	8.1	8.1
Jalisco	5.9	5.9	6.0
Ciudad de México	6.0	5.8	5.6
Chihuahua	5.6	5.6	6.2
Sonora	5.2	5.1	5.5
Coahuila	5.2	5.3	5.1
Guanajuato	5.2	5.2	5.2
Baja California	4.8	4.8	4.7
Tamaulipas	4.3	4.4	4.4
Veracruz	4.3	4.3	4.4
Michoacán	3.4	3.2	3.2
Puebla	3.4	3.3	3.2
Sinaloa	2.9	2.9	3.1
San Luis Potosí	2.9	2.9	2.9
Querétaro	2.4	2.5	2.4
Hidalgo	2.3	2.3	2.4
Quintana Roo	2.1	2.2	1.9
Chiapas	1.9	2.0	2.1
Tabasco	1.6	1.6	1.7
Yucatán	1.6	1.7	1.6
Zacatecas	1.5	1.4	1.5
Guerrero	1.4	1.4	1.4
Oaxaca	1.2	1.3	1.3
Aguascalientes	1.2	1.3	1.2
Durango	1.1	1.2	1.2
Morelos	1.0	1.0	1.0

EL CONSUMO ELÉCTRICO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL POR SECTOR

Tlaxcala	0.9	0.9	0.9
Baja California Sur	0.9	0.9	0.9
Colima	0.7	0.7	0.8
Nayarit	0.7	0.7	0.7
Campeche	0.6	0.6	0.6
TOTAL	100%	100%	100%

Fuente: Elaboración propia con datos del Observatorio de Transición Energética de México (<https://obtrenmx.org>), Centro Nacional de Control de Energía (Cenace 2020), Comisión Federal de Electricidad (<https://www.cfe.mx/Pages/default.aspx>) y Comisión Reguladora de Energía (<https://www.gob.mx/cre>).

Nuevo León, Estado de México, Jalisco, Ciudad de México, Chihuahua, Sonora, Coahuila, Guanajuato y Baja California consumen 55.4% del total de la energía eléctrica; dichos estados tienen 43% de la superficie nacional y 48% de la población total. Los 23 estados restantes consumen 44.6% de la energía restante, y tienen tanto 57% de la superficie nacional como 52% de la población total. Estos datos revelan la punta del iceberg de la desigualdad en el consumo eléctrico de los habitantes de México, donde un menor porcentaje de ellos registra un mayor consumo (véase capítulo 1.10).

CONCLUSIONES

El SEN es uno de los mayores sistemas eléctricos del mundo. De 2017 a 2020 inyectó más de 300 TWh al año a la RNT, de los cuales se perdió en promedio 12.8% y 87.2% se dirigió al consumo final.

El 25% de las pérdidas ocurrió en la RNT y el resto en la RGD; en general, 60% fueron técnicas y 40% no técnicas. Después de las pérdidas, la energía restante fue entregada al consumo final del usuario. Las pérdidas han presentado una tendencia decreciente promedio del 6.4%. El consumo eléctrico final se promedia en alrededor de 270 TWh al año, correspondiendo a una tasa de aprovechamiento creciente en más de un 1% respecto del año anterior.

Los usuarios del consumo final de la energía eléctrica se dividen en cinco principales sectores: industrial, residencial, comercial y de servicios, agropecuario y público.

- El sector de mayor consumo eléctrico es el industrial, con alrededor de 180 TWh al año, *i.e.*, dos terceras partes del total de la energía eléctrica destinada al consumo final. A excepción del año 2020, dicho sector presenta un patrón de comportamiento creciente entre enero y agosto, seguido de un decrecimiento, con ligeras variaciones, de un mes a otro y que coinciden con la cantidad de días correspondientes a cada mes.
- El segundo sector de mayor consumo eléctrico es el residencial, con un promedio de 59 TWh, lo que representa 22% del total de la energía destinada al consumo final. El sector residencial ha presentado una tasa de consumo creciente en los últimos años. A nivel anual, muestra un patrón de comportamiento creciente en los primeros ocho meses del año y un decrecimiento posterior.
- El sector comercial y de servicios consume alrededor de 15 000 GWh al año, *i.e.*, casi 6% del total de la energía eléctrica destinada al consumo final. Este sector presenta un patrón de comportamiento creciente en las dos primeras partes del año y decreciente en la última tercera parte del año, con ligeras variaciones de un mes a otro que coinciden con la cantidad de días correspondientes a cada mes.
- El sector agropecuario consume alrededor de 10 800 GWh al año, *i.e.*, casi 4% del total de la energía eléctrica destinada al consumo final. Dicho sector ha presentado una tasa de consumo creciente en los últimos años. A nivel anual, muestra un patrón de comportamiento creciente de enero a mayo y decreciente el resto del año.
- El sector público consume alrededor de 5 200 GWh al año, *i.e.*, casi 2% del total de la energía eléctrica destinada al consumo final. Este sector ha presentado una tasa de consumo decreciente en los últimos años. A nivel anual, muestra un patrón de comportamiento

aproximadamente constante; son excepciones tanto febrero –mes de menor consumo eléctrico– como octubre y diciembre –meses con incremento en el consumo eléctrico público.

Por último, las entidades federativas del país se dividen en aproximadamente ocho subconjuntos de consumo similar. A la cabeza se coloca el estado de Nuevo León, que consume 9.2% del total de la energía eléctrica destinada al consumo final. Con 8.2%, el Estado de México se coloca en la segunda posición. En conjunto, Nuevo León, Estado de México, Jalisco, Ciudad de México, Chihuahua, Sonora, Coahuila, Guanajuato y Baja California consumen 55.4% del total de la energía eléctrica destinada al consumo final.

REFERENCIAS

- Cenace (2020). *Catálogo NodosP Sistema Eléctrico Nacional v2020-03-20*. <https://www.cenace.gob.mx/CatalogoNodosP>
- Coneval (2019). *Anexo Estadístico de Pobreza en México 2016-2020*, Coneval. https://www.coneval.org.mx/Medicion/MP/Paginas/AE_pobreza_2020.aspx
- Sener (2021). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2021-2035*. <https://www.gob.mx/cenace/documentos/programa-para-el-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-27617>

1.8 Consumo energético por sector

Azucena Silva Norman
Mitzi Contreras
Omar Masera

INTRODUCCIÓN

Este capítulo tiene la finalidad de mostrar de forma general las tendencias que ha presentado el consumo de energía en México durante el periodo 2000-2019. Esta panorámica, que incluye el consumo final total –por tipo de energético, por sectores y por uso final–, se elaboró con base en el Sistema de Información Energética (SIE) de la Secretaría de Energía (Sener s.a.a), el *Balance Nacional de Energía 2018* (Sener 2019) y el *Balance Nacional de Energía 2019* (Sener 2020). Asimismo, en este capítulo se describe la estructura del consumo final y se identifican los procesos relevantes de sustitución de energéticos que han ocurrido tanto en el sector energía como en los sectores de uso final, transformando la matriz energética de México. Adicionalmente, se presentan los sectores de mayor importancia en el consumo final de la energía y las fuentes que son utilizadas en cada uno de ellos en orden de importancia. Conocer los usos finales de la energía y comprender las interrelaciones que surgen en torno es de suma relevancia para formular medidas y estrategias de ahorro, eficiencia energética y disminución de los consumos.

CONSUMO NACIONAL DE ENERGÍA

De acuerdo con el *Balance Nacional de Energía*, el consumo nacional¹ se compone del consumo del sector energético, el consumo final total y el valor de las recirculaciones y diferencias estadísticas. El *consumo del sector energético* se refiere al consumo de las actividades propias del sector y se subdivide en energía requerida en los centros de transformación, consumo propio del sector² y pérdidas por transmisión, transporte y distribución de la energía. El *consumo final total* incluye el consumo no energético y el consumo energético; este flujo corresponde a la energía que se destina al mercado interno o a las actividades productivas de la economía nacional (Sener 2021).

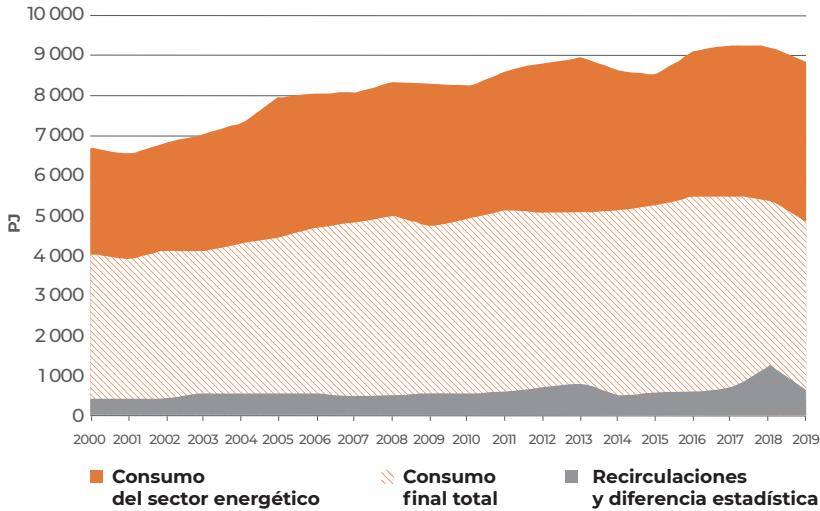
En 2019 el consumo nacional de energía alcanzó 8 8011 PJ, disminuyendo 4.61% en relación con 2018. Sin embargo, entre 2000 y 2019 el consumo de energía se incrementó 32%. En promedio, para este mismo periodo, el consumo para el sector energético representó 33% del total; el consumo final total, 59%, y tanto las recirculaciones como la diferencia estadística, 8% (figura 1).

Como puede observarse en la figura 1, la estructura del consumo nacional de energía prácticamente no se ha modificado en los últimos 20 años, ya que se han mantenido la proporción y la distribución de los consumos del sector energético –con variaciones porcentuales de entre 27% y 33%– y del consumo final total –lo mismo entre 59% y 62%– (Conuee 2020). En los siguientes apartados, se detalla el consumo final total de energía por tipo de energético y por sector.

¹ De conformidad con el *Balance Nacional de Energía*, el consumo nacional es igual a la oferta interna bruta total.

² De conformidad con el *Balance Nacional de Energía*, es la energía primaria y secundaria que el sector energético utiliza para el funcionamiento de sus instalaciones las que dan soporte y seguridad a los procesos de transformación.

Figura 1. Tendencia del consumo nacional de energía por rubro (2000-2019)



Fuente: Elaboración propia a partir del SIE de la Sener (s.a.a).

CONSUMO FINAL TOTAL POR ENERGÉTICO

En 2019 el consumo final total de energía representó 4 851 PJ; se compone del total energético (98.13%) y del no energético (1.87%).³

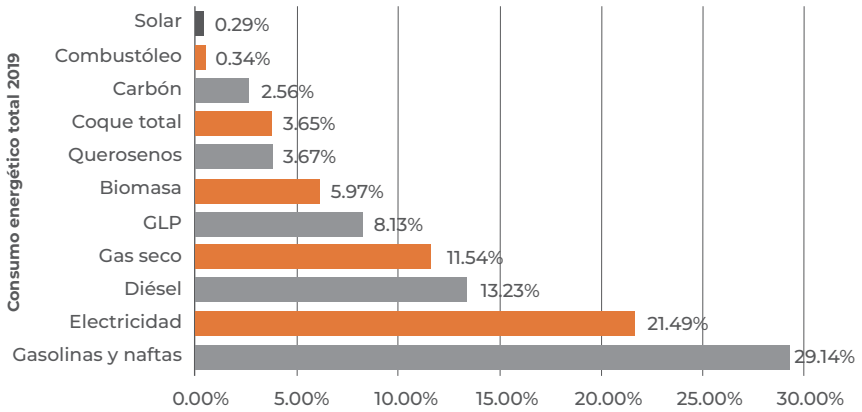
Para 2019 las gasolinas y naftas fueron los combustibles de mayor consumo energético, con 29.14% (1 387.37 PJ). La electricidad fue el segundo energético de mayor consumo, con 21.49%. El diésel cubrió 13.23% de los requerimientos energéticos finales, seguido del gas seco,⁴

³ El *consumo energético total* se define como la energía utilizada en los diferentes procesos y actividades económicas destinados a la satisfacción de necesidades energéticas en la sociedad. El *consumo no energético* se refiere a aquellos productos derivados del petróleo utilizados como insumos para la producción de diferentes bienes –petroquímica de Pemex y otros sectores.

⁴ Gas natural que al obtenerse de los yacimientos muestra cantidades menores de hidrocarburos más pesados que el metano (Sener s.a.b).

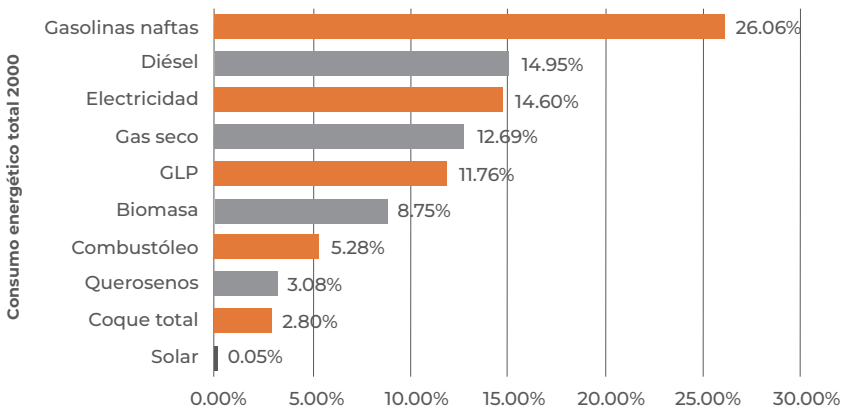
con 11.54%. De las fuentes renovables, la biomasa ocupó el sexto lugar, con una participación de 5.97%, y la última posición correspondió a la energía solar, con 0.2% (figura 2).

Figura 2. Consumo final energético total por combustible (2019)



Fuente: Elaboración propia con datos del SIE de la Sener (s.a.a).

Figura 3. Consumo final energético total por combustible (2000)



Fuente: Elaboración propia con datos del SIE de la Sener (s.a.a).

Al realizar la comparativa por tipo de combustible entre 2000 y 2019 para el consumo final energético observamos que las transformaciones tecnológicas y estructurales de México se reflejan en el desplazamiento del diésel por la electricidad como la segunda fuente más importante. La electricidad pasó de 14.60% del consumo total en 2000 a 21.49% en 2019. Entre los factores que provocaron esta dinámica destacan: 1) el incremento de la actividad del sector comercial-servicios, provocado por la tercerización de la economía, y 2) el cambio tecnológico en procesos del sector industrial que utilizan más electricidad para sus procesos productivos (Conuee 2020).

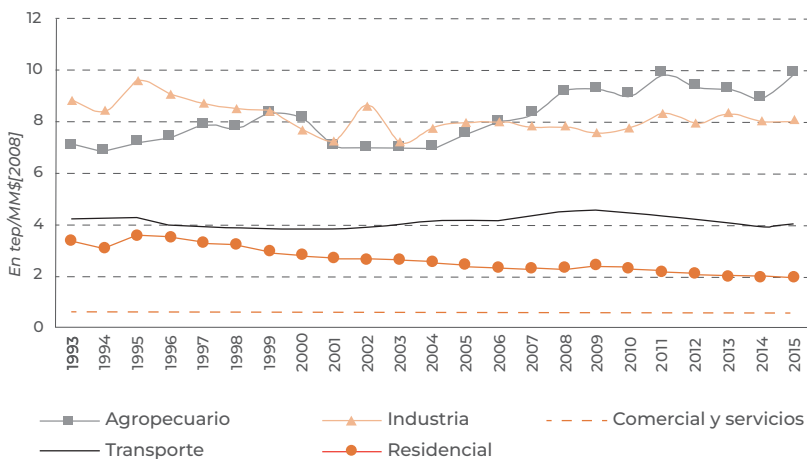
CONSUMO ENERGÉTICO POR SECTORES

El consumo final energético del país se divide en cinco sectores económicos: transporte, industria, residencial, comercial y servicios públicos, y agropecuario. El sector transporte ha sido el más importante en cuanto a la demanda de consumo energético final, con una participación promedio de 43.5% en el periodo de estudio 2000-2019, seguido por el sector industrial con 30.3% y el sector residencial con 15.6%. Otros sectores menos intensivos en el consumo son el comercial y público con 3.4% y el agropecuario con 3% (figura 4B). En contraste, los sectores que más incrementaron su consumo durante el mismo periodo fueron el agropecuario (66.2%), público (55.8%) y comercial (47.9%), seguidos de los sectores industrial (28.6%), transporte (25.8%) y residencial, este último casi sin incremento en su consumo (2.4%).

El crecimiento en el consumo del sector agropecuario se ha debido en gran medida a las prácticas agroindustriales altamente dependientes de los combustibles fósiles, las cuales corresponden al uso de fertilizantes y pesticidas. Para el caso del sector público y comercial, el incremento en los consumos es netamente eléctrico. En específico, para el sector público el incremento se ve reflejado en la promoción de los programas relativos al alumbrado público y bombeo de agua, que han sido prioritarios para los gobiernos en turno.

La intensidad energética del uso final representa los índices obtenidos entre el consumo energético y el valor agregado a precios constantes en los diferentes sectores.⁵ Como se puede observar en la figura 4A, en la mayoría de los sectores la intensidad energética se mantuvo constante durante el periodo 2000-2015. Una excepción fue el sector residencial, en el que se redujo casi 50% gracias a las políticas de ahorro de energía de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (Conuee). Otra excepción se presentó en el sector agropecuario, en el cual la intensidad energética aumentó 50%, impulsada por un mayor desarrollo de la agricultura comercial intensiva nacional y de exportación.

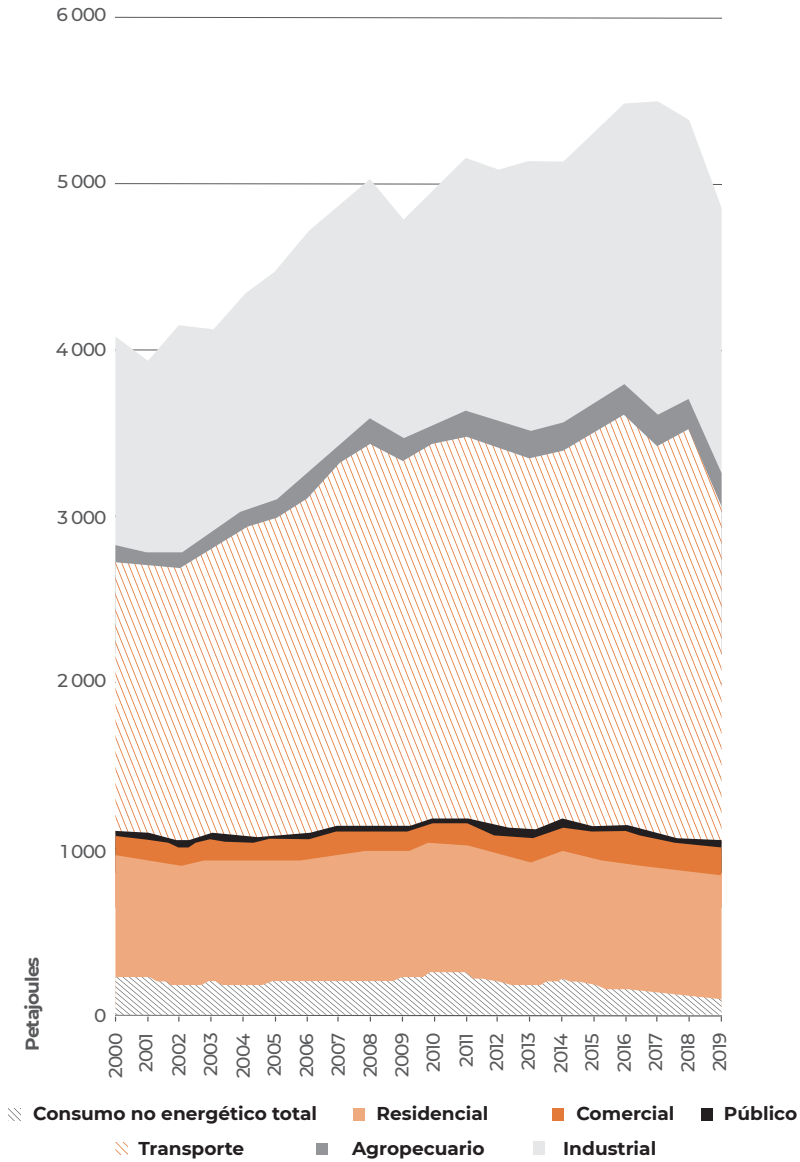
Figura 4A. Evolución de las intensidades energéticas de los diferentes sectores de consumo (1993-2015)



Fuente: Cepal (2018).

⁵ En el caso del sector residencial, se usa el consumo privado de los hogares en lugar del valor agregado a fin de reflejar el gasto que realizan los hogares residentes del país en la compra de bienes y servicios de consumo. El consumo del transporte no usa el valor agregado del sector e incluye el consumo de vehículos privados, camiones industriales y vehículos, así como vehículos de instituciones y administraciones de servicios privados. Para los sectores transporte, industria, comercial-servicios, residencial y agropecuario se utilizan el consumo energético y el valor agregado a precios constantes (Cepal 2018; Conuee 2017).

Figura 4B. Evolución del consumo final de energía por sector (2000-2019)



Fuente: Elaboración propia a partir del SIE de la Sener (s.a.a).

SECTOR TRANSPORTE

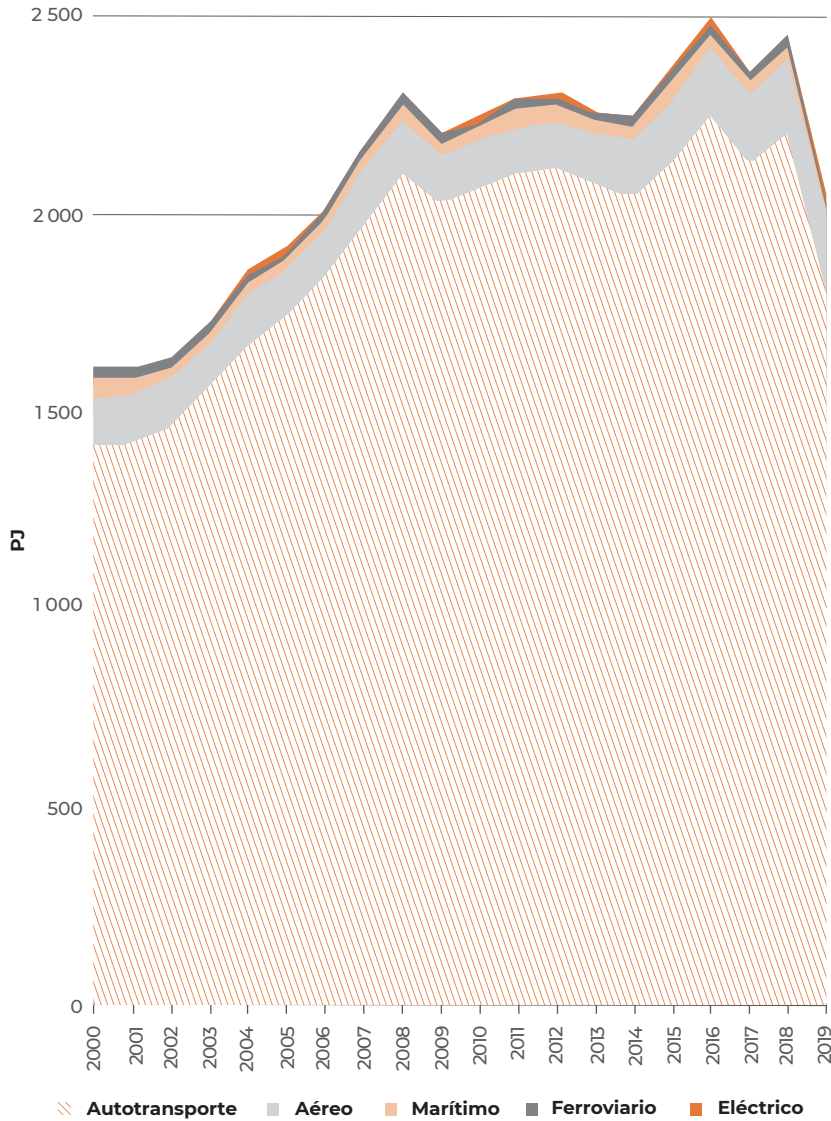
El dinamismo del sector transporte ha sido estratégico para el país ya que permite el intercambio de mercancías y la movilidad de personas. El transporte de pasajeros y de carga incide de manera directa en las relaciones sociales y económicas del país con repercusiones en la demanda de combustibles; además, es un sector clave en la determinación de costos para los distintos bienes y servicios (Conuee 2020; Elizondo y Hernández 2018).

En México, el sector transporte es el que más energía consume. En los últimos 19 años ha representado en promedio un poco más de 43% del consumo energético total. En 2019 el sector transporte consumió 2 027.05 PJ. Históricamente, se observa un crecimiento constante en el consumo del sector hasta 2016, seguido por un estancamiento de 2016 a 2018 y una caída importante en 2019.

De conformidad con el *Balance Nacional de Energía*, el consumo del sector se divide en cinco modos o subsectores: 1) autotransporte o carretero; 2) ferroviario; 3) marítimo; 4) aéreo, y 5) eléctrico. El subsector del autotransporte ha demandado en promedio, en estas dos décadas, 90.69% de la energía del sector transporte, seguido de los sectores aéreo (6.3%), marítimo (1.61%), ferroviario (1.21%) y eléctrico (0.19%) (figura 5). En 2019 el sector transporte fue el principal emisor de gases de efecto invernadero en el país, al contribuir con más de la mitad (58.07%) del total de emisiones (INECC 2021).

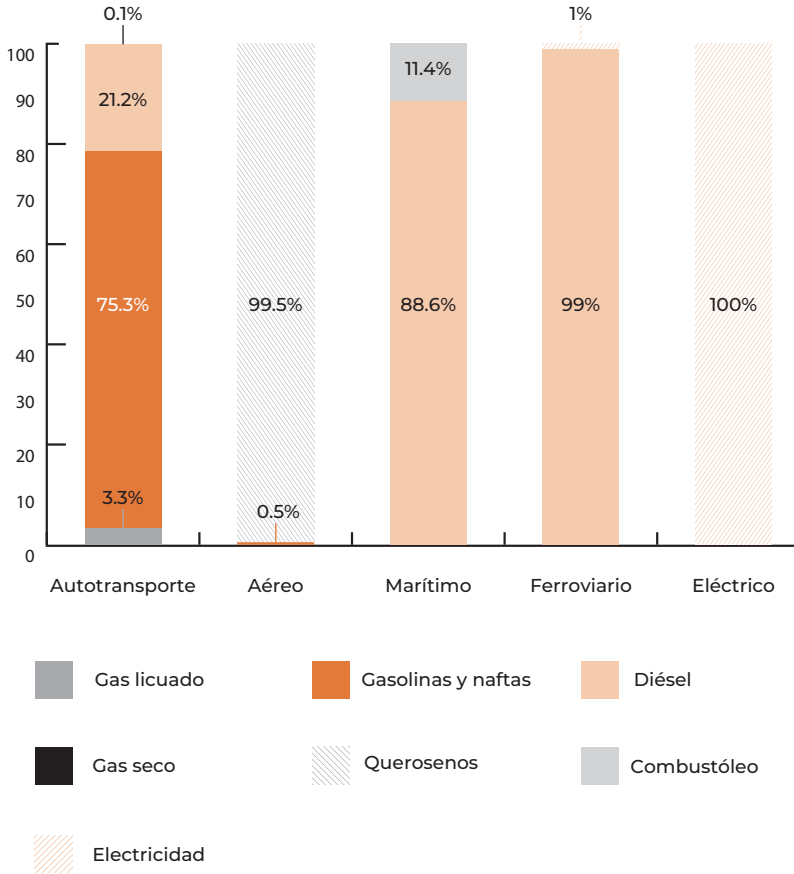
La demanda de energía del sector transporte proviene casi en su totalidad de combustibles fósiles. En 2019, 99.71% (2 052.62 PJ) de la demanda se abasteció con derivados del petróleo y sólo 0.29% (6.07 PJ) a partir de otras fuentes. A su vez, cada una de las modalidades del transporte está vinculada a un energético predominante: las gasolinas y el diésel son los principales combustibles empleados en el autotransporte; el queroseno en el aéreo; el diésel y el combustóleo en el marítimo, y en el transporte ferroviario el diésel y la electricidad (figura 6).

Figura 5. Consumo de energía del sector transporte (2000-2019)



Fuente: Elaboración propia a partir del SIE de la Sener (s.a.a).

Figura 6. Participación porcentual de combustibles del sector transporte por modalidad (2019)

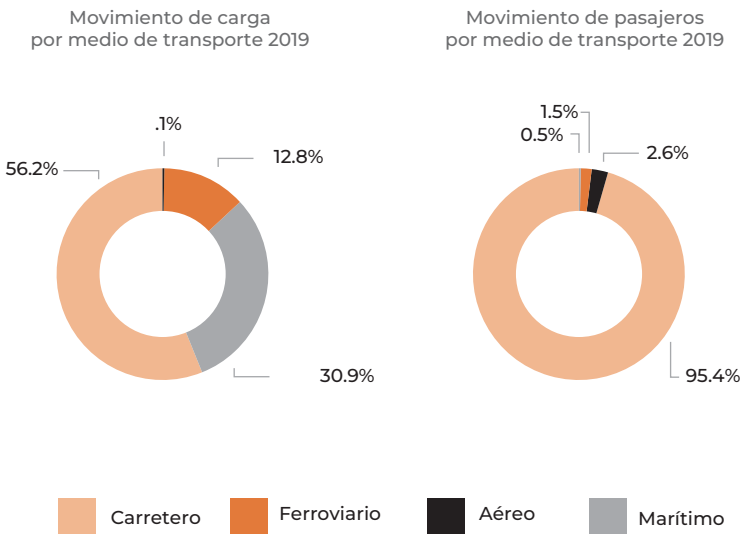


Fuente: Elaboración propia con información del SIE de la Sener (s.a.a).

Los principales cuatro modos de transporte suelen desglosarse en los segmentos de pasajeros y carga o mercancías. Esta distinción es esencial para el análisis energético, pues en ambos segmentos influyen factores socioeconómicos y tecnológicos. En México, la actividad de movilidad de carga y pasajeros ocurre mayormente en vías carreteras:

en 2019, 56.3% del total de la carga transportada se hizo por la red carretera del país, y 95.4% del total de personas se transportaron también por vía carretera (figura 7).

Figura 7. Distribución de carga y pasajeros transportados por modalidad en México (2019)



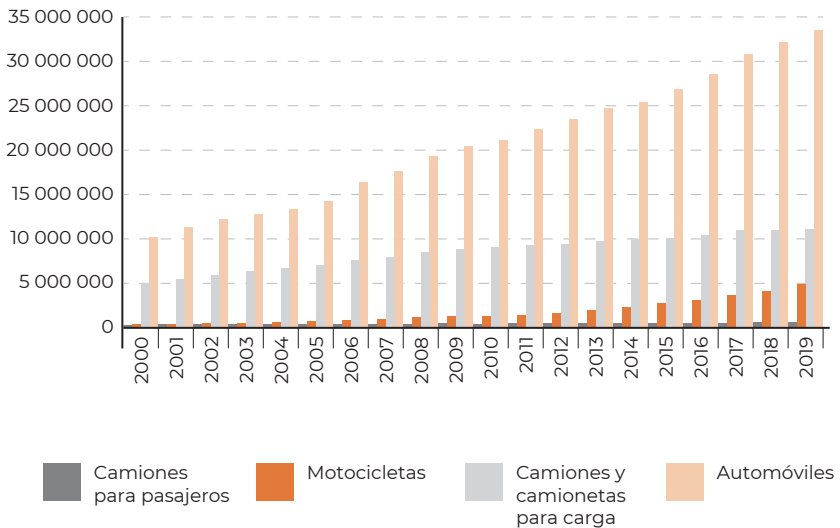
Nota: El estimado para el modo de transporte aéreo (carga y pasajeros) corresponde únicamente a vuelos nacionales.

Fuente: Secretaría de Comunicaciones y Transporte (SCT 2019).

El autotransporte empleado para el traslado de personas y bienes se clasifica en automóviles, camionetas ligeras, motocicletas, autobuses y camiones. El factor principal en el aumento de la demanda de energía de este subsector es el incremento en el número de automóviles (véase capítulo 3.2). Así, en el periodo comprendido entre 2000 y 2019, la flota vehicular creció a un ritmo promedio de 6.3% anual, pasando de 15 611 916 a 49 869 688 vehículos en circulación, lo que representa un crecimiento por encima de 219.4% (figura 8).

El crecimiento de la flota vehicular refleja también la desigualdad social en nuestro país. Ello se debe a las incipientes políticas de movilidad y a la baja inversión en transporte público. De hecho, la mayor parte del gasto público en transporte se destina a mejorar el espacio vial que utilizan los autotransportes –carreteras, autopistas y calles– en lugar de dedicarlo a impulsar medios de transporte público como ciclovías o metro, lo cual ayudaría a las familias de menores recursos.

Figura 8. Evolución del parque vehicular (2000-2019)



Fuente: Elaboración propia a partir del Inegi (2021).

SECTOR INDUSTRIAL

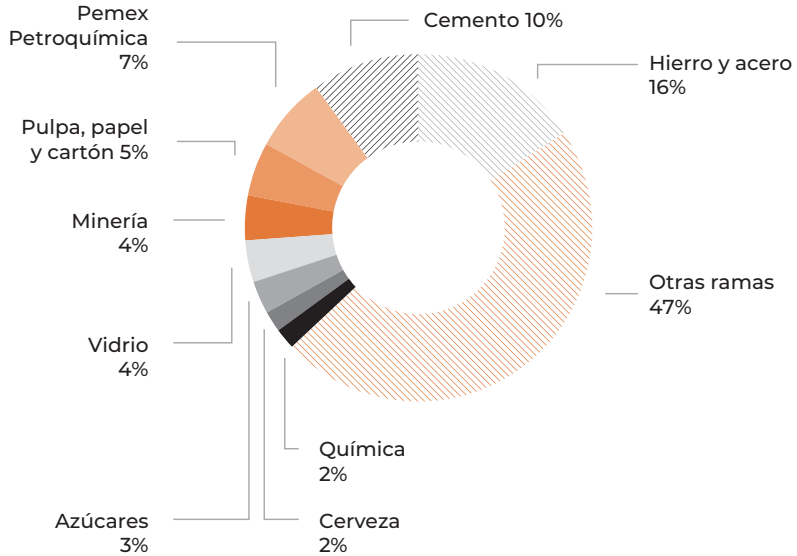
El sector industrial es el segundo más importante en el consumo energético final de México. En 2019 tuvo una participación de 33.38%, equivalente a 1 589.45 PJ. En la figura 9 se puede observar el porcentaje de consumo de energía por tipo de industria: los subsectores o ramas con mayores

consumos son la industria básica del hierro y el acero (15.9% del consumo total), seguida de la cementera (9.9%), química (7.2%), minera (4.1%) y petroquímica de Petróleos Mexicanos (Pemex) (4.1%). Estas cifras sugieren que el país ha mantenido una estructura productiva de extracción y transformación básica de recursos, actividades fuertemente vinculadas a una economía fósil.

Si bien el consumo global de energía del sector ha incrementado en términos generales en las últimas dos décadas —pasando de 1 235.62 PJ en 2000 a 1 589.45 PJ en 2019, con una caída importante de 2018 a 2019—, observamos dinámicas contrastantes entre los diferentes subsectores industriales. Entre las que más han disminuido sus consumos, están las siguientes: la industria química (con una reducción de 49.7%), minera (35.3%), petroquímica de Pemex (30.7%) y de fabricación de fertilizantes (79.4%) (figura 10). Estas tendencias han sido resultado de que algunas industrias emprendieron grandes transformaciones en sus procesos productivos e hicieron más eficientes sus consumos de energéticos, mientras que otro grupo de industrias sufrió una pérdida de competitividad por las condiciones de la globalización, lo que mermó su actividad y por tanto su consumo de energía (Conuee 2020).

La caída de la producción en la petroquímica de Pemex generó a su vez una caída en el consumo energético de la industria química nacional —la cual engloba la industria química privada, la petroquímica de Pemex y la fabricación de productos de hule y fertilizantes. Esta situación influyó directamente en la competitividad de los otros segmentos, ya que la petroquímica y la industria de resinas sintéticas son las principales ramas que dinamizan el mercado químico nacional. No obstante, cabe señalar que no toda la industria petroquímica del país depende de Pemex; mientras las exportaciones nacionales de la industria petroquímica provienen de las actividades productivas del sector privado, la producción de Pemex suele consumirse en el mercado nacional (Conuee 2020).

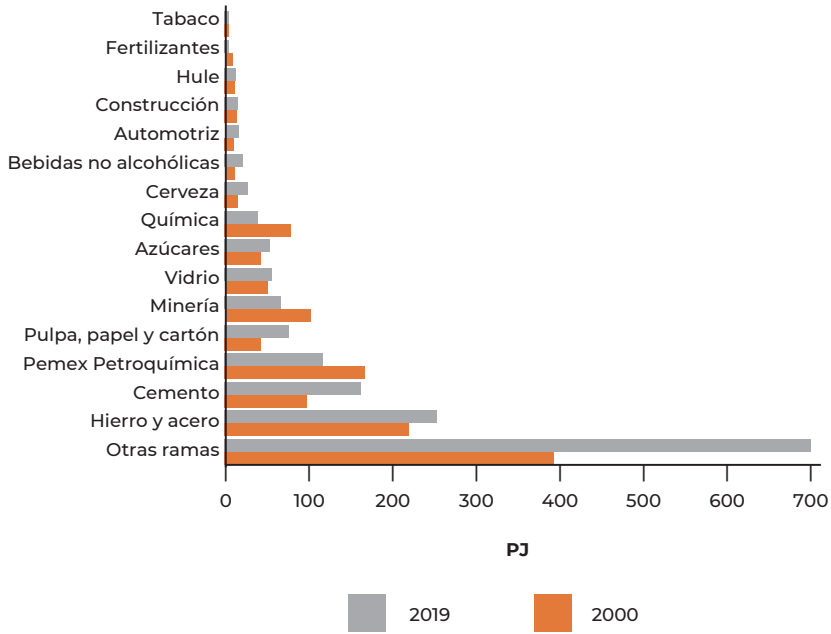
Figura 9. Porcentaje de consumo de energía por tipo de industria



Fuente: Elaboración propia con información del SIE de la Sener (s.a.a).

Desde otra perspectiva, los cambios estructurales y las dinámicas de los subsectores contribuyeron a la transformación de la matriz energética de la industria en México, según puede observarse en las figuras 11 y 12. De 2000 a 2019, los energéticos más importantes en la industria fueron el gas seco –que pasó de un consumo de 457.87 PJ a 506.36 PJ, con una tasa promedio de crecimiento anual de casi 1%– y la electricidad –que pasó de 333.56 PJ a 614.15 PJ, con una tasa promedio de crecimiento anual de 3.34 por ciento.

Figura 10. Comparativa del consumo energético de las diferentes ramas del sector industrial (2000-2019)

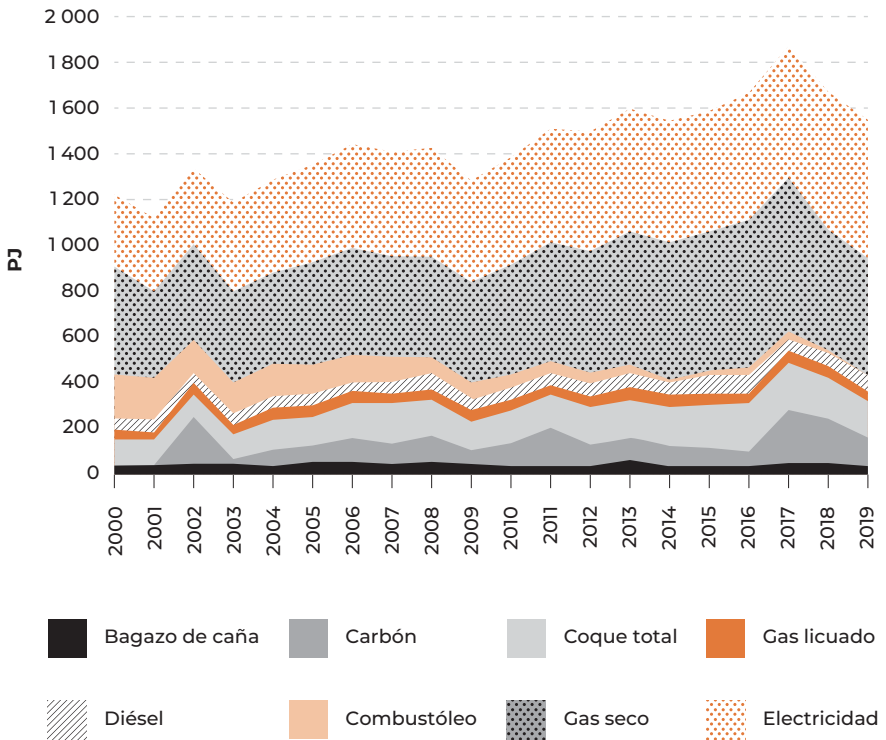


Fuente: Elaboración propia a partir del SIE de la Sener (s.a.a).

CONSUMO DE CALOR INDUSTRIAL

Como ya se ha mencionado, el consumo del sector industrial en México para 2019 se ubicó en 1 589.45 PJ, equivalente a 33.4% del consumo final total. De esta energía, 61.4% (975.3 PJ) fue utilizado en forma de calor, mientras que el restante 38.6% (614.15 PJ) correspondió a electricidad.

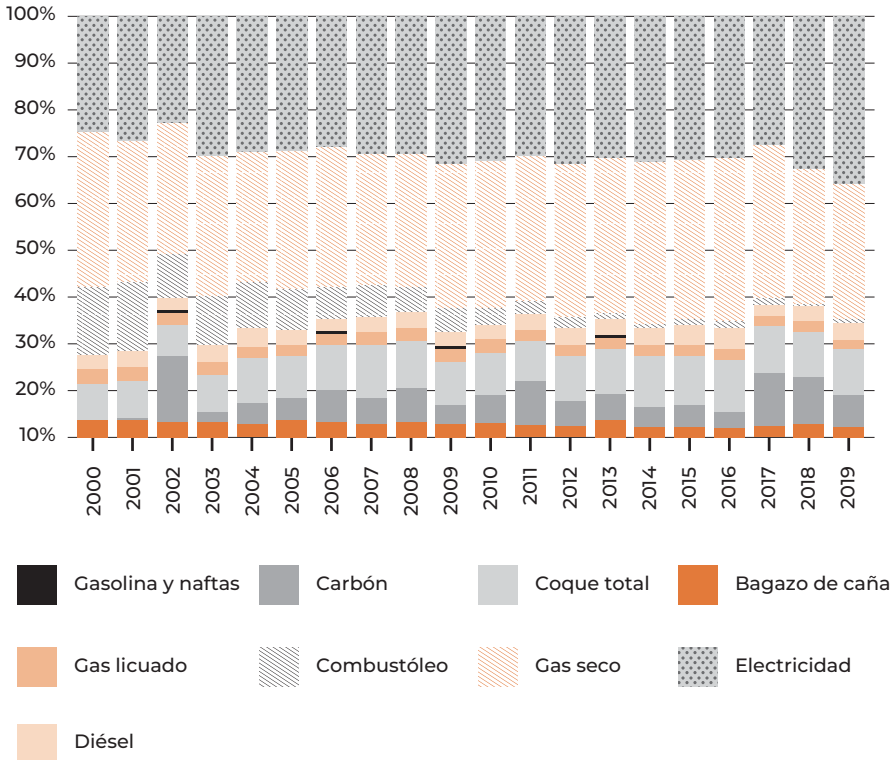
Figura 11. Tendencia del consumo por energético en el sector industrial (2000-2019)



Nota: Al ser demasiado pequeñas, no podrían distinguirse en la gráfica las siguientes categorías cuyo valor promedio aparece entre paréntesis: gasolinas y naftas (1.5 PJ); energía solar (0.3 PJ).
Fuente: Elaboración propia a partir del SIE de la Sener (s.a.).

Como se muestra en la figura 13, la demanda de calor industrial se satisface en su mayoría con gas seco (32.5% del consumo total del sector), carbón mineral, coque y petrolíferos. La tabla 1 desglosa la demanda total de energía y el consumo de calor –total y por rango de temperatura de proceso– para las principales industrias de México. En estos últimos datos se observa una variación importante en el consumo energético total en cuanto a calor de cada industria y de su contribución porcentual

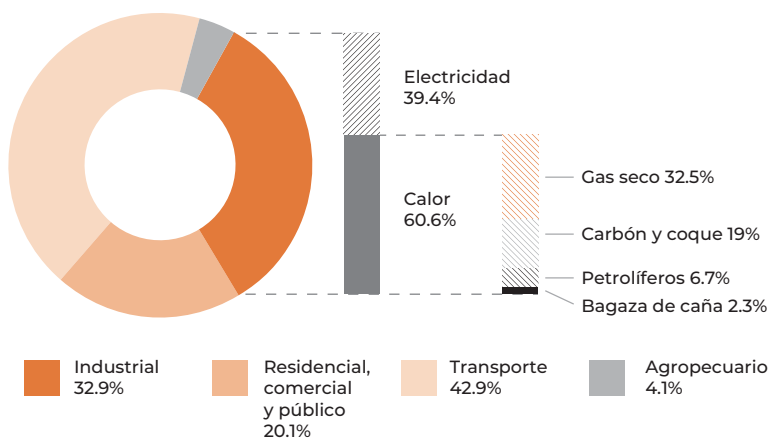
Figura 12. Porcentaje del consumo por energético en el sector industrial (2000-2019)



Nota: Al ser demasiado pequeño, no podrían distinguirse en la gráfica el aporte de la energía solar, el cual representa el 0.02% del consumo de energía en el sector industrial. Algo similar ocurre con las gasolinas y naftas, que representan el 0.11 por ciento.

Fuente: Elaboración propia a partir del SIE de la Sener (s.a.a).

con respecto al consumo total, así como del monto y porcentaje que representan diferentes rangos de calor de proceso –divididos en este caso en menor que 150 °C, de 150 a 400 °C, y mayor que 400 °C. Así, 29% del calor de proceso requerido por la industria es menor a 150 °C, y otro 21% se requiere en rangos entre 150 y 400 °C (figura 14), lo que representa un gran potencial para fuentes renovables como la energía solar térmica o la biomasa (véanse capítulos 2.1 y 2.4).

Figura 13. Consumo final de calor industrial en México (2019)


Fuente: Elaboración propia, adaptada de Solar Payback (2018) con datos de la Sener (2019).

Tabla 1. Demanda final de energía para calor en diferentes ramas industriales de México durante 2019 por rango de temperatura: baja (TB), media (TM) y alta (TA)

RAMA INDUSTRIAL EN MÉXICO	2019			% TB < 150 °C	% TM 150 - 400 °C	% TA > 400 °C	CON-SUMO TB (PJ)	CON-SUMO TM (PJ)	CON-SUMO TA (PJ)
	CON-SUMO ENERGÉTICO	CON-SUMO DE CALOR							
Otras ramas	695	270	50%	33%	17%	135	89	46	
Industria básica del hierro y el acero	252	232	4%	5%	91%	9	12	211	
Industria química	114	99	23%	30%	47%	23	30	47	
Petroquímica de Pemex	65	60	23%	30%	47%	14	18	28	
Fabricación de cemento	158	120	4%	4%	92%	5	5	110	
Elaboración de azúcares	38	34	60%	40%	0%	20	14	0	

CONSUMO ENERGÉTICO POR SECTOR

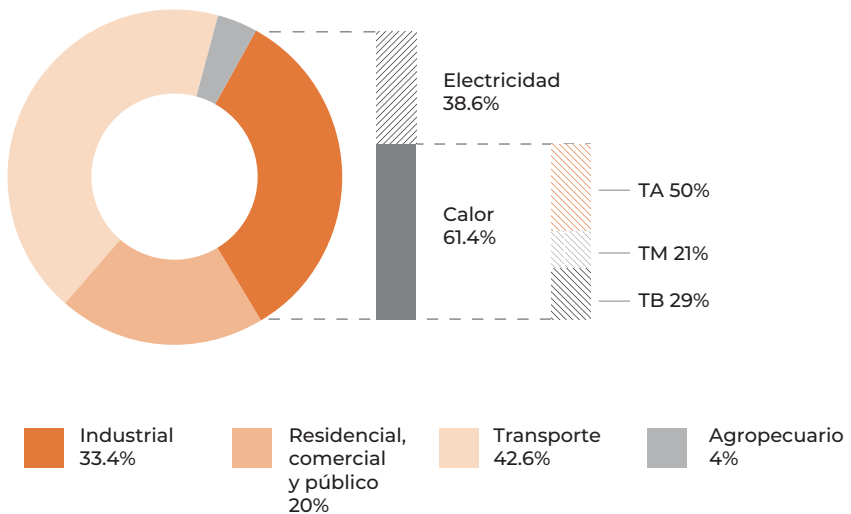
RAMA INDUSTRIAL EN MÉXICO	2019			% TB < 150 °C	% TM 150 - 400°C	% TA > 400°C	CON-SUMO TB (PJ)	CON-SUMO TM (PJ)	CON-SUMO TA (PJ)
	CON-SUMO ENER-GÉTICO	CON-SUMO DE CALOR							
Fabricación de pulpa, papel y cartón	55	43		59%	27%	14%	25	12	6
Minería	75	29		60%	40%	0%	17	12	0
Fabricación de vidrio y productos de vidrio	52	48		4%	4%	92%	2	2	44
Elaboración de cerveza	29	24		60%	40%	0%	14	10	0
Elaboración de refrescos, hielo y otras bebidas no alcohólicas	12	8		60%	40%	0%	5	3	0
Fabricación de productos de hule	9	8		23%	30%	47%	2	2	4
Fabricación de automóviles y camiones	19	9		82%	18%	0%	7	2	0
Construcción	13	8		50%	33%	17%	4	3	1
Fabricación de fertilizantes	1	0.5		23%	30%	47%	0	0	0
Elaboración de productos de tabaco	1	0.3		60%	40%	0%	0	0	0
Total	1 587*	993					283	212	498
Estructura de la demanda de calor por nivel de temperatura							29%	21%	50%

Nota: La suma de los parciales puede no coincidir con los totales debido al redondeo de las cifras del *Balance Nacional de Energía 2018* (Sener 2019).

Fuente: Elaboración propia, aplicando el método descrito por Saygin *et al.* (2014) y adaptado por Solar Payback (2018) a los datos de la Sener (2020).

De los rangos de temperatura descritos, los de baja y media pueden ser generados con facilidad con tecnologías termosolares y de biomasa, ya sea en forma de agua caliente o de vapor, en numerosos procesos de las industrias química, alimentaria, de maquinaria, minera, textil y maderera, entre otras. La selección del tipo de tecnología a utilizar depende en gran medida del nivel de temperatura requerido (véase capítulo 2.1). En algunas aplicaciones, como procesos de lavado y secado, sólo se requieren temperaturas bajas de alrededor de 50 °C, para lo cual se pueden utilizar tecnologías termosolares como colectores planos o de aire; para temperaturas de hasta 95 °C se pueden emplear tubos evacuados como colectores planos; asimismo, es posible generar temperaturas de hasta 150 °C mediante colectores planos evacuados o colectores de tubos evacuados con reflector CPC (Solar Payback 2018).

Figura 14. Consumo final de energía para calor industrial en México (2019)

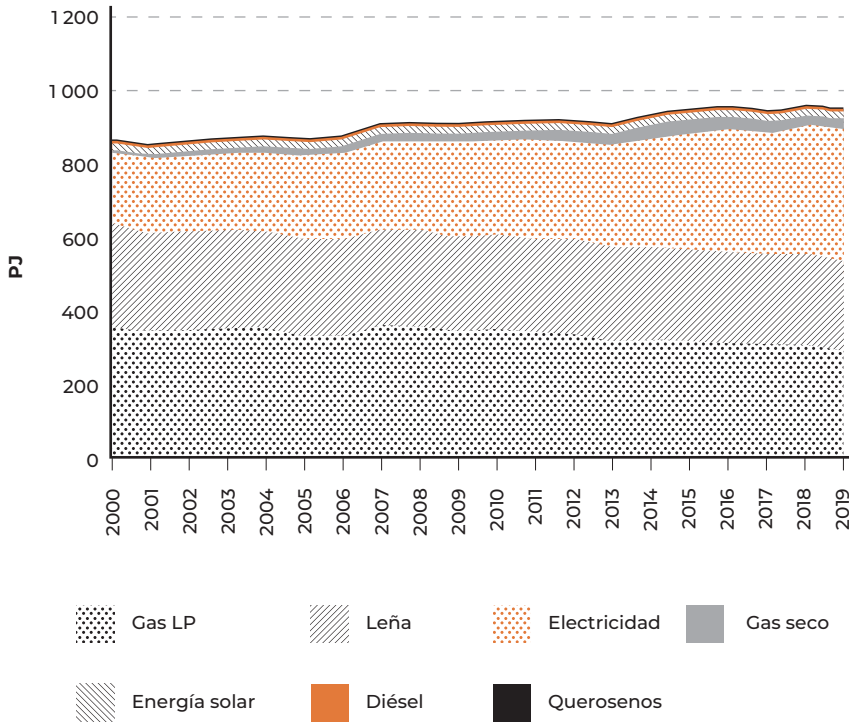


Fuente: Elaboración propia, adaptada de Solar Payback (2018) con datos de la Sener (2019).

SECTORES RESIDENCIAL, COMERCIAL Y PÚBLICO

En 2019 los sectores residencial, comercial y público demandaron 10.81% del consumo final total nacional, equivalente a 952.58 PJ, lo que supuso un aumento del 9.7% de 2000 a 2019 (figura 15) (Sener 2019). Estos sectores serán analizados con mayor detalle en los siguientes apartados de acuerdo con sus características, consumo de energía y, en lo posible, la distribución de la energía demandada para uso final.

Figura 15. Evolución del consumo de energía en los sectores residencial, comercial y público (2000-2019)



Fuente: Elaboración propia a partir del SIE de la Sener (s.a.a).

SECTOR RESIDENCIAL

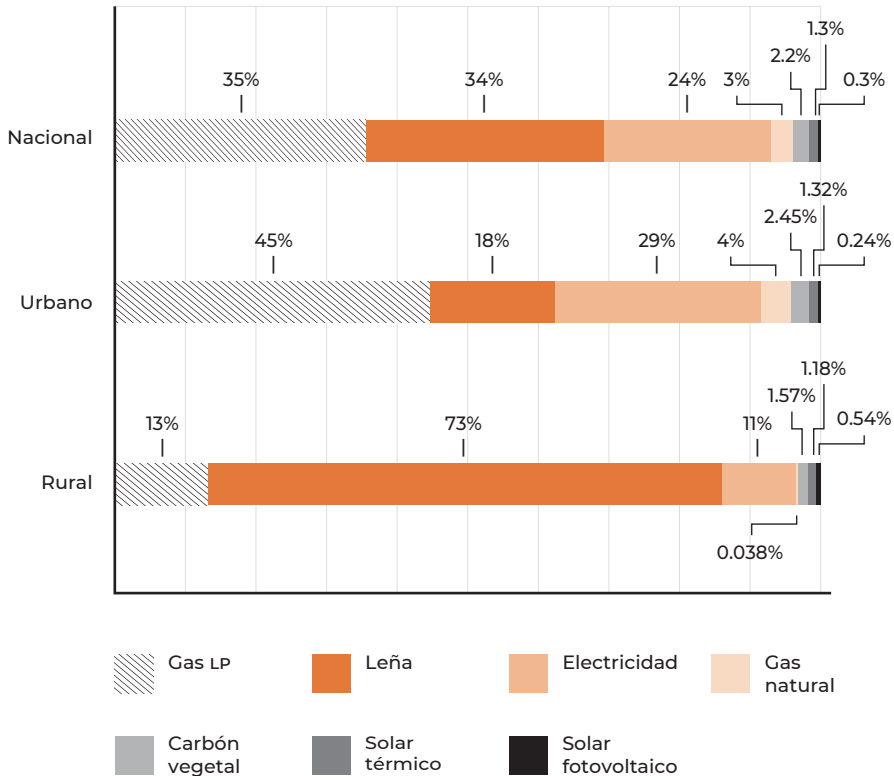
En México, los principales usos finales de la energía en el sector residencial son los siguientes: cocción, calentamiento de agua, calefacción, iluminación, enfriamiento de espacios, refrigeración, entretenimiento y ocio. De acuerdo con la Sener (2019), los hogares mexicanos consumieron 760.60 PJ durante 2018. De 2000 a 2019, este sector ha aumentado 2.4% su consumo de energía, lo que puede deberse a las tarifas de energía, a las normas de eficiencia energética para electrodomésticos y a los patrones de consumo, entre otros factores. Más aún, se observa una desigualdad importante en distintas regiones del país, en zonas tanto rurales como urbanas (figura 16).

En un análisis detallado del consumo del sector residencial por uso final, realizado a partir de la Encuesta Nacional de Consumos de Energía en las Viviendas (Encevi) (Inegi 2018), Contreras *et al.* (2023) estimaron un consumo de 790 PJ para 2018, del cual 76% corresponde a energía térmica y 24% a energía eléctrica. En cuanto a combustibles, el gas licuado de petróleo (GLP) es el que suministra la mayor cantidad de energía con un 35% del consumo total (280 PJ), seguido muy de cerca de la leña (34%, 267 PJ), mientras que la electricidad proporciona 24% (189 PJ); el gas natural, 3% (24 PJ); el carbón vegetal, 2% (17 PJ); la energía solar térmica, 1% y la fotovoltaica, >1%, (12.6 PJ entre ambas).

La leña sigue siendo uno de los combustibles más importantes del sector residencial, con un impacto de 34% en el consumo sectorial y 73% en el consumo rural (figura 16).

La distribución de los usos finales en el sector residencial nacional se muestra en la figura 17. La cocción de alimentos fue el uso final de mayor demanda de energía con 59% del consumo (469 PJ), seguida del calentamiento de agua (15%, 120 PJ), el enfriamiento de espacios (7%, 57 PJ), la refrigeración de alimentos (5%, 38 PJ), otros usos (4%, 29 PJ), calefacción (3%, 26 PJ), entretenimiento (3%, 24 PJ), iluminación (2%, 16 PJ), lavado de ropa (1%, 11 PJ) y bombeo de agua (>1%, 1 PJ).

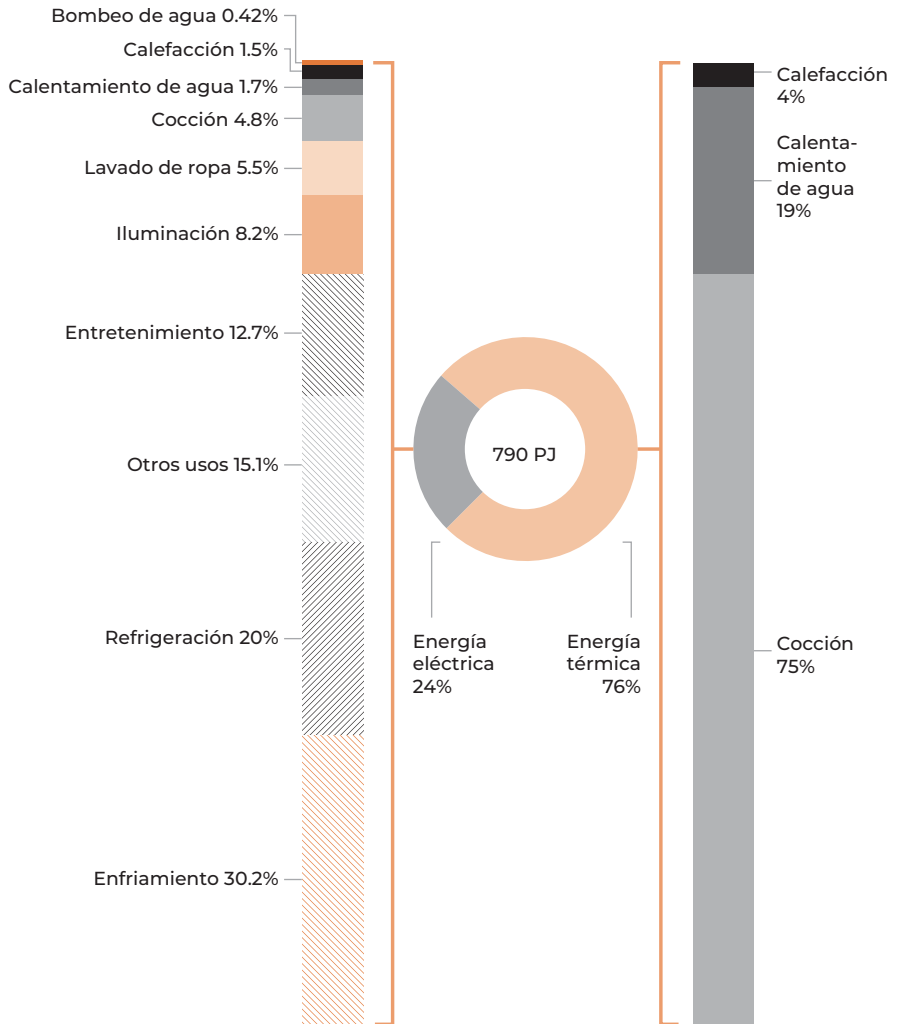
Figura 16. Estructura de la matriz energética en el sector residencial nacional, urbano y rural



Fuente: Contreras et al. (2023).

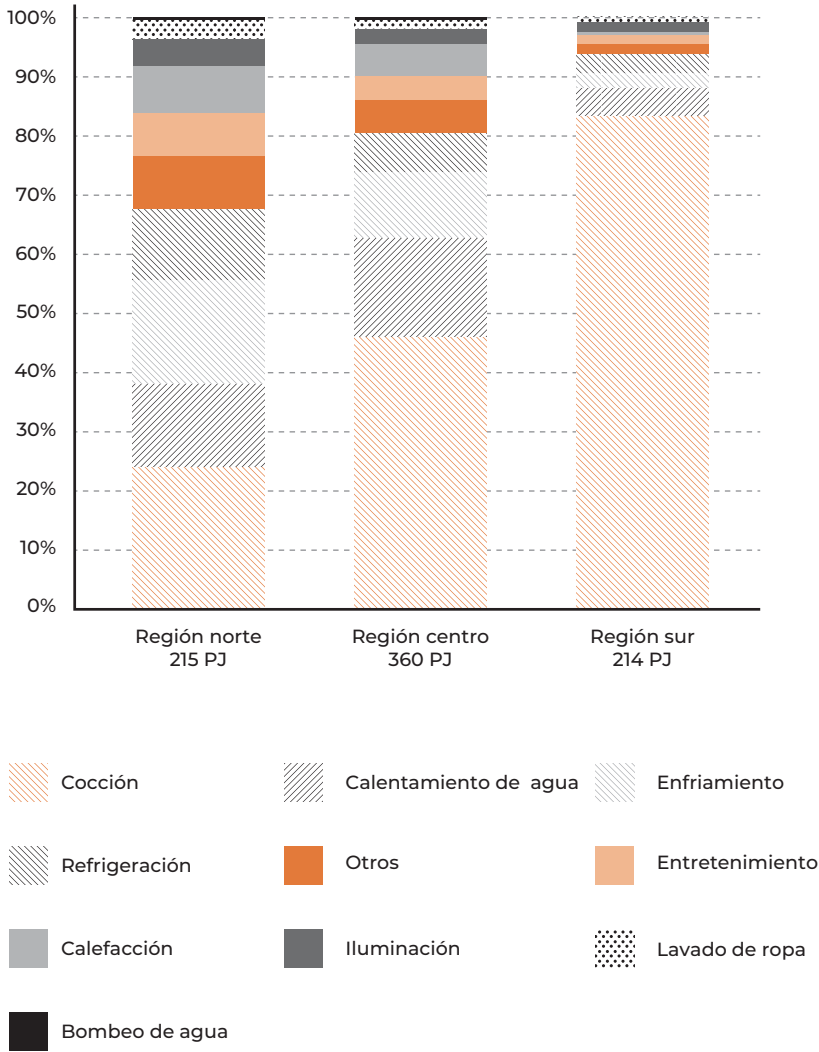
Hay una notable variación en cuanto a la distribución de los usos finales, de acuerdo con el tipo de localidad –urbana o rural– y región del país (para mayor detalle véase capítulo 1.10). Esto se debe a la diferencia en el nivel de acceso a tecnologías energéticas, a la diversidad y eficiencia de estas tecnologías y a sus patrones de uso, en los cuales influyen factores culturales y sociales (figura 18).

Figura 17. Distribución de los usos finales en el sector residencial nacional



Fuente: Contreras *et al.* (2023).

Figura 18. Distribución de los usos finales en el norte, centro y sur del país



Fuente: Contreras et al. (2023).

En cuanto al tipo de localidad, en las zonas rurales la cocción de alimentos representa casi el doble del consumo que en las urbanas. Lo anterior se debe en gran medida al uso múltiple de dispositivos para la cocción, el uso extendido de la leña, los patrones de uso, las convenciones culturales y los hábitos propios de cada comunidad. La tabla 2 resume los consumos anuales de energía por combustible, región del país y sector.

Tabla 2. Consumo anual de energía (PJ) por combustible, sector y región

COMBUSTIBLE	USO FINAL	SECTOR / REGIÓN					
		NACIONAL	URBANO	RURAL	NORTE	CENTRO	SUR
Consumo anual de energía:		790	560	229	215	361	214
LEÑA	Cocción	260	95	165	28	92	141
	Calentamiento de agua	3.22	1	2	1	2	0
	Calefacción	4	3	0	4	0	0
	<i>Total</i>	<i>267</i>	<i>99</i>	<i>167</i>	<i>33</i>	<i>94</i>	<i>141</i>
CARBÓN VEGETAL	Cocción	17	14	4	1	12	5
	<i>Total</i>	<i>17</i>	<i>14</i>	<i>4</i>	<i>1</i>	<i>12</i>	<i>5</i>
GAS LP	Cocción	175	149	27	41	103	31
	Calentamiento de agua	88	85	3	23	60	5
	Calefacción	17	16	1	15	1	0
	<i>Total</i>	<i>280</i>	<i>250</i>	<i>31</i>	<i>79</i>	<i>164</i>	<i>36</i>
GAS NATURAL	Cocción	7	7	0	4	3	0
	Calentamiento de agua	15	15	0	8	7	0
	Calefacción	3	3	0	3	0	0
	<i>Total</i>	<i>25</i>	<i>25</i>	<i>0</i>	<i>15</i>	<i>10</i>	<i>0</i>
SOLAR TÉRMICO	Calentamiento de agua	10	7	3	0	9	0
	<i>Total</i>	<i>10</i>	<i>7</i>	<i>3</i>	<i>0</i>	<i>9</i>	<i>0</i>

ELECTRICIDAD	Cocción	9	8	1	3	5	1
	Iluminación	16	13	3	5	8	3
	Refrigeración	38	31	7	10	20	7
	Lavado ropa	11	9	2	3	6	2
	Entreteni- miento	24	20	4	6	14	4
	Enfriamiento	58	52	5	46	2	10
	Calefacción	3	3	0	2	1	0
	Calentamiento de agua	3	3	0	2	1	0
	Bombeo de agua	1	1	0	0	1	0
	Otros usos	30	26	4	10	15	5
	Total	193	166	26	87	73	33

Fuente: Contreras *et al.* (2023).

SECTOR COMERCIAL Y PÚBLICO

El consumo de energía del sector comercial abarca locales comerciales, escuelas, restaurantes y hoteles, entre otros (Sener 2019). Aunque los principales usos varían de acuerdo con el tipo de comercio, destacan los siguientes: iluminación, bombeo de agua, cocción, calentamiento de agua, calefacción, enfriamiento de espacios y refrigeración. Además, hay usos específicos como el riego, el uso de equipo médico y el uso de energía para anuncios publicitarios, entre otros. En el sector comercial tanto los usos finales como las características requeridas para la energía son muy diversos. De acuerdo con el SIE de la Sener (s.a.a), en 2018 se consumieron 170 PJ, de los cuales 54.29% correspondió a electricidad, 36.6% a gas LP, 6.4% a gas seco y 3% a energía solar. El sector comercial ha aumentado su consumo 48% en el periodo comprendido entre 2000 y 2019. La tabla 3 muestra el consumo de energía eléctrica de diferentes tipos de comercios. Los comercios con la mayor demanda anual de energía son los hospitales, las oficinas y los restaurantes.

Tabla 3. Consumo anual de electricidad por tipo de comercio y zona climatológica (TWh)

TIPO DE COMERCIO	CLIMA			TOTAL
	CÁLIDO SECO	CÁLIDO HÚMEDO	TEMPLADO	
Hoteles	1.8	3.6	1.2	6.6
Restaurantes	3.1	3.9	5.1	12.1
Oficinas	5.1	4.1	6.3	15.5
Comercios	0.8	0.6	0.8	2.2
Supermercados	2.3	1.2	2.2	5.7
Hospitales	8.7	3.5	5.1	17.3
Escuelas	1.6	1.7	3.4	6.7
Cines	0.3	0.2	0.5	0.9

Fuente: Conuee (2019).

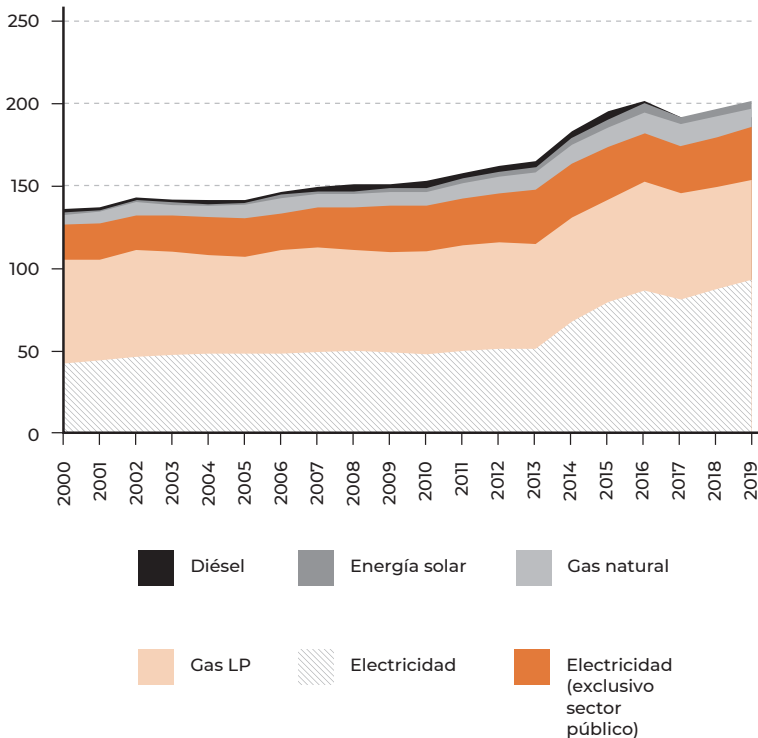
Por su parte, el consumo de energía del sector público considera el alumbrado público, así como el bombeo de agua potable y aguas negras (Sener 2019). A diferencia del sector comercial, 100% de la demanda del sector público proviene de la energía eléctrica. De acuerdo con el SIE de la Sener (s.a.a), en 2019 este sector consumió 32.95 PJ, de los cuales 100% fue energía eléctrica. De 2000 a 2019, el sector público aumentó su demanda de energía en un 55 por ciento.

SECTOR AGROPECUARIO

El sector agropecuario considera todas las actividades agrícolas, forestales, pecuarias y pesqueras que se llevan a cabo en el país. De acuerdo con el SIE de la Sener (s.a.a), dicho grupo consumió 191.89 PJ en 2019. A continuación, se exponen los principales usos de la energía de acuerdo con las actividades mencionadas:

- *Actividades agrícolas y producción de alimentos:* irrigación, bombeo de agua, equipo agrícola, transporte y labranza; esta última es

Figura 19. Evolución de la demanda de energía en el sector comercial por combustible y demanda de energía eléctrica en el sector público (2000-2019)



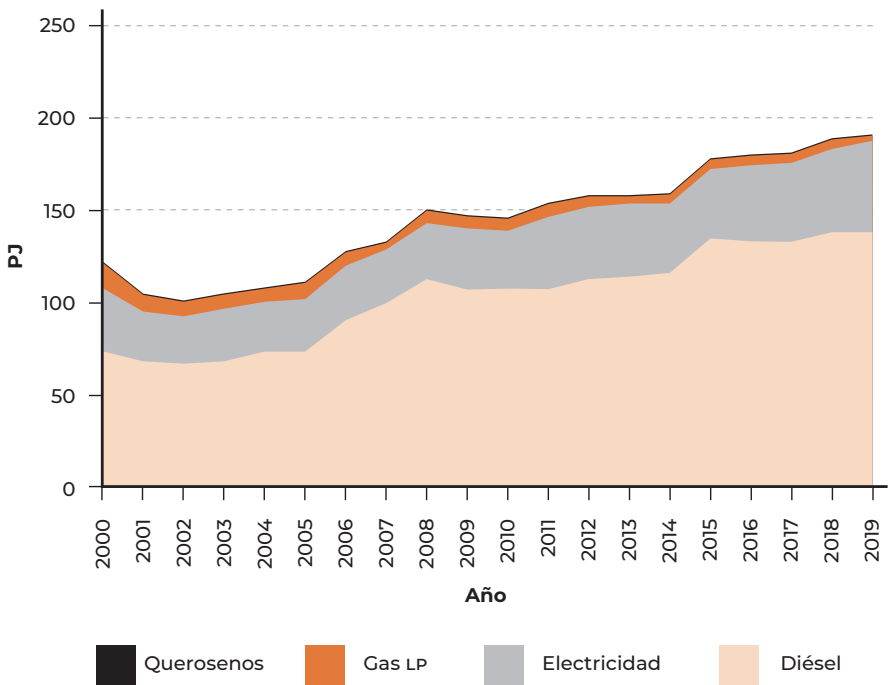
Fuente: Elaboración propia a partir del SIE de la Sener (s.a.a).

una de las actividades agrícolas que usan energía de manera más intensa (Reyes Andrés 2016).

- *Actividades forestales:* transporte y uso de maquinaria como volteos, bulldozers, retroexcavadoras y desbrozadoras, entre otras.
- *Actividades pecuarias y pesqueras:* gestión de rancho o finca, operación de ordeñadoras y de equipos de preparación de alimentos automatizados, tanques de enfriamiento, iluminación y ventilación de edificaciones lecheras, bombeo de agua y transporte marítimo (Reyes Andrés 2016).

El diésel es el combustible que satisface la mayor cantidad de las necesidades energéticas del sector agropecuario (141.10 PJ), seguido por la electricidad (47.26 PJ) y el gas LP (3.5 PJ). La anterior distribución de combustibles puede explicarse por la alta demanda de energía para satisfacer usos relacionados con transporte y maquinaria para actividades agropecuarias y forestales. La demanda de energía de este sector aumentó 66% en el periodo 2000-2019.

Figura 20. Evolución de la demanda de energía en el sector agropecuario (2000-2019)



Nota: La gráfica refleja los consumos de energía comercial para la producción agrícola, pesquera, pecuaria y forestal; no se incluye el trabajo humano ni el animal, que son de suma importancia en diferentes regiones del país; tampoco se consideran las actividades de distribución y procesamiento de alimentos.

Fuente: Elaboración propia a partir del SIE de la Sener (s.a.a).

CONCLUSIONES

En los últimos 20 años el consumo final de energía en México aumentó 32%, con un periodo de rápido crecimiento entre 2000 y 2015, seguido de un estancamiento entre 2016 y 2018, y un decrecimiento en 2019. Esta tendencia general presenta importantes contrastes por sector y tipo de energético. En general, podemos decir que la demanda de energía ha seguido de cerca la actividad económica y que los cambios en su composición, desde 2000, reflejan la estrategia de desarrollo neoliberal de los gobiernos en turno, pues éstos orientaron mayormente la economía hacia la exportación, en el sector tanto industrial como agropecuario, dejando al mismo tiempo importantes rezagos en el área social y ambiental.

Al analizar las fuentes de energía, podemos concluir que en el periodo de estudio las gasolinas y naftas se afianzaron como los principales energéticos del país, y que la electricidad experimentó un aumento importante en el consumo, pues pasó a ser la segunda fuente de energía final del país para 2019.

El transporte se ha asentado como el sector de mayor consumo en México, con 42% del consumo total de energía durante 2019. Entre sus retos destaca la muy pobre diversificación de su matriz, ya que es dependiente en más de 99% de petrolíferos –gasolinas, diésel y querosenos–, en su mayoría importados. Asimismo, el consumo del sector se destina principalmente al transporte por carretera y, dentro de éste, a los automóviles particulares, lo que representa también grandes ineficiencias tanto para la movilidad de mercancías como para la de pasajeros.

El sector industrial, segundo en importancia por su consumo, ha tenido un crecimiento importante con cambios en la estructura de consumo por energéticos y ramas industriales. En la actualidad, sus dos principales energéticos son la electricidad –que ha experimentado el mayor dinamismo en el periodo– y el gas natural –que predomina para usos térmicos. Debido a que más de 68% del gas natural se importa y a que

la generación de electricidad depende también en gran medida de este combustible, puede concluirse que el sector industrial también presenta una baja soberanía energética (véase capítulo 1.4). Por subsectores, las industrias del acero, la cementera y la petroquímica se mantienen como las de mayor demanda energética, si bien la petroquímica ha tenido una reducción importante en los últimos años. En cuanto a la demanda de calor de proceso industrial, destaca que 29% del total se requiere a menos de 150 °C y otro 21% se requiere en rangos de entre 150 y 400 °C, lo que representa un gran potencial para ser cubierto con energías renovables, como la energía solar térmica o la bioenergía.

El sector residencial –que representa en el presente una quinta parte de la demanda total– es el único cuyo consumo ha permanecido prácticamente constante en los últimos 20 años, resultado en parte de las políticas de uso eficiente de energía para electrodomésticos y equipos térmicos –la mayor parte de ellos calentadores de agua convencionales y estufas de GLP, aunque en los últimos años se observa una penetración de calentadores solares de agua. Los dos principales combustibles residenciales son el GLP y la leña, de manera que los usos térmicos representan 75% de la demanda total. La leña es el principal combustible rural y su consumo se ha mostrado muy resiliente, con una tendencia al alza en los últimos años. En términos de usos finales, los más importantes –con diferencias regionales– son la cocción, el calentamiento de agua y, en menor medida, la refrigeración.

Por último, si bien el sector agropecuario representa un pequeño porcentaje del consumo total de energía, ha mostrado gran dinamismo y crecido 66% en las dos últimas décadas. El diésel representa el principal combustible, seguido de la electricidad, lo cual es un claro reflejo del incremento de la agricultura intensiva tipo “revolución verde”, del riego y de la agricultura de exportación. Una de las alternativas a estas tendencias consiste en optar por la implementación de sistemas agroecológicos locales diversos y multipropósito que diversifiquen las técnicas de producción y las fuentes energéticas utilizadas.

REFERENCIAS

- Cepal (2018). *Informe nacional de monitoreo de la eficiencia energética de México*. Cepal. <https://www.cepal.org/es/publicaciones/43612-informe-nacional-monitoreo-la-eficiencia-energetica-mexico-2018>
- Conuee (2017). *Análisis de la evolución de los indicadores de eficiencia energética en México por sector, 1995-2015*. Conuee. https://www.conuee.gob.mx/transparencia/boletines/Cuadernos/cuadernillo8_corregido.pdf
- _____ (2019). *Consumo de electricidad de edificios no residenciales en México: la importancia del sector servicios*. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/455552/cuaderno3nvoiciclo_2.pdf
- _____ (7 de febrero de 2020). Actualización de 2020 de la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, en términos de la Ley de Transición Energética. *Diario Oficial de la Federación*.
- Contreras, M., M. Serrano-Medrano y O. Maserá (2023). *Patrones de consumo energético en el sector residencial de México: un análisis desde la perspectiva de usos finales*. México: Pronace ECC-Conacyt.
- Elizondo, A., y T. Hernández (2018). Regulación de las emisiones de CO₂ para vehículos ligeros en México. *Gestión y Política Pública*, 27(2), 571-594.
- INECC (2021). Tabla INEGyCEI 1990-2019. En: *Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 1990-2019*. INECC. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/665743/112_INEGyCEI_1990-2019_IPCC_2006_IIN.xlsx
- Inegi (2018). *Encuesta Nacional sobre Consumo de Energéticos en Viviendas Particulares*. Inegi. <https://www.inegi.org.mx/rnm/index.php/catalog/495>
- _____ (2021). *Vehículos de motor registrados en circulación*. México: INEGI. <https://www.inegi.org.mx/programas/vehiculosmotor/>
- Reyes Andrés, G. (2016). *Eficiencia energética en el sector agropecuario. Estado del arte*. México: Secretaría de Energía.
- Saygin, D., D.J. Gielen, M. Draeck, E. Worrell y M.K. Patel (2014). Assessment of the technical and economic potentials of biomass use for the production

- of steam, chemicals and polymers. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 40. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.114>
- Sener (2019). *Balance Nacional de Energía 2018*. México: Subsecretaría de Planeación y Transición Energética, Dirección General de Planeación e Información Energéticas-Sener. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/528054/Balance_Nacional_de_Energ_a_2018.pdf
- _____ (2020). *Balance Nacional de Energía 2019*. México: Subsecretaría de Planeación y Transición Energética, Dirección General de Planeación e Información Energéticas, Sener. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/618408/20210218_BNE.pdf
- _____ (s.a.a). *Sistema de Información Energética*. <http://sie.energia.gob.mx/>
- _____ (s.a.b). *Glosario de términos usados en el sector energético*. https://sie.energia.gob.mx/docs/glosario_hc_es
- Solar Payback (2018). *Calor solar para la industria: México*. <https://www.solar-payback.com/download/calor-solar-para-la-industria-mexico/?lang=es&wpdmdl=2054&refresh=5fd2348b355801607611531>
- SCT (2019). Comparativo entre los diferentes modos de transporte. *Estadística básica 2019*. <https://www.sct.gob.mx/transporte-y-medicina-preventiva/autotransporte-federal/estadistica/2019/>

1.9 Cambios en la generación, demanda y pérdidas del sistema eléctrico durante la pandemia de Covid-19

Rafael González López
Natalie Ortiz Guerrero

INTRODUCCIÓN

La pandemia de Covid-19 modificó muchos aspectos de nuestra forma de vivir al alterar la economía y, sin duda, los patrones de consumo y de generación de energía. Esto trajo consigo movilizaciones de organismos nacionales e internacionales, dejando en *shock* al mundo.

Esta pandemia ha evidenciado la fragilidad de muchos sistemas, incluido el eléctrico. En particular, en México se manifestaron fallas atribuibles a los cambios propuestos en la reforma energética de 2013 –con la cual se benefician los generadores privados de energía–, a la debilidad del sistema de transmisión y a la dependencia del gas natural para generar electricidad –el cual depende del mercado estadounidense– (BBC News 2021) y que, como se percibió en el invierno de 2020, tiene precios volátiles. Asimismo, como se puede apreciar en los mercados eléctricos de Europa, la dependencia del gas natural repercute en los precios al consumidor de electricidad (Reed 22 de septiembre de 2021).

En el presente análisis, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) desempeña un papel crítico por ser la quinta empresa estatal más importante del mundo en generación de electricidad. Como consecuencia de la reforma energética de 2013, la CFE perdió relevancia en la generación eléctrica, ya que un gran porcentaje del suministro eléctrico de fuentes renovables intermitentes y ciclo combinado es generado por empresas privadas (véase capítulo 1.5, pp. 136-142). Con la pandemia de Covid-19 la fragilidad de esta empresa y los efectos de la reforma energética de 2013 se hicieron más notorios, según se muestra en este capítulo.

México tiene una relación crucial en asuntos bilaterales energéticos con Estados Unidos, ya que exporta crudo e importa productos refinados de ese país. Además, México es importador de gas natural de Estados Unidos (véase capítulo 1.4), y muchos de los energéticos empleados en el país tienen como uso final la industria (véase capítulo 1.8, pp. 207-215), la cual desempeña un papel esencial en las maquilas de productos comprendidas en el Tratado de Libre Comercio (TLC) (Jiménez 2000; Álvarez Béjar 2014).

Para el presente estudio se tomó en cuenta el periodo comprendido entre 2018 y 2020.

MÉTODOS

Para el análisis de los cambios de flujos de generación, demanda y pérdidas del sistema eléctrico se tomó en cuenta la distribución del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) por regiones de control (Sener 2021) (mapa 1).

Los datos de generación, consumo y pérdidas eléctricas por regiones de control se obtuvieron de la Comisión Reguladora de Energía (CRE s.f.) y del Centro Nacional de Control de Energía (Cenace, 2017, s.a.a). Los datos procesados alimentaron una base de datos diseñada y analizada en PostgreSQL con conexión a QGIS, para facilitar las consultas geoespaciales.

Mapa 1. Regiones de control. BCA: Baja California y Baja California Sur; NOR: Noroeste; NTE: Norte; NES: Noreste; occ: Occidente; CEN: Central; ORI: Oriental; PEN: Peninsular



Fuente: Elaboración propia con datos de la Sener (2021).

Se realizaron estadísticas de cambio anual porcentual para la generación, demanda y pérdidas por tecnología de generación y por región de control durante 2018, 2019 y 2020.

Se realizaron diagramas de Sankey para poder representar toda la complejidad de generación del país con el software e!Sankey. La minería de datos para poder colapsarlos sin perder información por hora se generó a través del software PowerBi.

El presente trabajo es en gran medida un esfuerzo de recolección y análisis de datos de distintas fuentes, así como de integración en bases de datos geoespaciales, ya que las fuentes de datos no presentan estadísticas y están completamente desagregadas.

RESULTADOS

CAMBIOS EN LA GENERACIÓN MEDIANTE DISTINTAS TECNOLOGÍAS (2018, 2019 Y 2020)

En lo que se refiere a los cambios que tuvieron lugar en el periodo 2018-2019 (tabla 1), hubo un incremento en la generación de electricidad de 2.3%, ya que en 2018 se registró una generación total de 310.4 TWh, mientras que en 2019 se registró una generación de 317.4 TWh. En este primer periodo destaca un incremento en la generación de la fuente fotovoltaica en 287%, pasando de 2.2 TWh a 8.4 TWh. A su vez, se reportaron los siguientes incrementos por fuente de energía: biomasa, 37% (de 0.07 TWh a 0.1 TWh); eólica, 34% (de 12.4 a 16.7 TWh); combustión interna, 24% (2.6 a 3.2 TWh); turbogás, 14% (de 14.3 a 16.3 TWh), y ciclo combinado, 8% (de 160.6 a 172.7 TWh). La fuente geotérmica no presentó cambios al mantenerse en 4.9 TWh. Por otra parte, hubo reducciones en la generación de las siguientes fuentes: térmica convencional, 4% (de 40.4 a 38.9 TWh); nucleoelectrica, 18% (de 13.2 a 10.9 TWh); carboeléctrica, 21% (de 27.4 a 21.6 TWh), y, por último, hidroeléctrica, 27% (de 32.2 a 23.6 TWh).

Y en lo que se refiere a los cambios registrados para el periodo 2019-2020 (tabla 1), hubo una reducción en la generación total de electricidad de 1.9%, ya que en 2019 se registraron 317.4 TWh mientras que en 2020 se reportaron 311.4 TWh. De nuevo, en este segundo periodo, destacan los siguientes incrementos por fuente: fotovoltaica, 61% (de 8.4 a 13.5 TWh); eólica, 17% (de 16.7 a 19.6 TWh); hidroeléctrica, 14% (de 23.6 a 26.8 TWh), y ciclo combinado, 6% (de 172.7 a 183.3 TWh). La fuente nucleoelectrica se mantuvo sin cambios al generar 10.8 TWh. Las fuentes que presentaron una reducción en la generación fueron combustión interna, 9% (de 3.2 a 2.9 TWh); geotermoelectrica, 9% (de 5 a 4.5 TWh); turbogás, 14% (de 16.3 a 14.1 TWh); biomasa, 17% de 0.11 a 0.09 TWh); energía térmica convencional, 40% (de 39 a 23.3 TWh), y, por último, la fuente carboeléctrica tuvo una reducción aún mayor, 42% (de 21.6 a 12.5 TWh).

CAMBIOS EN LA GENERACIÓN, DEMANDA Y PÉRDIDAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Tabla 1. Generación por tecnología y cambios porcentuales anuales (2018, 2019 y 2020)

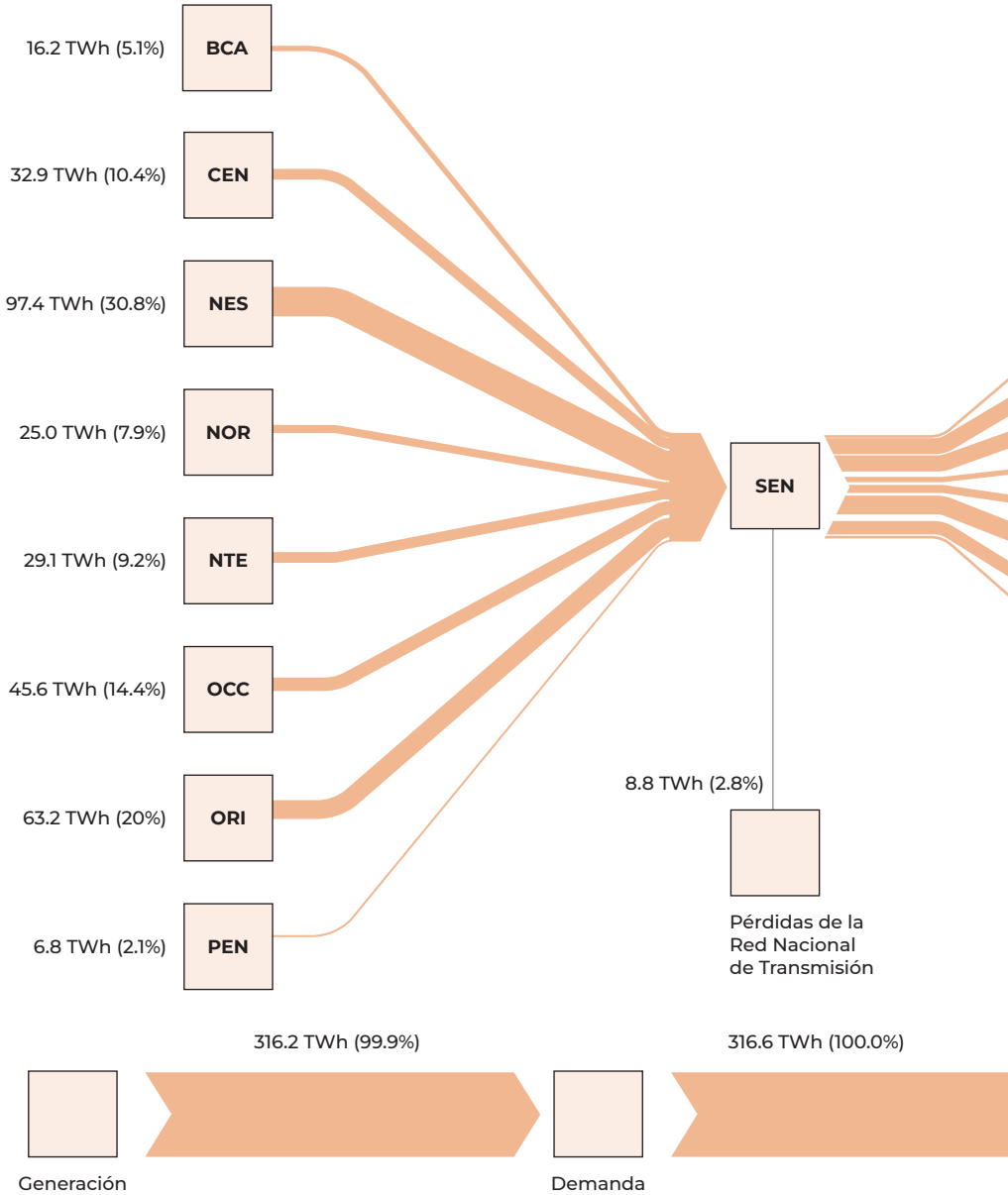
TECNOLOGÍA	2018 TWh	2019 TWh	2020 TWh	18-19 CAMBIO PORCENTUAL	19-20 CAMBIO PORCENTUAL
Biomasa	0.1	0.11	0.09	37	-17
Carbón	27.4	21.6	12.5	-21	-42
Ciclo combinado	160.6	172.7	183.3	8	6
Combustión interna	2.6	3.2	2.9	24	-9
Eólica	12.4	16.7	19.6	34	17
Fotovoltaica	2.2	8.4	13.5	287	61
Geotermoeléctrica	5	5	4.5	0	-9
Hidroeléctrica	32.2	23.6	26.8	-27	14
Nuclear	13.2	10.9	10.8	-18	0
Térmica convencional	40.4	39	23.3	-4	-40
Turbogás	14.3	16.3	14.1	14	-14

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Centro Nacional de Control de Energía (Cenace 2017, s.a.b).

CAMBIOS EN LOS FLUJOS DE GENERACIÓN, DEMANDA Y PÉRDIDAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO POR REGIÓN DE CONTROL (2019-2020)

A nivel nacional, entre 2019 y 2020, tanto la generación como la demanda y las pérdidas disminuyeron. La generación descendió 1.49%, pasando de 316.2 a 311.5 TWh. A la par de ese descenso, la demanda disminuyó de 316.6 a 309.5 TWh, lo que representa un decremento de 2.24%. Pero, sobre todo, destaca la disminución de las pérdidas, representadas en un 25% al pasar de 48 a 36 TWh (figuras 1 y 2).

Figura 1. Flujos de generación, demanda y pérdidas por región de control y total (2019)



Fuente: Elaboración propia con datos del Centro Nacional de Control de Energía (Cenace 2017, s.a.b).

CAMBIOS EN LA GENERACIÓN, DEMANDA Y PÉRDIDAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO

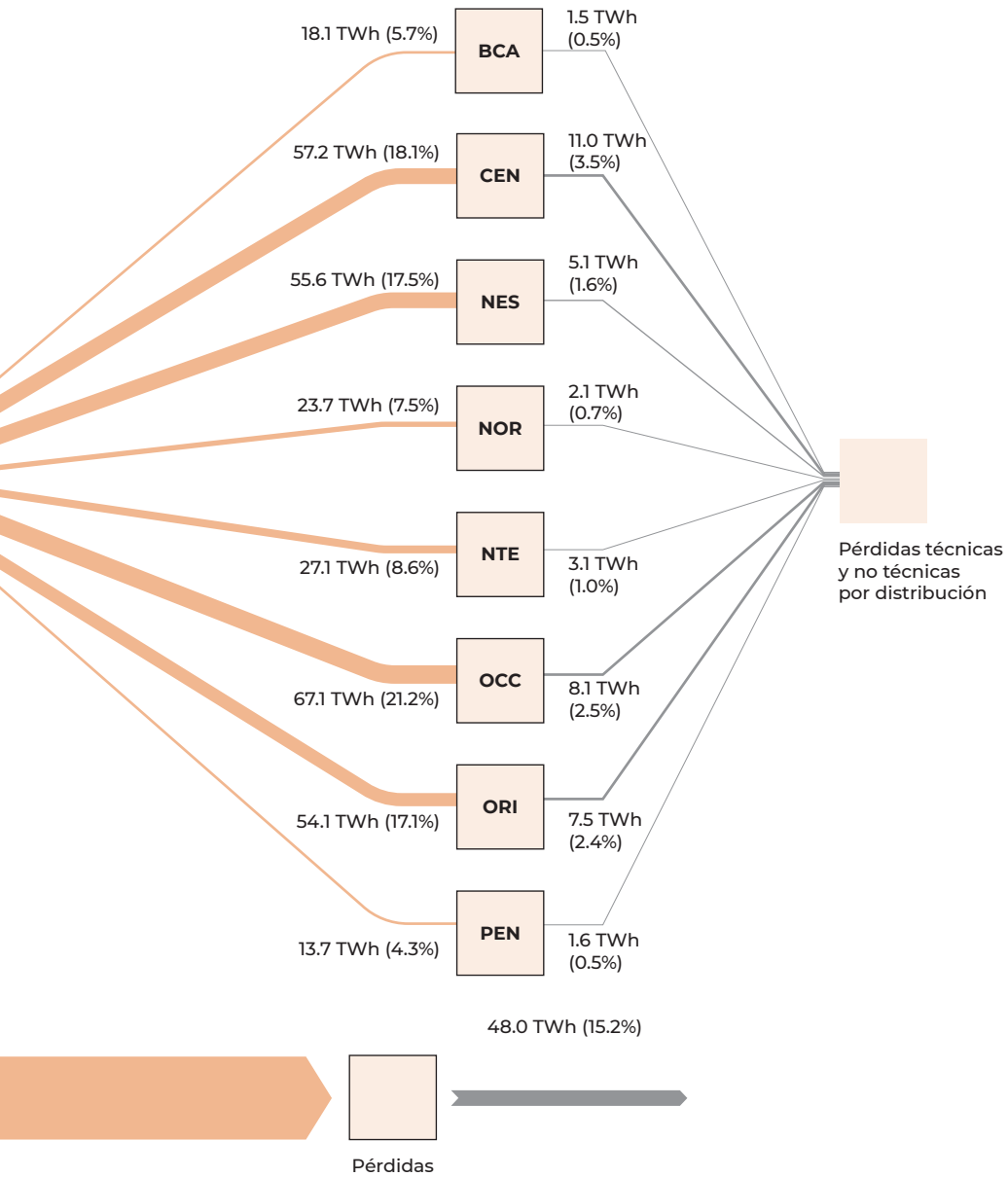
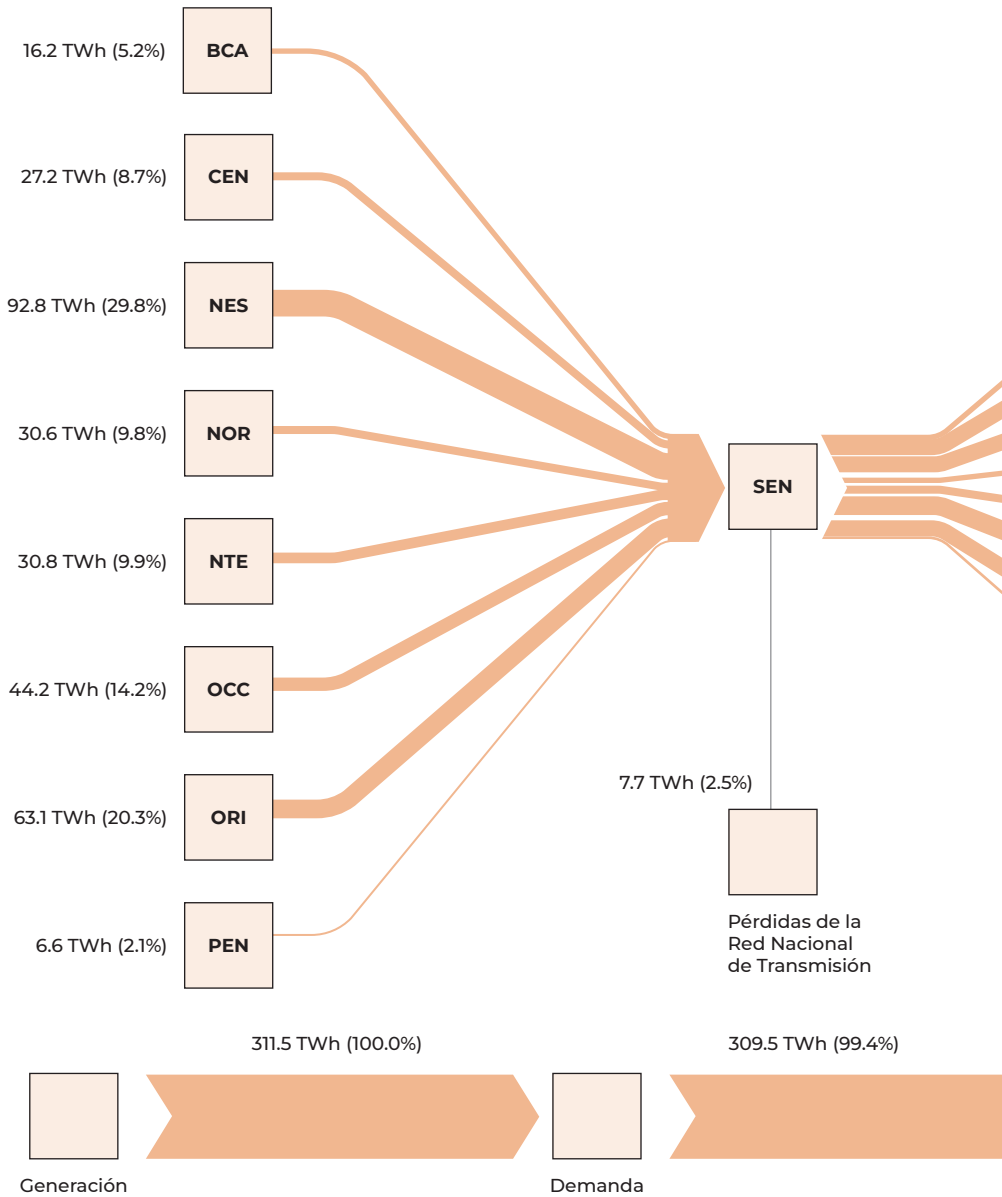
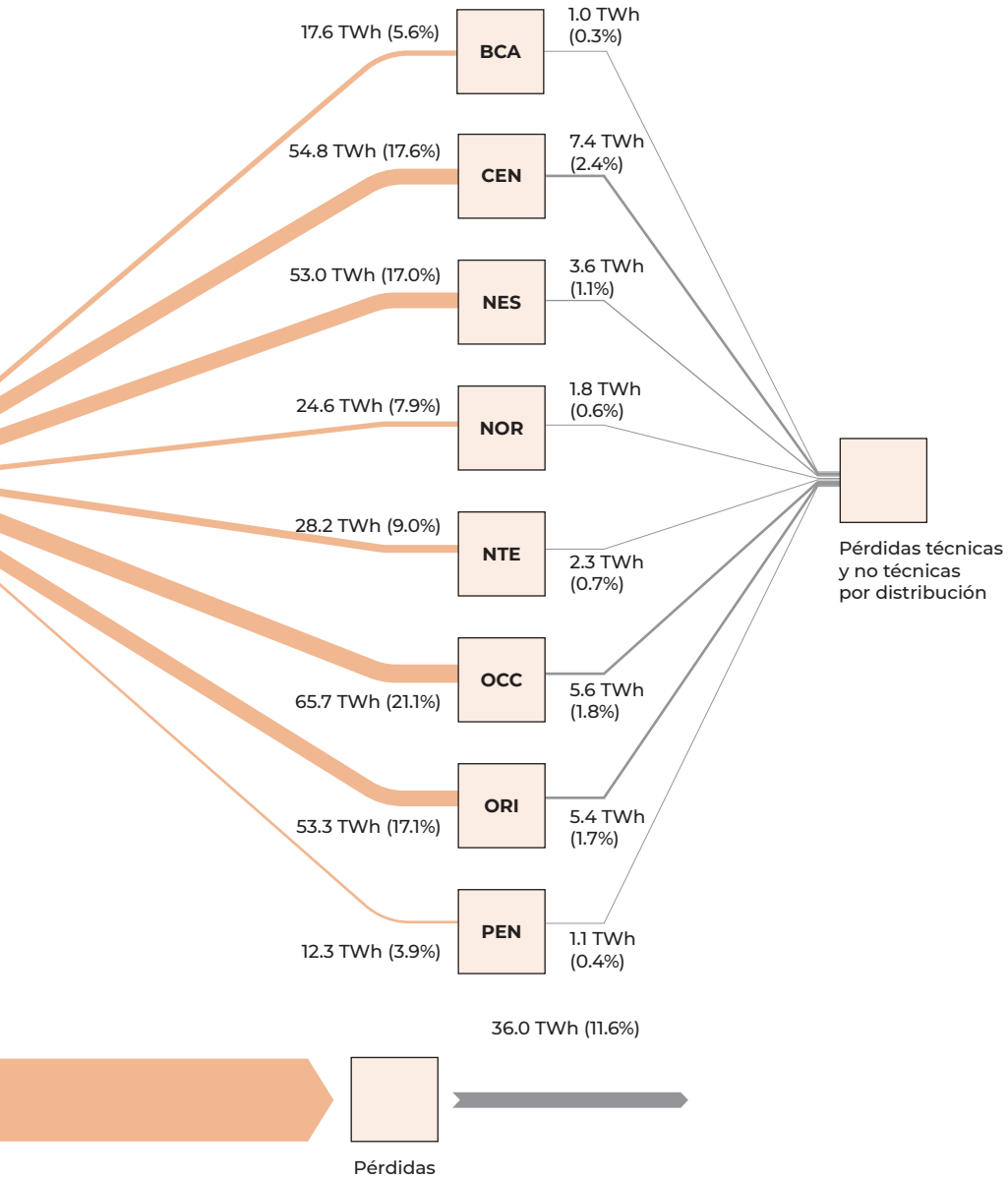


Figura 2. Flujos de generación, demanda y pérdidas por región de control y total (2020)



Fuente: Elaboración propia con datos del Centro Nacional de Control de Energía (Cenace 2017, s.a.b).

CAMBIOS EN LA GENERACIÓN, DEMANDA Y PÉRDIDAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO



- *Generación.* La región que generó mayor cantidad de energía eléctrica en 2020 fue NES. Aportó 92.8 TWh, que representa 29.8% de la generación total y con una disminución de 4.7% respecto del año anterior. A esta región le siguieron ORI, que generó 63.1 TWh (20.3% de la generación total), con una disminución de 0.2%, y la occ, que generó 44.2 TWh (14.2%), con una disminución de 3.1%. Sólo dos regiones reportaron un aumento en la generación, NTE y NOR: la región NTE, con 30.8 TWh (9.9%) y un aumento de 5.8%; seguida de la región NOR, con 30.6 TWh (9.8%) y un aumento de 22.4%. La región CEN, con 27.2 TWh (8.7%), tuvo la mayor disminución, de 17.3%. La región BCA, con 16.2 TWh (5.2%), no tuvo cambios en la generación. Por último, la región PEN, con 6.6 TWh (2.1% de la generación total), presentó una disminución de 2.9% (figuras 1 y 2).
- *Demanda.* La región occ presentó la mayor demanda en 2020, con 65.7 TWh (21.1% de la demanda total) y una disminución de 2.1% respecto del año anterior. Le siguieron la región CEN, con una demanda de 54.8 TWh (17.6% de la demanda total) y una disminución del 4.2%; ORI, con 53.3 TWh (17.1%) y un decremento de 1.5%, y NES, con 53 TWh (17%) y una disminución de 4.7%. Sólo dos regiones presentaron un aumento en la demanda, NTE y NOR: la región NTE, con 28.2 TWh (9%), que subió 4.1%, y la región NOR, con 24.6 TWh (7.9%), que incrementó 3.8%. La región BCA, con 17.6 TWh (5.6%), disminuyó 2.8%. La región que tuvo el mayor cambio porcentual fue PEN, con 12.3 TWh (3.9% de la demanda total) y una disminución del 10.2% (figuras 1 y 2).
- *Pérdidas.*¹ El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) tuvo en total aproximadamente 36 TWh en pérdidas en 2020, lo que representa 11.6% del total de la energía generada (figura 2) (véanse capítulos 1.6 y 1.7).

¹ Las pérdidas en el sector eléctrico pueden ser técnicas y no técnicas. Las pérdidas técnicas están asociadas a la energía que se disipa en forma de calor en los procesos de transmisión, transformación y/o distribución. La energía que se pierde por usos ilícitos, errores de medición y/o facturación se considera no técnica.

La Red Nacional de Transmisión (RNT) reportó cerca de 3% del total de pérdidas. El resto de las pérdidas corresponde a las Redes Generales de Distribución (RGD) y se describe de la manera siguiente. La región que más pérdidas presentó fue la Central con 7.4 TWh (alrededor de 2.4% de la generación total), de las cuales 4.80 TWh fueron no técnicas y 2.61 TWh fueron técnicas. Las demás regiones presentaron las siguientes pérdidas: Occidental, 5.6 TWh (1.8% de la generación total), 2.38 TWh no técnicas y 3.25 TWh técnicas; Oriental, 5.4 TWh (1.7%), 2.59 TWh no técnicas y 2.81 TWh técnicas; Noreste, 3.6 TWh (1.1%), 1.87 TWh no técnicas y 1.70 TWh técnicas; Norte, 2.3 TWh (0.7%), 1.14 TWh no técnicas y 1.16 TWh técnicas; Noroeste, 1.8 TWh (0.6%), 1 TWh no técnicas y 0.78 TWh técnicas; Peninsular, 1.1 TWh (0.4%), 0.56 TWh no técnicas y 0.54 TWh técnicas, y Baja California y Baja California Sur, 1.1 TWh (0.3%), 0.55 TWh no técnicas y 0.5 TWh técnicas. Las pérdidas técnicas y no técnicas por distribución en 2020 disminuyeron respecto de 2019 en todas las regiones (figuras 1 y 2); las reducciones porcentuales fueron las siguientes: Central (32.7%), Occidental (30.9%), Oriental (28%), Noreste (29.2%), Norte (25.8%), Noroeste (14.3%), Peninsular (31.3%) y Baja California y Baja California Sur –la mayor disminución respecto de 2019– (33.3%).

EVOLUCIÓN DE PATRONES DE GENERACIÓN DIARIA POR HORA Y POR TECNOLOGÍA (2018, 2019 Y 2020)

En la figura 3 (véase en “Anexos”) puede apreciarse la evolución de los patrones de generación diaria por hora; sobresale el incremento de la energía solar en 2018 y 2019. Se observa que para 2020 las fuentes de generación solar entre las 10:00 y las 17:00 horas son el segundo tipo de energía que más genera después del ciclo combinado. En los tres años se aprecia que la energía predominante fue el ciclo combinado, mientras que la energía térmica

convencional cambió de patrón en este mismo periodo y fue desplazada por la energía hidráulica a partir de las 18:00 horas al satisfacer la demanda de energía que la generación solar no puede cubrir. La energía eólica ha desplazado a la energía carboeléctrica e incrementado su proporción a través de estos años. La generación de turbogás también ha sido desplazada por la generación eólica, mientras que las energías de biomasa, nucleoelectrica y geotermoeléctrica se mantienen como los generadores que menos despachan (véase “Anexos”, figura 3).

GENERACIÓN ELÉCTRICA POR PROPIETARIO EN 2020

En 2020 el total de la generación eléctrica fue de 311.5 TWh, de la cual 46.17% correspondió a la CFE (144.75 TWh); 29.22% de la generación fue suministrada por los productores independientes de energía (PIE) con una generación de 91 TWh.² A dichos productores les siguió la producción del sector privado con 23.83%, equivalente a 74.3 TWh, y, por último, la producción de Petróleos Mexicanos (Pemex) de 0.47% (1.46 TWh) (figura 4).

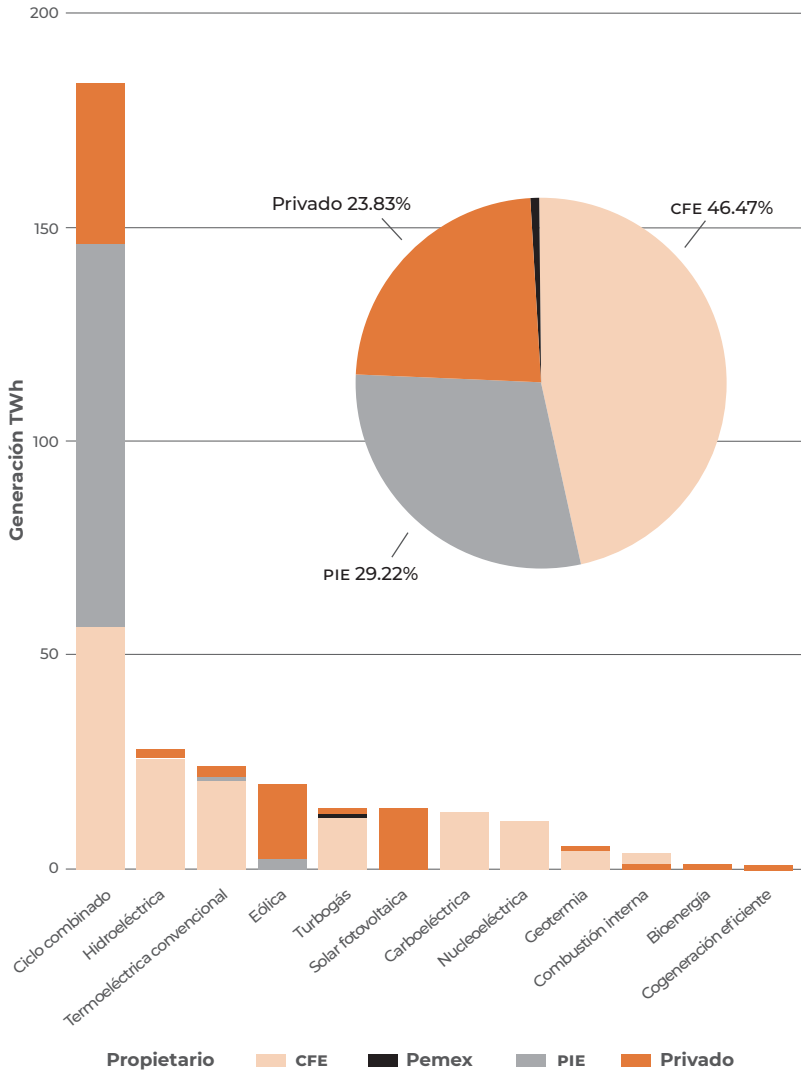
CONSUMO ELÉCTRICO POR REGIONES DE CONTROL Y SECTORES EN 2020

En 2020 el consumo eléctrico nacional de los usuarios básicos del servicio tarifario fue de 215 968 GWh, sin incluir en esta cifra el consumo de energía de los usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y autoabastos (CRE s.a.).

Las regiones de control pueden dividirse en cuatro grupos. Para 2020 las tres regiones que más consumieron energía eléctrica fueron región central con 48 682 GWh (22.5%), región occidental con 45 964 GWh (21.3%) y región noreste con 41 438 GWh (19.2%) (véase “Anexos”, figura 5).

² Los productores independientes de energía (PIE) son titulares de un permiso para generar energía eléctrica destinada exclusivamente para su venta a la Comisión Federal de Electricidad.

Figura 4. Generación en TWh por propietario (2020)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Energía (Sener 2021) y del Centro Nacional de Control de Energía (Cenace 2017 s.a.b).

Tres regiones presentaron un consumo medio: región Oriental, 19 578 GWh (9.1%); región Norte, 18 509 GWh (8.6%), y región Noroeste, 16 731 GWh (7.7%). Baja California y la región Peninsular tuvieron un consumo de 11 618 GWh (5.4%) y 10 843 GWh (5.0%) respectivamente. La región que menos consumo eléctrico presentó en 2020 fue Baja California Sur con 2 605 GWh (1.2%). Algunos de los factores que inciden en la desigualdad de la distribución del consumo energético se abordan con detalle en el siguiente capítulo.

La mediana industria³ fue el sector que registró el mayor consumo en 2020 con aproximadamente 87 000 GWh (40.5% del consumo total a nivel nacional), seguido por el sector residencial, con un consumo de alrededor de 65 000 GWh (30.2%). La gran industria⁴ ocupa el tercer lugar, con un consumo de aproximadamente 32 000 GWh (14.9%). Los sectores comercial y servicios, agrícola y alumbrado público suman aproximadamente 31 000 GWh (14.4%).

Para 2020, el consumo eléctrico relacionado con la mediana industria ocupó el primer lugar en las regiones: Baja California, Baja California Sur, Central, Noreste, Norte, Occidental y Peninsular. Para estas mismas regiones, el consumo del sector residencial ocupó el segundo lugar. En contraste, en las regiones Noroeste y Oriental el sector residencial ocupó el primer lugar y el sector mediana industria, el segundo lugar.

El consumo de la gran industria ocupó el tercer lugar para las siguientes regiones: Baja California, Central, Noreste, Occidental y Oriental. En cambio, el tercer lugar del consumo para las regiones: Baja California Sur, Noroeste y Norte corresponde al sector agrícola. Para la región Peninsular, el tercer lugar en consumo corresponde al sector comercial y servicios (véase “Anexos”, figura 5).

³ Mediana industria: clasificación de los autores de acuerdo con el esquema tarifario de la CFE (s.a.).

⁴ Gran industria: clasificación de los autores de acuerdo con el esquema tarifario de la CFE (s.a.).

DISCUSIÓN

Durante la pandemia de Covid-19 hubo un incremento notable en la generación de las energías renovables que correspondió a lo que aportaron los productores privados.

Cabe destacar que en diciembre de 2019 se reportaron impactos en el patrón de generación, ya que hubo picos de generación en las fuentes renovables que no fueron previstos, lo que produjo una serie de afectaciones en el SEN. Adicionalmente, a comienzos de 2021 se registraron apagones como consecuencia de un déficit de generación ocasionado por una tormenta invernal en Texas, lo que limitó el acceso al gas natural, cuyo precio subió hasta un 5 000% (BBC News 2021).

Se debe atender con seriedad el problema de las pérdidas por distribución, ya que representan un porcentaje considerable de la energía generada (15% para 2019 y 11% para 2020). El gobierno tiene planes para la ampliación y modernización de la RNT y la RGD (Cenace 2021), pero es el momento de cuestionar si vale la pena la transmisión de larga distancia considerando el hecho de que México es un país extenso (1 964 375 km²), o si, en cambio, sería mejor dirigir dichos esfuerzos para impulsar la generación distribuida.

De igual forma, debe comentarse que la generación con ciclo combinado representa un problema en cuanto a la seguridad y la dependencia del país, ya que se importa alrededor de 60% del gas natural que consume México y éste se utiliza cien por ciento en la generación eléctrica (véase capítulo 1.4).

Durante la pandemia de Covid-19 se redujo la generación de plantas eléctricas con mayor emisión de gases efecto invernadero, las cuales usan combustóleo y carbón, y a su vez se presentó un incremento en la generación de energías renovables, pero sin suplir la función de energías carga base,⁵ que en el caso de las energías renovables son intermitentes. Debido

⁵ Carboeléctrica, termoeléctrica, nuclear y biomasa.

a que México aún no cuenta con un sistema de almacenamiento para estas fuentes (Morales-Mora *et al.* 2021), se incrementaron los servicios de respaldo para mantener la estabilidad del sistema eléctrico.

En este análisis se hace hincapié en que los patrones de generación eléctrica no coinciden con la demanda. Por ejemplo, la región Central es la de mayor demanda, pero no es la que más genera y, junto a ello, la cantidad de energía que se requiere transmitir de una región a otra hace que aumenten las pérdidas. Por tanto, si no se gestionan las pérdidas de otra manera, incrementar la generación mediante energías renovables no tendrá un efecto notorio ya que, como hemos mencionado, se pierde más energía por transmisión y distribución que la que se genera por fuentes intermitentes renovables. El análisis de los datos muestra que con la reducción de la demanda también se redujeron las pérdidas, de 48 TWh en 2019 a 36 TWh en 2020, debido a la reducción de la saturación de los nodos.⁶

CONCLUSIONES

Durante la pandemia de Covid-19 hubo una reducción en los patrones de demanda y de generación. Estos patrones no sólo cambiaron en cantidad, sino en la variedad del origen de las fuentes, incrementando la generación de las fuentes de origen renovable, que principalmente pertenecen al sector privado.

Con la disminución de la demanda durante la pandemia, se presentó también una reducción tanto en la generación como en las pérdidas. Esto hace pensar que la RNT se satura cuando la demanda es mayor.

Por último, se propone un cambio en la matriz de generación al priorizar otras fuentes energéticas que permitan la disminución de la demanda de gas natural, ya que en la actualidad se tiene una alta

⁶ Un nodo es un punto de conectividad de la red; en él se modela una inyección o un retiro físico de energía (Cenace s.a.a).

dependencia de éste –aproximadamente 60% de la generación total–, lo cual ha incrementado la fragilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

REFERENCIAS

- Álvarez Béjar, A. (2014). Economic Integration and Energy in Mexico: Before and After NAFTA. *International Journal of Political Economy*, 43(2), 82-99. <https://doi.org/10.2753/IJP0891-1916430205>
- BBC News (18 de febrero de 2021). Apagones en México: la enorme dependencia mexicana del gas de EE.UU. que dejó al descubierto la tormenta invernal en Texas. *BBC News*. <https://www.bbc.com/mundo/noticias-america-latina-56106262>
- Cenace (2017). *Sistema de información del mercado eléctrico*. Cenace. <https://www.gob.mx/cenace#5546>
- _____. (s.a.a). *Catálogo de NodosP*. Cenace. <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/NodosP.aspx>
- _____. (s.a.b). *Historia de pronósticos de generación*. Cenace. https://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/H_PronosticosGen.aspx?N=245&opc=divCss-PronosticosGen&site=Pron%C3%B3sticos%20de%20Generaci%C3%B3n%20Intermitente&tipoArch=C&tipoUni=ALL&tipo=All&nombrenodop=
- _____. (2021). *Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista (PAMRNT) 2021-2035*. Cenace. https://www.cenace.gob.mx/Docs/10_PLANEACION/ProgramasAyM/Programa%20de%20Ampliación%20y%20Modernización%20de%20la%20RNT%20y%20RGD%202021%20-%202035.pdf
- CFE (s.a.). *Esquema tarifario vigente*. CFE. <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCREIndustria/Industria.aspx>
- CRE (s.f.). *Memorias de cálculo de tarifas de suministro básico* [Datos Abiertos]. <https://datos.gob.mx/busca/dataset/memorias-de-calculo-de-tarifas-de-suministro-basico>

- Jiménez, J. (2000). The Great Impact of BAFTA in the Energy Sector: A Mexican Perspective. *Journal of Energy & Natural Resources Law*, 18(2), 159-194. <https://doi.org/10.1080/02646811.2000.11433196>
- Morales-Mora, M.A., J.J.H. Pijpers, A. Castillo Antonio, J.C. Soto, A.M. Alcaraz Calderón (2021). Life cycle assessment of a novel bipolar electro dialysis -based flow battery concept and its potential use to mitigate the intermittency of renewable energy generation. *Journal of Energy Storage*, 35. <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.102339>
- Reed S, (22 de septiembre de 2021). Here's what's behind Europe's surging energy prices. *The New York Times*. <https://www.nytimes.com/2021/09/22/business/energy-prices-europe-britain.html>
- Sener (2021). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2021-2035*. <https://www.gob.mx/cenace/documentos/programa-para-el-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-276178>

1.10 Desigualdad en el acceso y consumo de energía en México

Rigoberto García Ochoa
Sofía Ávila
Montserrat Serrano Medrano
Omar Masera

INTRODUCCIÓN

Históricamente, el acceso y uso de la energía ha sido un factor clave en la organización y transformación de las sociedades humanas. La energía ha fungido como sustento fundamental en la configuración de diversos regímenes sociotecnológicos, desde los regímenes de cazadores-recolectores y los agrícolas hasta los actuales regímenes industriales (Haberl *et al.* 2010). Los saltos que se han dado de un régimen a otro han estado marcados por una diversificación y adición de las fuentes primarias aprovechadas, e igualmente por el desarrollo de diversas tecnologías de conversión y por una tendencia creciente en el suministro y consumo energético (véase Ávila 2019).

En esta línea, la revolución industrial o, mejor dicho, las revoluciones industriales ocurridas en los últimos 250 años han marcado un salto sin precedentes en el aprovechamiento y consumo de energía. El acceso a las reservas subterráneas de recursos fósiles –primero el carbón y luego el petróleo y el gas– y de recursos minerales –hierro, cobre y aluminio–, así como el surgimiento de una economía que depende de la

innovación tecnológica para maximizar ganancias económicas, marcaron un punto de inflexión en el desarrollo de nuevas tecnologías de conversión y maquinarias que, a su vez, permitieron un aumento en la productividad material, el crecimiento económico y la densidad poblacional de las sociedades modernas, las cuales van desarrollándose cada vez con mayor complejidad.

En conjunto, estos procesos sostienen y explican la consolidación del capitalismo, así como el imaginario de desarrollo y bienestar material al cual va asociado (*e.g.* Huber 2013; Mitchell 2011). Ahora bien, los patrones de creciente aprovechamiento energético y de consumo presentan grandes inequidades, tanto entre países –especialmente entre el Norte y el Sur globales– como en el interior de cada uno de ellos. Esta brecha se ha ampliado cada vez más en las últimas décadas. Por un lado, se observa que un porcentaje mínimo de la población global registra consumos suntuarios y derroches energéticos. Por el otro, hay enormes privaciones a nivel mundial en torno al acceso a energía asequible, segura y moderna. De acuerdo con las Naciones Unidas, una tercera parte de la población mundial usa leña o carbón como combustible para cocinar o calentar sus viviendas haciéndolo de manera ineficiente, insegura y peligrosa para su salud, y 789 millones de personas no tienen acceso a la electricidad en sus viviendas. Ante este escenario, la Agenda 2030 de Naciones Unidas para el Desarrollo Sostenible estableció en su Objetivo 7: *garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna*.¹

El reto de la desigualdad energética representa un obstáculo fundamentalmente social. Al mismo tiempo, este panorama da cuenta de una creciente problemática de carácter ambiental y tecnológico. Si

¹ Para alcanzar este objetivo, se estableció la meta de garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos –meta 7.1. En el caso de México y de la mayoría de los países del Sur global, esto significa hacer realidad el acceso universal a la electricidad y al uso de combustibles no contaminantes para la cocción de alimentos. México tenía estas metas específicas en su Agenda 2030, pero en 2021 fueron desestimadas.

consideramos que la quema de combustibles fósiles en los procesos de generación de energía es la principal fuente de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a nivel global, parece evidente que toda estrategia tendiente a reducir la brecha mundial de acceso a la energía debe acompañarse de una estrategia en el ámbito de la sustentabilidad, es decir, proponer acciones concretas orientadas a descarbonizar los procesos de generación mediante el uso de energías limpias. Asimismo, muchas de las tecnologías dominantes no son en la actualidad asequibles a la población que vive en condiciones de marginación, por lo que se requiere de un enfoque distinto, además de desarrollar otras opciones ecotecnológicas que sean tanto amigables con el ambiente como accesibles para amplios sectores sociales.

México está inmerso en las dinámicas arriba mencionadas, por lo que es necesario hacer análisis sistemáticos para dar cuenta de las particularidades económicas, sociales y ambientales que definen los patrones de producción y consumo energético en el país. El presente capítulo intenta ofrecer una primera aproximación en este sentido. Se propone dar cuenta de las desigualdades energéticas haciendo hincapié, por un lado, en los patrones de consumo suntuario de algunos sectores y, por otro, examinando los datos persistentes sobre pobreza energética. A fin de visualizar el logro de este objetivo, ofrecemos en primer lugar una perspectiva global acerca del consumo de energía y sus diferencias por región y país. En segundo lugar, mostramos un análisis con los datos disponibles sobre los niveles de acceso a la energía asequible, segura y sustentable en los hogares de México por tipo de sector —urbano o rural— y abordamos sus variaciones por estrato socioeconómico. Con ello, en tercer lugar, buscamos identificar los principales retos en la investigación y la política pública que se plantean ante los intentos de avanzar hacia un modelo redistributivo donde se regulen los consumos suntuarios y se atiendan las necesidades básicas de toda la población. Cerramos el capítulo con unas reflexiones finales en torno a este último tema.

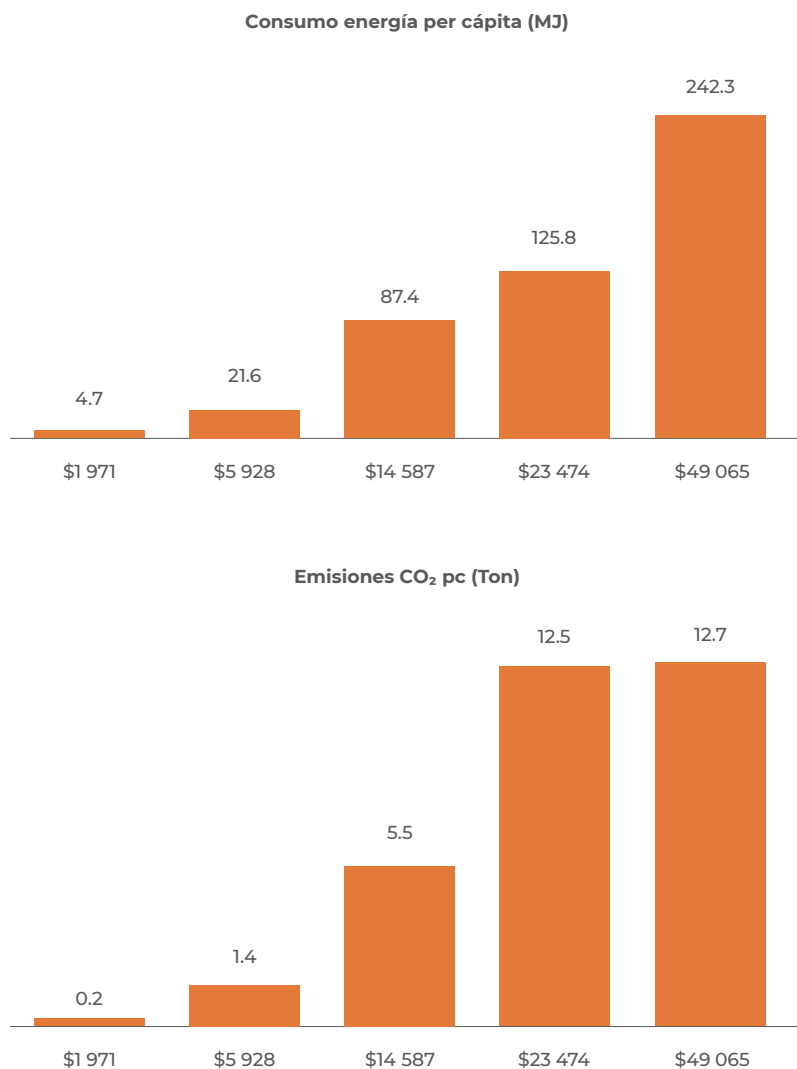
DESIGUALDAD Y ACCESO A LA ENERGÍA: UNA PERSPECTIVA GLOBAL

Diversos estudios científicos han comprobado que la desigualdad económica se traduce en una desigualdad tanto en los niveles de consumo energético como en los de las emisiones de GEI (Steinberger *et al.* 2010; Teixid-Figueras *et al.* 2016; Ivanova *et al.* 2015, citados en Oswald *et al.* 2020). Este patrón responde principalmente a la consideración de que una diferencia en el poder adquisitivo de las personas genera un consumo diferenciado de bienes y servicios, los cuales “contienen” una demanda energética específica (Oswald *et al.* 2020).

En la figura 1 presentamos un panorama sobre las desigualdades mundiales en términos de ingreso per cápita, consumo energético y emisiones de GEI.² Como se puede observar, mientras que los 40 países más ricos del mundo consumen 242.3 MJ/cap al año, los 40 más pobres sólo consumen 4.7 MJ/cap en el mismo periodo. La primera categoría está constituida por las economías del Norte global —que han dirigido la revolución industrial—, mientras que el resto de las categorías incluye a los países pobres, hoy en día considerados “en vías de desarrollo”, e incluso a los nuevos gigantes económicos como China, India o Indonesia (Statista 2020). Tales diferencias incitan a un amplio debate en torno a cómo establecer límites socioambientalmente sostenibles a fin de poder regular el derroche económico de los países y de los sectores más privilegiados, asegurando al mismo tiempo niveles de vida digna para los países y sectores marginados por el sistema económico actual.

² Esta figura resume la información de 200 países que hemos dividido por quintil de ingreso per cápita —medido en dólares estadounidenses a valor constante de 2015—, de tal forma que cada grupo se conforma por 40 países. Los ingresos per cápita promedio son: quintil 1 = 1 971 usd; quintil 2 = 5 928 usd; quintil 3 = 14 587 usd; quintil 4 = 23 474 usd, y quintil 5 = 49 065 usd.

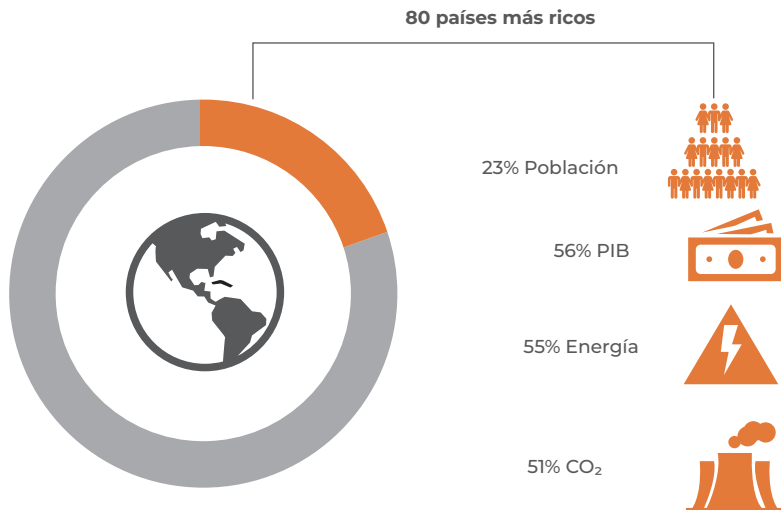
Figura 1. Consumo de energía y emisiones per cápita por nivel de ingreso per cápita a nivel mundial (2020)



Fuente: Elaboración propia con información de EIS (2022).

A la luz de ese debate, resulta fundamental reconocer que los 80 países más ricos del mundo, que concentran sólo 23% de la población mundial, generan 56% del producto interno bruto (PIB), 55% del consumo total de energía y 51% de las emisiones energéticas de CO₂. En contraste, el PIB, consumo de energía y emisiones de los 120 países restantes representan menos de 50% mundial, a pesar de que habita en ellos 77% de la población (figura 2).

Figura 2. Distribución mundial de la población, ingreso económico, consumo energético y emisiones de CO₂



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

Si profundizamos aún más en nuestro análisis a nivel de cada país, nos daremos cuenta de que tan sólo China y Estados Unidos consumen 42% de la energía mundial y generan entre ambos 44% de las emisiones de CO₂, aunque sus niveles de consumo de energía per cápita anuales son diametralmente diferentes –111 MJ para el primero y 321 MJ para el segundo–, lo que significa que un estadounidense consume en promedio el triple que un chino. En esta misma línea de desigualdad en el

consumo energético, un estadounidense promedio consume 2.3 veces más energía que un europeo, 4.9 veces más que un mexicano y 19.3 veces más que un africano.

Cabe destacar que estas cifras no sólo contabilizan la energía utilizada directamente en los hogares, incluyen también la energía utilizada en el transporte, la fabricación, la producción de energía y otros sectores. Como bien señala De Dekker (2018), este cálculo “basado en la producción” refleja de una manera mucho más completa la distribución en el acceso a la energía a nivel mundial. Sin embargo, no nos proporciona el panorama completo, pues los países con un alto uso de energía per cápita a menudo importan una gran cantidad de productos manufacturados de países con un menor uso de energía per cápita. La energía utilizada en la producción de estos bienes se atribuye a los países exportadores, lo que significa que el uso de energía per cápita en los países más “desarrollados” *sigue siendo una subestimación*.

Esta situación nos lleva a reflexionar sobre la pertinencia de llevar a cabo en el futuro estimaciones más precisas mediante enfoques tales como el ciclo de vida o la huella energética, que nos permitan analizar los patrones de producción y consumo energéticos, así como sus impactos económicos, sociales y ambientales. Además, y como lo acabamos de ver, el alto consumo energético de los países más ricos del planeta no sólo refleja un sistema económico con profundas desigualdades globales, sino también una desigualdad en las responsabilidades ambientales, ya que los procesos de producción y consumo de energía son una de las causas fundamentales del cambio climático antropogénico.

Se presenta entonces una aparente contradicción entre economía y ambiente: entre lograr que la energía contribuya a un desarrollo económico y social equitativo que dignifique al ser humano y que, al mismo tiempo se respeten los “límites ambientales planetarios”. De manera ineludible, esto nos lleva a cuestionar la viabilidad del discurso y la práctica del desarrollo sustentable. ¿Podemos crecer y desarrollarnos económica y socialmente y, al mismo tiempo, reducir las emisiones

energéticas? Al respecto, constatamos que para los países con bajos o medios niveles de consumo de energía hay una clara correlación positiva entre el aumento en el nivel de bienestar –medido por país, por ejemplo, con el índice de desarrollo humano (IDH)– y su consumo de energía per cápita (véase “Anexos”, figura 3). Sin embargo, cuando ya se garantizan condiciones aceptables de desarrollo humano –índice de desarrollo humano de 0.8 o mayores– se observa una saturación y el aumento en el consumo energético per cápita de los países no se refleja con tanta claridad en un mayor bienestar (Arto *et al.* 2016).

Esta realidad nos muestra que un nivel de vida digno no implica un consumo de energía desmedido. Mientras que la provisión de energía es un aspecto fundamental para el reto del desarrollo humano, sólo se requiere un nivel básico de consumo energético para asegurar niveles adecuados de bienestar. Un estudio publicado en 2020 en la revista *Nature* muestra que, según el esquema de crecimiento económico imperante a nivel global, las desigualdades energéticas presentes y futuras continuarán respondiendo al consumo de bienes y servicios “lujosos” por parte de regiones geográficas y sectores poblacionales específicos (Oswald *et al.* 2020).

Como se muestra en la figura 4 (véase “Anexos”), los índices de mayor desigualdad en el consumo energético se presentan en el consumo correspondiente al transporte, en particular en el uso de automóviles privados impulsados por gasolina y el transporte vacacional –primordialmente aéreo. Por tanto, un aumento en la provisión de energía acorde con el actual modelo económico no resuelve las desigualdades en el consumo de bienes y servicios, que son fundamentales para la subsistencia y una vida digna: 1) alimentación y 2) acceso a electricidad y calefacción en los hogares.

Desde esta perspectiva, la apuesta por dar continuidad a los sistemas económicos basados en el crecimiento –aunque sea con tecnologías “bajas en carbono”– no será suficiente para mitigar los incrementos en las desigualdades económicas, energéticas y ambientales que hoy permean

tanto a nivel internacional como dentro de las naciones. A partir de esta evaluación surge la necesidad de pensar en modelos de desarrollo alternativos que aseguren parámetros de equidad en cuanto a ingreso económico, consumo energético digno y sustentabilidad ambiental. En este marco, las desigualdades económicas y energéticas deben atenderse con estrategias integrales en las que la reducción de los consumos suntuarios desempeñe un papel fundamental, más allá de sólo garantizar el acceso a la energía (Wiedmann *et al.* 2020).

DESIGUALDAD ENERGÉTICA EN MÉXICO

México es el décimo país más poblado del mundo (1.3% del total), decimosegundo en generación del PIB (1.8%), decimotercero en consumo energético (1.3%) y decimosegundo en generación de emisiones energéticas (1.4%). Si bien estos números no pueden compararse con los de países como China, Estados Unidos, India o Rusia, las dinámicas económicas de México tienen un peso ciertamente relevante en la evaluación de las tendencias en desigualdad, energía y sustentabilidad a nivel mundial y nacional.

De hecho, la desigualdad en México en cuanto a los usos de energía es un claro reflejo de su desigualdad económica. Como lo advierte el *World Inequality Report* (Chancel *et al.* 2022), México es uno de los países más desiguales del mundo, ya que presenta una relación preocupante entre los sectores afluentes y marginados en el país. Mientras que 10% de la población mexicana acapara 78% de la riqueza en los hogares, la mitad más pobre presenta índices negativos de riqueza. Así pues, las desigualdades económicas que se registran en México replican el patrón internacional en relación con la energía. Es decir, vienen acompañadas de desigualdades en el consumo energético y en las emisiones de carbono. En cuanto a las emisiones de carbono, el estudio arriba citado indica que mientras el 50% más pobre de la población mexicana emite menos de 2 tCO₂e/cap, las emisiones del 1% superior de la población son más de

40 veces mayores (84 tCO₂e/cap). Estos niveles de desigualdad son significativamente más altos que los de Brasil –donde el 10% superior de la población emite ocho veces más que el 50% inferior– y son comparables con los de China (Chancel *et al.* 2022).

DESIGUALDAD ENERGÉTICA EN LOS HOGARES DE MÉXICO

El nivel de acceso a los servicios de energía en el sector residencial de la población mexicana –coccción, iluminación, conservación de alimentos, calentamiento de agua, comodidad térmica y entretenimiento– está marcado por una desigualdad derivada en gran medida de la heterogeneidad en el nivel de ingreso de los hogares, estructura de las viviendas, localización geográfica y pertenencia al ámbito rural o urbano. El grado de acceso a estos servicios está directamente relacionado con la satisfacción de necesidades humanas fundamentales como subsistencia, protección, entretenimiento, placer, recreación u ocio. Para satisfacer estas necesidades, las familias hacen uso de una amplia gama de electrodomésticos y de tecnologías que se abastecen con diversos combustibles y fuentes de energía.

Una primera forma de analizar las desigualdades en los patrones de consumo de energía en México consiste en revisar las disparidades en el acceso a los servicios energéticos en los hogares –también denominados “usos finales de la energía”– (véase capítulo 1.8, pp. 217-222). Para este objetivo, la Encuesta Nacional sobre Consumo de Energía en las Viviendas (Encevi), levantada por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (Inegi 2018), brinda información muy detallada y relevante desglosada por tipo de localidad –urbana o rural– y por región del país. Estas regiones se dividen según el tipo de clima y se conforman de la siguiente manera (mapa 1): 1) región cálida extrema (norte); 2) región templada (centro), y 3) región tropical (sur).³

³ Las entidades federativas comprendidas en la región 1 (cálida extrema) son Baja California, Baja California Sur, Coahuila de Zaragoza, Chihuahua, Durango, Nuevo León, Sinaloa, Sonora

Mapa 1. Regiones climáticas de México

Fuente: Inegi (2018).

En la tabla 1 se muestran los nueve usos principales y sus respectivos dispositivos derivados de la Encevi 2018 (Inegi 2018). Se enumeran a continuación los usos finales, junto con los principales dispositivos empleados para cada uno de ellos: cocción (estufa de gas y fogón); iluminación (focos ahorradores fluorescentes); refrigeración (refrigerador); lavado de ropa (lavadora); entretenimiento (televisión); enfriamiento (ventilador y aire acondicionado); calefacción (calefactores de gas y eléctrico); calentamiento de agua (calentador de gas) y suministro de agua (bomba eléctrica). Además, hay otros dispositivos que tienen usos menos significativos rubricados como “Otros” y que no se presentan en

y Tamaulipas; la región 2 (templada) comprende las entidades: Aguascalientes, Colima, Ciudad de México, Guanajuato, Hidalgo, Jalisco, México, Michoacán, Morelos, Nayarit, Puebla, Querétaro, San Luis Potosí, Tlaxcala y Zacatecas; la región 3 (tropical) incluye las entidades: Campeche, Chiapas, Guerrero, Oaxaca, Quintana Roo, Tabasco, Veracruz y Yucatán (mapa 1).

esta tabla. Incluyen, entre otros: licuadora, plancha, horno de microondas, batidora, cafetera, tostador, parrillas, secadora de cabello, tenazas-plancha para cabello y secadora de ropa. Los dispositivos que no fueron considerados son computadoras, celulares, impresoras, tabletas, estéreos y radios, entre otros.

Tabla 1. Usos finales y dispositivos principales

NECESIDAD HUMANA FUNDAMENTAL	USO FINAL	DISPOSITIVO	COMBUSTIBLE
Subsistencia	Cocción	Estufa ¹	GLP ² GN ³
		Estufa eléctrica	Electricidad
		Estufa ahorradora de leña	Leña
		Fogón abierto	Leña
		Estufa con chimenea	Carbón vegetal
		Horno de microondas	Electricidad
Protección- Entretenimiento- Placer-Creación	Iluminación	Focos ahorradores fluorescentes	Electricidad
		Focos incandescentes	Electricidad
		Focos ahorradores (LED)	Electricidad
Subsistencia- Protección	Refrigeración	Refrigerador	Electricidad
Subsistencia- Protección	Lavado de ropa	Lavadora	Electricidad
Entretenimiento- Ocio	Entretenimiento	Televisión ⁴	Electricidad
Subsistencia- Protección	Enfriamiento ⁵	Ventilador	Electricidad
		Aire acondicionado	Electricidad

Subsistencia-Protección	Calefacción ⁶	Calefactor de gas	GLP ²
		Calefacción de leña	Leña
		Calefactor eléctrico ⁷	Electricidad
Subsistencia-Protección	Calentamiento de agua	Calentador de gas ⁸	GLP ²
		Calentador eléctrico ⁹	Electricidad
		Bóiler de leña	Leña
		Calentador solar	Solar
Subsistencia	Suministro de agua	Bomba de agua	Electricidad

¹ Incluye estufa de gas licuado de petróleo (GLP) y gas natural.

² Gas LP: incluye gas estacionario y gas de cilindro.

³ Gas natural (GN).

⁴ Televisión a color de 19 a 21 pulgadas.

⁵ Se asume que los dispositivos para enfriamiento sólo se utilizan en los meses de junio y julio.

⁶ Se asume que los dispositivos para calefacción sólo se utilizan en los meses de diciembre y enero.

⁷ Incluye calefactor eléctrico con aceite térmico, eléctrico de resistencia y eléctrico de torre.

⁸ Incluye calentador de gas con depósito, de gas de rápida recuperación y de gas instantáneo de paso.

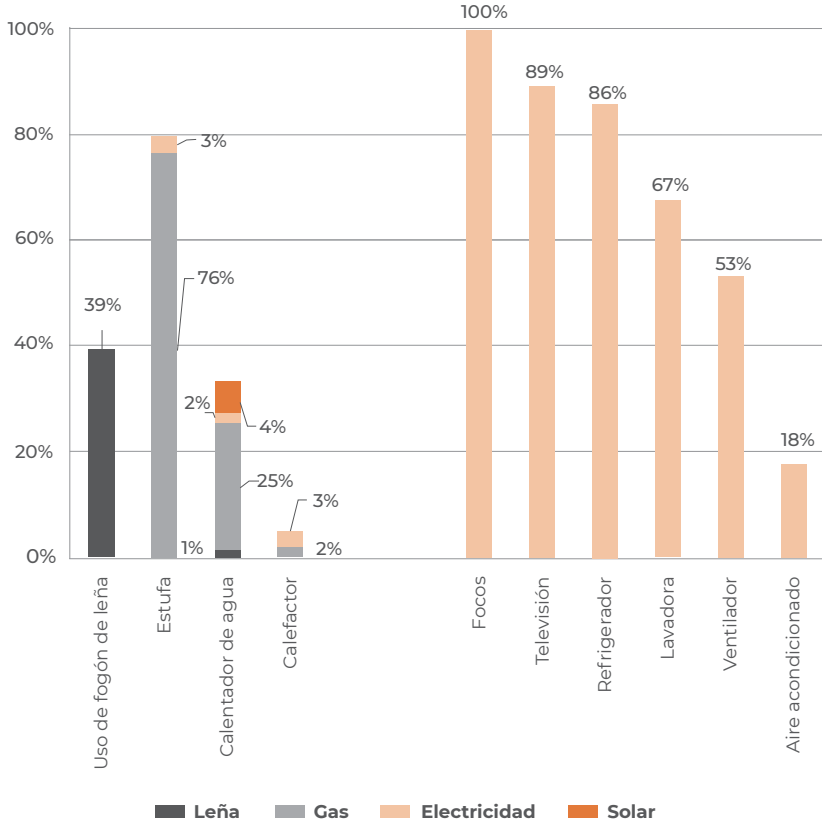
⁹ Incluye calentador eléctrico instantáneo de paso y eléctrico con depósito.

Fuente: Elaboración propia a partir del Inegi (2018).

Del análisis de la Encevi (véase Contreras *et al.* 2023) observamos que el acceso a los servicios energéticos y sus dispositivos de aprovechamiento tiene una gran variación de acuerdo con el uso final. Mientras que a nivel nacional ciertos usos como iluminación, refrigeración y televisión presentan un acceso prácticamente de carácter universal –99%, 86%, y 89% de las viviendas, respectivamente–, otros presentan rezagos importantes. Por ejemplo, 20% de la población sigue utilizando fogones de leña como combustible primario para cocción y otro 20% como combustible secundario. La lavadora llega a 71% de las viviendas, el calentador de agua a 38%, el ventilador a 21%, el aire acondicionado también a 21% y el calefactor a 7% (figura 5).

Puede observarse en la figura 6 que la desigualdad entre el nivel de saturación de las principales tecnologías en los ámbitos rural y urbano es todavía muy acentuada. El nivel de saturación en el ámbito rural de todos

Figura 5. Nivel de acceso a los principales dispositivos en el sector residencial nacional

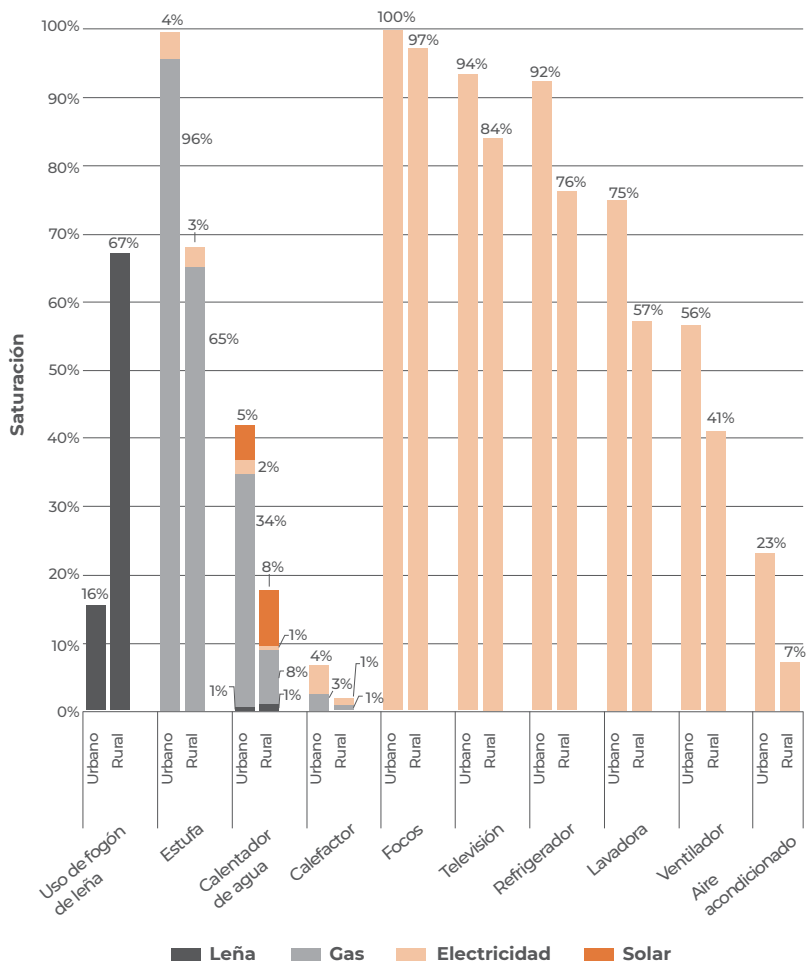


Fuente: Contreras et al. (2023).

los dispositivos –con excepción del fogón– es significativamente menor que en el sector urbano y que la media nacional. Para cubrir las necesidades de cocción, el uso de fogones en el sector rural se incrementa hasta 67%, es decir, supera en 28 puntos porcentuales a la media nacional y es 51 puntos porcentuales mayor que en el sector urbano, que cuenta con una saturación de 16%. Por otra parte, el uso de estufa es 10 puntos porcentuales menor que la media nacional y 31 puntos

porcentuales menor que en el sector urbano, donde se tiene una saturación del 100 por ciento.

Figura 6. Comparación del nivel de acceso a los principales dispositivos entre el sector rural y el urbano residencial



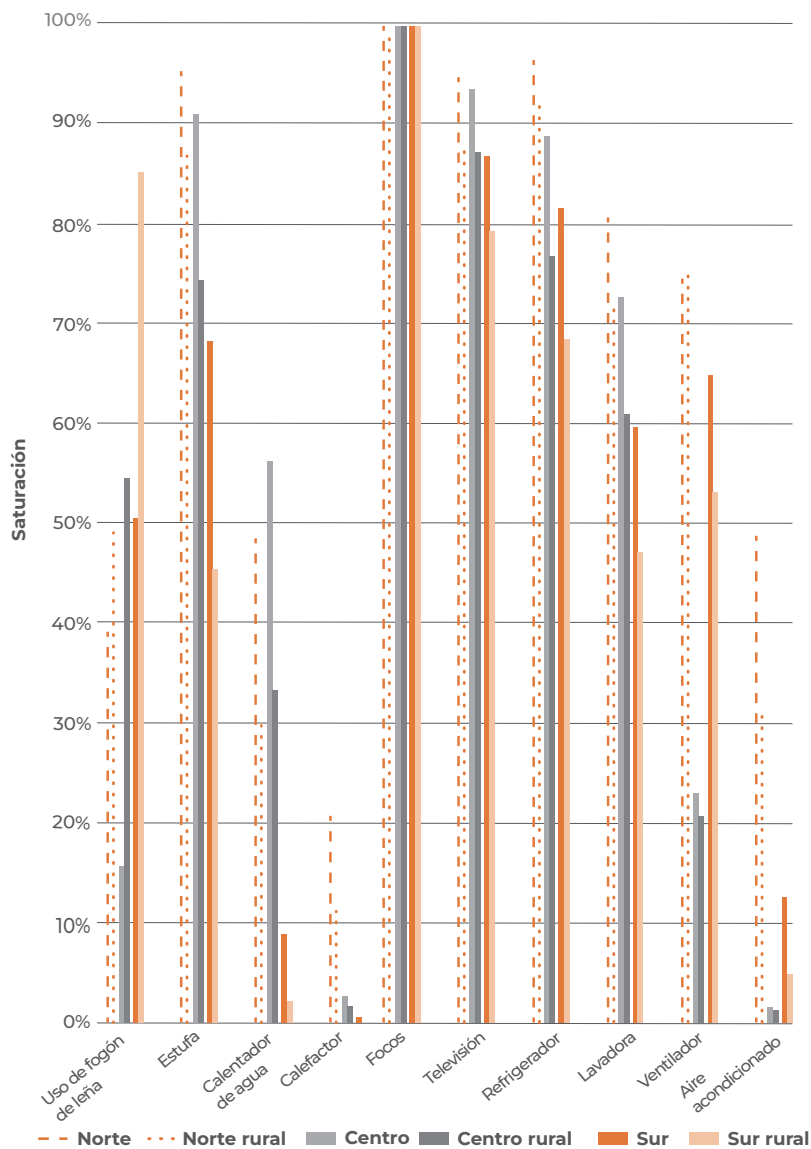
Fuente: Modificado de Contreras et al. (2023).

La saturación del calentador de agua en el sector rural es de 18%, y es la que más rezago presenta frente a la media nacional y el sector urbano, con 14 y 24 puntos porcentuales menos, respectivamente. Las saturaciones en ventilador (41%), aire acondicionado (7%), lavadora (57%) y refrigerador (76%) presentan rezagos de entre 10 y 12 puntos porcentuales respecto de la media nacional y de 15 a 18 puntos porcentuales respecto del sector urbano. Las tecnologías del sector rural que menor rezago presentan frente a la media nacional y el sector urbano son televisión, focos y calefactor.

Estas dinámicas de desigualdad en el acceso a dispositivos están intrínsecamente relacionadas con el nivel de ingreso de las familias (Jeuland *et al.* 2021). Las condiciones de pobreza y de pobreza extrema de gran parte de la población en México –más presentes en las zonas rurales del país– dificultan la adquisición de tecnologías energéticas eficientes, lo que disminuye la calidad de vida de las personas y contribuye todavía más a su rezago social. La importancia de la saturación de fogones de leña en el país –también mayor en el sector rural– reafirma que este dispositivo es un aliado difícilmente reemplazable en su totalidad por una estufa de gas, y que el uso sostenido de la leña como un combustible esencial de cocción para casi 28 millones de personas interviene como una estrategia para afrontar la falta de acceso al gas debido a la dispersión de localidades rurales o a los bajos niveles de ingresos que allí se presentan en los hogares.

Asimismo, puede observarse que el nivel de acceso a los dispositivos ofrece diferencias importantes de acuerdo con la región del país (figura 7). En general, el sur presenta un mayor uso de leña y está más rezagado en el acceso a las diferentes tecnologías; así, son excepciones el ventilador y el aire acondicionado, que muestran los menores niveles de saturación en el centro del país. Si además se contrasta el nivel de acceso a los dispositivos en cada región con su respectivo ámbito rural, podremos observar que el rezago regional-rural es todavía mayor en las tres regiones e incluso más en la región sur-rural.

Figura 7. Nivel de acceso a los principales dispositivos por región y en el sector rural de cada región del país



Fuente: Elaboración propia a partir del Inegi (2018).

En contraparte, el sur es también la región donde el uso del fogón alcanza la saturación más alta del país con 85%. En cambio, en la región norte se presentan niveles significativamente mayores de saturación de calefactor y aire acondicionado, en comparación con las otras dos regiones. Por su parte, la región centro es donde se tiene mayor acceso al calentador de agua, con 56% de saturación.

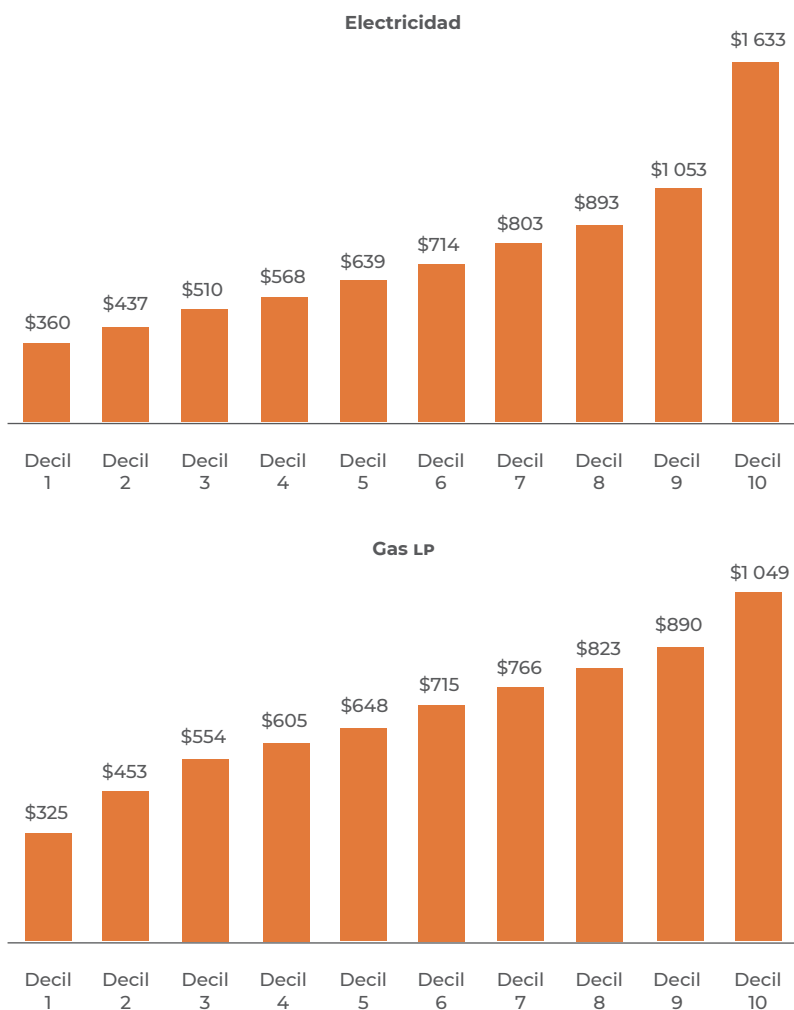
DESIGUALDADES EN EL CONSUMO DE ENERGÍA POR NIVEL DE INGRESO Y REGIÓN CLIMÁTICA

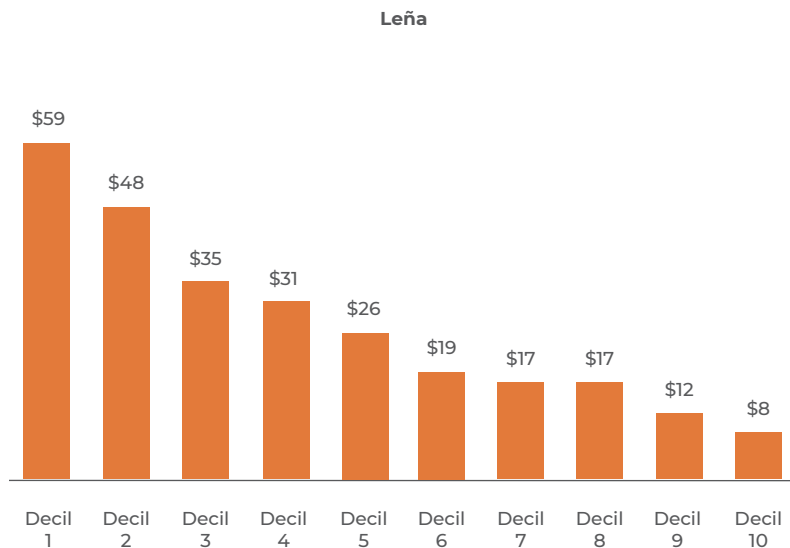
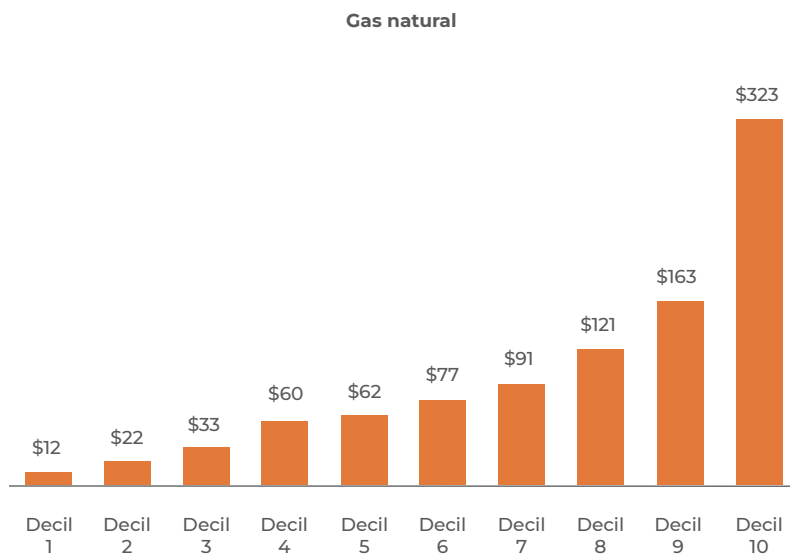
México no cuenta con información sobre el consumo energético en los hogares; para solventar esta situación, utilizaremos el gasto energético en los hogares como un *proxy* del consumo. Desagregamos el gasto en dos grandes rubros: vivienda y movilidad o transporte. En esta línea y con base en la información del Inegi (2021), calculamos que el promedio del gasto energético total en la vivienda –que incluye el gasto en electricidad y combustibles como gas licuado, gas natural y leña– es de 1 641.00 pesos, mientras que el gasto en movilidad –que incluye el gasto en gasolinas y transporte público– es de 2 899.00 pesos. Esto significa que en promedio el gasto en movilidad es 77% mayor que el gasto en electricidad y combustibles. Si desagregamos estos dos grandes rubros en sus principales componentes, podemos conocer con mayor detalle las diferencias existentes de acuerdo con el nivel de ingreso.

En lo que concierne al gasto energético en la vivienda (figura 8), se observa con claridad cómo el gasto en electricidad, gas LP y gas natural incrementa consistentemente por decil de ingreso, y las diferencias son notorias. Por ejemplo, los hogares del decil más bajo gastan 360.00 pesos trimestrales en electricidad, mientras que los del decil más alto gastan 1 633.00 pesos, es decir, 4.5 veces más. En el caso del gas LP la proporción de esta diferencia es 3.2, mientras que en el gas natural es 26 veces mayor. Por el contrario, el gasto en leña disminuye conforme se incrementa el decil de ingreso, de tal forma que en promedio los

hogares pertenecientes al decil de ingreso más alto gastan siete veces menos que los del decil más bajo.

Figura 8. Gasto trimestral en electricidad y combustible por decil de ingreso

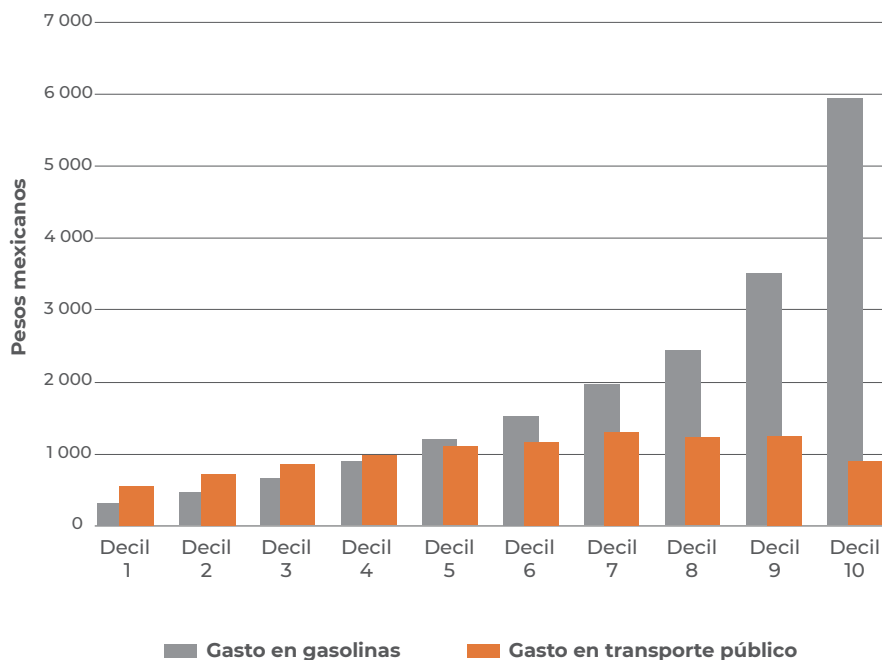




Fuente: Elaboración propia con base en el Inegi (2021).

El gasto en movilidad (figura 9) presenta a su vez diferencias sustantivas. En el gasto en gasolina constatamos una tendencia creciente conforme sube el decil de ingreso, por lo que los hogares del decil más alto gastan en promedio 19 veces más que los del decil más bajo. En el gasto en transporte público la tendencia es diferente, ya que este gasto aumenta hasta llegar al séptimo decil y, a partir de ahí, se reduce hasta llegar al décimo, cuyo gasto promedio es muy similar al que se presenta en el tercer decil. Otro punto a destacar en el gasto en movilidad que realizan los hogares es que, hasta el cuarto decil, los hogares gastan más en transporte público que en gasolina y, a partir del quinto, esta relación se invierte observándose un diferencial cada vez mayor.

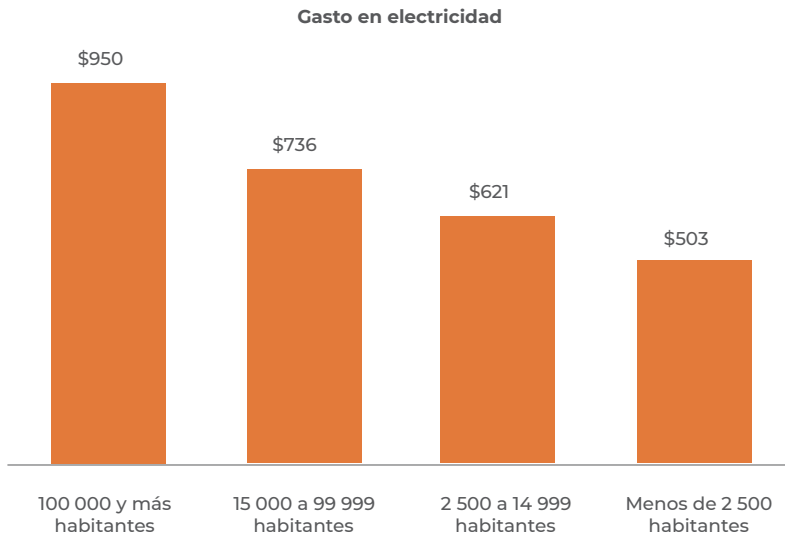
Figura 9. Gasto trimestral en movilidad por decil de ingreso



Fuente: Elaboración propia con base en el Inegi (2021).

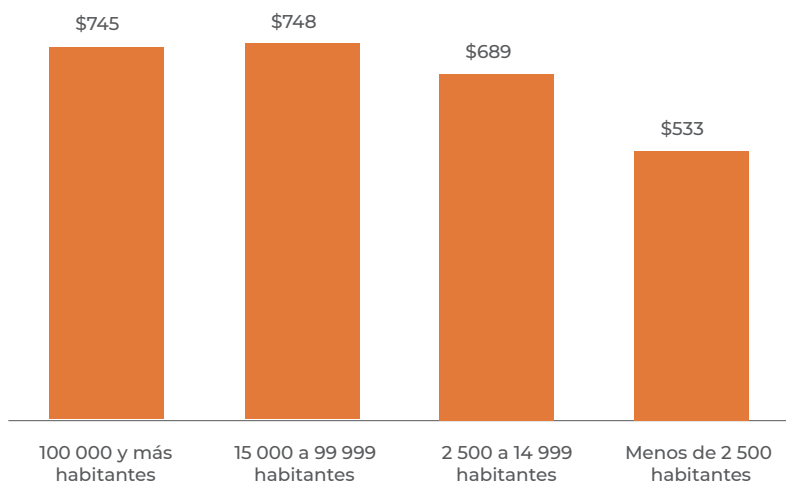
Otro factor de diferenciación del gasto o consumo energético en México es el tamaño de la localidad donde se ubican los hogares, con lo cual se incorpora a nuestro análisis una dimensión espacial y territorial que se refleja en el ámbito urbano-rural (García 2014). Para ilustrar estas diferencias, la figura 10 muestra el gasto promedio en los diferentes energéticos que realizan los hogares de acuerdo con el tamaño de localidad; este último se divide en: 1) ciudades con 100 000 o más habitantes; 2) ciudades pequeñas de 15 000 a 99 999 habitantes; 3) localidades semiurbanas de 2 500 a 14 999 habitantes, y 4) localidades rurales menores a 2 500 habitantes. En primer lugar, hay una clara correlación entre el aumento del tamaño de la localidad y el consumo de gas natural y electricidad; en segundo lugar, destaca una correlación inversa para el caso de la leña –es decir, a menor tamaño de la localidad, mayor uso de leña–, y, en tercer lugar, se distingue una correlación pobre con el consumo de GLP, sobre todo de las ciudades pequeñas en adelante.

Figura 10. Gasto trimestral familiar promedio en energéticos según tamaño de la localidad

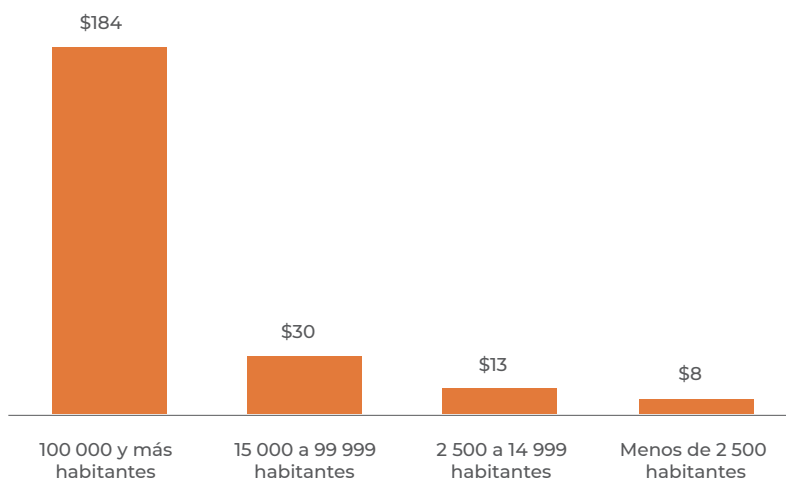


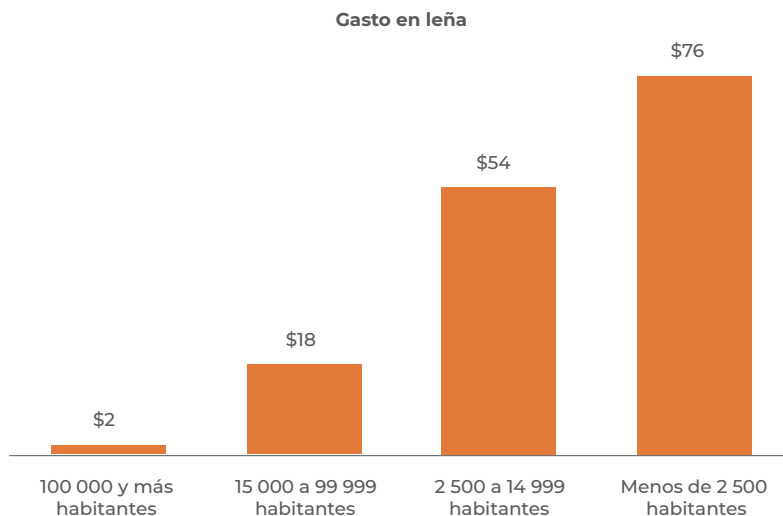
DESIGUALDAD EN EL ACCESO Y CONSUMO DE ENERGÍA EN MÉXICO

Gasto en gas LP



Gasto en gas natural

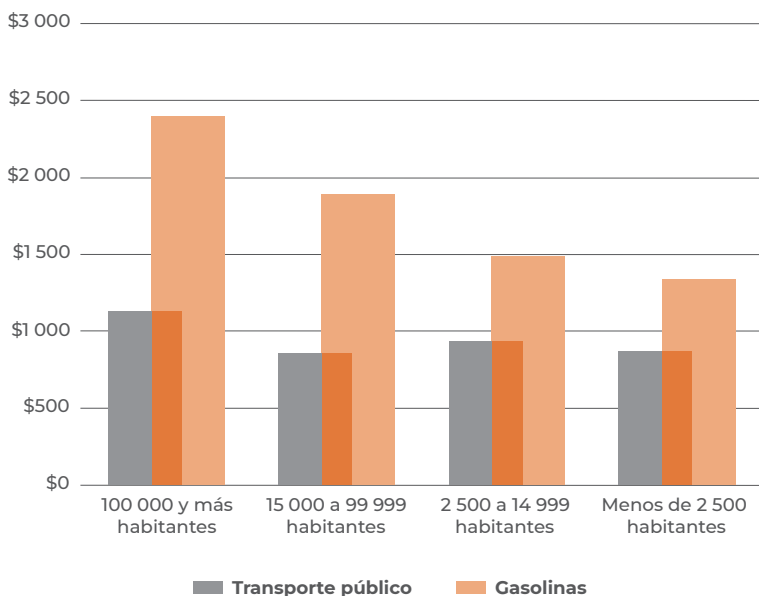




Fuente: Elaboración propia con base en el Inegi (2021).

En cuanto al gasto en movilidad, la figura 11 muestra los resultados del gasto promedio trimestral en gasolinas y transporte público. Ahí constatamos un diferencial significativo en el gasto de gasolinas en función del tamaño de localidad, de tal forma que los hogares en ciudades grandes gastan 80% más en gasolina que los de localidades rurales. En cuanto al transporte público vemos que las diferencias son mucho menores, ya que los hogares en ciudades grandes gastan en promedio 1 132 pesos; en ciudades pequeñas, 856; en localidades semiurbanas, 935, y en localidades rurales, 865 pesos.

El gasto energético varía también cuando se analiza a escala subnacional. En este sentido, y siguiendo con la información que ofrece el Inegi (2021), presentamos a continuación los resultados obtenidos en las 32 entidades federativas del país. En el gasto energético de las viviendas (véase “Anexos”, mapa 2), es posible observar cómo ocho de las nueve entidades federativas del país son las que presentan los más altos niveles de gasto, niveles que cubren el rango que va de 1 793.40 a 3 503.9 pesos trimestrales.

Figura 11. Gasto en movilidad en los hogares por tamaño de localidad

Fuente: Elaboración propia con base en el Inegi (2021).

Como lo mencionamos en el apartado anterior, estas ocho entidades conforman la región climática cálida extrema, donde, debido a las altas temperaturas que se presentan durante los meses de verano,⁴ exigen consumir grandes cantidades de electricidad en las viviendas para los equipos de climatización. Sin embargo, hay que destacar que, además del tipo de clima, hay otros factores determinantes en el consumo energético de las viviendas a nivel estatal, como son los niveles de ingreso y urbanización. En este sentido, vemos que los niveles más bajos de gasto en energía se presentan en Chiapas, Guerrero y Oaxaca, entidades que concentran

⁴ En algunas zonas del noroeste de México, que abarcan los estados de Baja California, Sinaloa y Sonora, se alcanzan temperaturas superiores a los 45 °C durante el verano. Así, por ejemplo, en Hermosillo, Sonora, y en Mexicali, Baja California, se han superado los 50 grados Celsius.

los niveles más altos de pobreza y de población que vive en comunidades rurales, a pesar de que la mayor parte del territorio que cubren estas tres entidades se caracteriza por un clima cálido durante los meses del verano.

En cuanto al gasto en movilidad, Baja California es la entidad con el promedio más alto (véase “Anexos”, mapa 3), entre 4 155 y 4 681.7 pesos trimestrales, seguido de Baja California Sur, Nuevo León y Querétaro, de entre 3 548.2 y 4 115 pesos. Por otra parte, identificamos 10 entidades con un nivel medio de gasto,⁵ de 2 981.5 a 3 548.2 pesos; mientras que las 18 restantes presentan niveles bajos o muy bajos, con gastos promedio que van de los 1 848.1 a los 2 981.5 pesos. Estas diferencias significativas entre las entidades pueden deberse a diversos factores, por ejemplo: el índice de motorización, la estructura de las ciudades o el tipo y calidad de transporte público con que se cuenta en cada entidad, entre otros (véase “Anexos”, mapa 3).

Nos parece importante repetir que el sector transporte es el que más energía consume en México, con 42% del consumo final total (Sener 2021) (véase capítulo 3.2). Un análisis detallado de las diferencias observadas en cuanto al gasto energético por tipo de movilidad ofrecería una visión más completa de las inequidades sociales y los impactos ambientales que se generan en el sector. Por tal motivo, contar con datos más detallados sobre el consumo energético que tiene lugar en el sector transporte (véase capítulo 1.8, pp. 204-208) debe ser el punto de partida para generar evaluaciones integrales sobre la organización espacial de las actividades productivas y reproductivas, la calidad y el acceso al transporte público y los focos de gasto suntuario en el transporte, entre otros aspectos. A su vez, estas evaluaciones podrían ser el punto de partida para diseñar e implementar estrategias que se sustenten en principios de equidad social y sustentabilidad ambiental dentro del sector.

⁵ Estas entidades son Aguascalientes, Chihuahua, Coahuila, Colima, Jalisco, Morelos, Nuevo León, Sinaloa, Sonora y Tamaulipas.

HACIA UN USO DE LA ENERGÍA MÁS JUSTO Y SUSTENTABLE

Hoy más que nunca se abre a debate la relación entre energía y bienestar humano. En la medida en que comprendamos que la energía no es un fin en sí mismo sino un medio para satisfacer las distintas necesidades humanas, cada vez resultará más necesario que discutamos alternativas para fijar límites al consumo energético sin afectar la calidad de vida de la población. En otras palabras, queda claro, por un lado, que contar con servicios energéticos suficientes es fundamental para el desarrollo pleno de las personas y los países (García 2022), si bien esto no ha sido satisfecho para la mayor parte de la humanidad, particularmente en los países del Sur global. Sin embargo, es claro también, por otro lado, que un segmento de la población mundial utiliza cantidades enormes de energía destinada a un consumo suntuario, lo cual se asocia a una huella ecológica insostenible para el planeta. Este tipo de comportamiento caracteriza sobre todo a las sociedades del Norte global y a los sectores más pudientes del Sur global.

A nivel internacional se ha discutido mucho sobre los problemas del acceso a la energía, por ejemplo, en el contexto de los Objetivos del Desarrollo Sostenible. En menor medida, pero de manera creciente, se está examinando el problema de la pobreza energética, lo que ha llevado a analizar de manera más profunda y extensa los usos de la energía y sus connotaciones socioculturales. Con ello se ha demostrado que los problemas de acceso y uso de la energía no están focalizados sólo en los países pobres del Sur global, también lo están en muchos países industrializados. Al mismo tiempo, sorprende la poca literatura que existe sobre un tema que es también nodal: la necesidad de cambiar los estilos de vida suntuarios, asociados específicamente a los estratos de más altos ingresos. Esta discusión no sólo remite a las diferencias de consumo entre Norte y Sur globales, sino también, y de manera muy relevante, a las crecientes diferencias dentro de los propios países, donde por lo general, si no es que universalmente, un pequeño segmento de la población consume energía de manera desproporcionada en contraste con la población marginada.

En concordancia con Smil (2011), la figura 13 muestra con elocuencia que después de un consumo aproximado de 100 GJ/cap por año, se presentan rendimientos decrecientes en el índice de desarrollo humano en función del consumo de energía. Esta idea pone sobre la mesa la posibilidad de establecer un límite en el consumo de energía per cápita, tema sin duda polémico por las desigualdades globales ya comentadas, pero, sobre todo, por las proyecciones que tenemos sobre el consumo energético para 2050, de acuerdo con el tipo de supuestos del análisis.

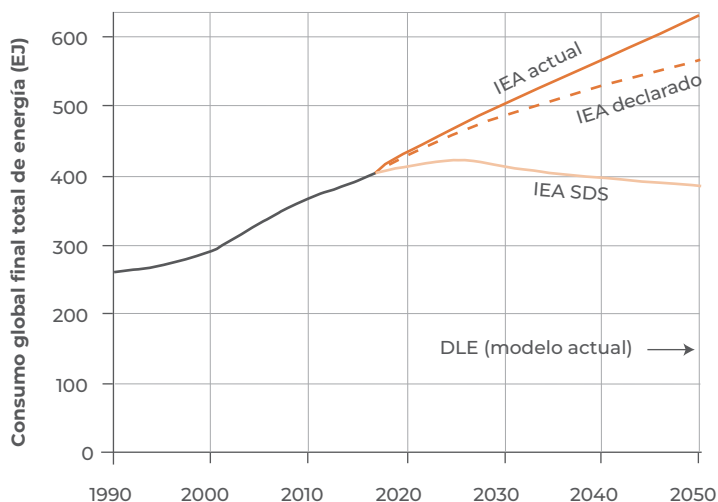
Acerca de esta posibilidad, un artículo revelador de Millward-Hopkins y colaboradores (2020) construye un escenario futuro global para 2050 basado en la satisfacción universal de necesidades energéticas básicas –o lo que el autor llama “estilos dignos de vida”– y lo contrasta con tres posibles escenarios de la Agencia Internacional de Energía: tendencial, de políticas comprometidas y de sostenibilidad (SDS) o cero emisiones– (figura 12). Lo interesante es que, de acuerdo con estos escenarios, el consumo mundial puede: 1) incrementar todavía un 40% tomando como base el escenario tendencial; 2) reducirse un 5% en el escenario de cero emisiones, y 3) *reducirse un 70%* respecto al consumo actual, en un escenario basado no en perspectivas de crecimiento económico, sino en el acceso a una vida digna para todos.

Los escenarios planteados por Millward-Hopkins y colaboradores (2020) insisten, por un lado, en que un mundo más justo y equitativo puede lograrse mediante un *menor consumo de energía a nivel global* y, por otro, al atender a la necesidad de hacer cambios de fondo en las políticas energéticas en el corto, mediano y largo plazos. En su carácter estructural, tales cambios no sólo consideran innovaciones tecnológicas y mejoras en la eficiencia energética, sino también la construcción integral sobre la base de otros modelos productivos que se asocian a nuevas culturas energéticas fieles a la noción de límites ambientales, redistribuciones sociales y sentido de la suficiencia.

Iniciar este debate en México es muy importante por varias razones. Como hemos señalado, hay desigualdades muy grandes en cuanto a la

satisfacción de las necesidades energéticas en la población. Casi 40% de los habitantes del país vive en pobreza energética (García y Graizbord 2016), fenómeno que se acentúa en las localidades rurales. Al mismo tiempo, 20% de la población que registra mayores ingresos presenta patrones de consumo de energía excesivos y, en muchos casos, derrochadores e insostenibles.

Figura 12. Escenarios del consumo final total de energía a nivel global



Nota: IEA SDS se refiere a un escenario de desarrollo sustentable; DLE se refiere a un escenario de “vida digna” para todos los habitantes del planeta.

Fuente: Figura adaptada a partir del estudio de Millward-Hopkins (2020).

Por otra parte, las discusiones actuales sobre la transición energética y la necesidad de una reforma del sector energético en el país abren la posibilidad de discutir estrategias que podrían llevarnos a poner en práctica un uso más sustentable y justo de la energía. México se encuentra ante la oportunidad de diversificar su oferta energética de manera sustentable y democráticamente gestionada capaz de asegurar que los

insumos energéticos –combustibles para el transporte, electricidad y calor– respondan a un modelo productivo redistributivo a lo largo del territorio nacional y sus poblaciones.

En la literatura relacionada con la justicia energética se ha insistido en que avanzar hacia la implementación y el uso de energías renovables locales (véanse pp. 252-257) –conducidas bajo una revisión de fondo de los patrones de consumo para reducirlos donde es posible– es una estrategia clave para atender la desigualdad social y ambiental que deriva del modelo de desarrollo basado en las energías fósiles.

En contextos como el de México, el diseño de distintos modelos energéticos deberá incluir propuestas y planes que integren dimensiones culturales, económicas y territoriales de las comunidades rurales e indígenas del país. Si bien los discursos académicos y las prácticas internacionales dominantes se inclinan a la apuesta por la modernización de los sistemas energéticos como una estrategia para atender la desigualdad energética (Bonan *et al.*; Kaygusuz 2012), nos parece fundamental reconocer el abanico de alternativas y de ecotecnologías locales que guardan el potencial de responder a las condiciones culturales y territoriales de diversas comunidades.

De esta manera, en lugar de seguir impulsando la fórmula desarrollista “de arriba abajo”, donde se implementan megaproyectos basados en tecnologías modernas e importadas –*e.g.* turbinas eólicas de gran escala, paneles fotovoltaicos y tecnologías de concentración solar–, podremos construir una nueva visión fomentando la investigación, el desarrollo y la construcción participativa de otras aproximaciones energéticas a escala local (véanse capítulos 3.1 y 3.4).

CONCLUSIONES

México se halla inserto en un contexto energético global caracterizado por patrones de producción y consumo que contribuyen de manera drástica al cambio climático y que, a su vez, son profundamente desiguales.

En la escala nacional, el país no sólo presenta algunos de los mayores índices de desigualdad económica en el mundo, sino que tales índices se ven reflejados en una brecha presente en los niveles de consumo energético y de emisiones de gases de efecto invernadero asociados a ella. En la escala de los hogares, observamos que, si bien la cobertura referente al acceso a la energía ha alcanzado un nivel prácticamente universal a lo largo y ancho del país, aún subsisten brechas muy importantes relativas al uso energético en los servicios básicos: un patrón desigual que se observa por nivel de ingreso, por zonas rurales y urbanas y por zonas climáticas.

Desde una perspectiva multidimensional, donde se toman en consideración dimensiones ambientales, económicas y sociales, el reto de asegurar el acceso a la energía no constituye sólo un problema de escasez en cuanto a la oferta sino, sobre todo, un problema en cuanto a la estructura de la demanda. De esta manera, es necesario avanzar hacia una matriz energética democráticamente gestionada y diversificada, tanto en sus fuentes como en las infraestructuras, que permita alcanzar los objetivos planteados. En paralelo, resulta fundamental impulsar una redistribución de los consumos, asegurando el acceso digno, equitativo y sostenible a la energía. Lo anterior hace necesaria la construcción de nuevas prácticas, si no es que culturas energéticas que impongan límites consensuados en ciertos sectores y que establezcan políticas redistributivas e incentivos ambientales a través de la regulación pública.

A manera de conclusión, destacamos cinco ejes de investigación con incidencia para avanzar en la visión aquí planteada:

- *Primero:* impulsar una agenda de investigación nacional sobre el acceso a la energía en México bajo principios de equidad social y sustentabilidad ambiental. Es necesario contar con datos sólidos que permitan evaluar la cantidad y la calidad de fuentes energéticas consumidas en el país, por tipo de servicio energético –uso final–, sectores económicos, sectores sociales y regiones

geográficas. En este capítulo se ha presentado una primera evaluación del acceso a la energía en los hogares, utilizando datos del Inegi como los contenidos en la Encevi. Sin embargo, tener un “ecosistema de datos” más detallado ayudará a generar los diagnósticos indispensables para el diseño de políticas energéticas de corto, mediano y largo plazos, con sentido social y ambiental.

- *Segundo:* las políticas energéticas con sentido social y ambiental deben favorecer una transición energética integral y regionalmente adaptada. Es decir, además de atender a las realidades diferenciadas de las regiones climáticas del país, hay que priorizar la solución de las graves desigualdades energéticas que se presentan entre las zonas urbanas y rurales, así como entre los diversos estratos sociales. Estas políticas van de la mano con una visión de gestión territorial-regional sobre la producción, la movilidad, la alimentación y los cuidados sociales.
- *Tercero:* las políticas de eficiencia energética son indispensables para reducir el derroche que se registra en algunos usos energéticos. Sin embargo, dichas políticas deben insertarse en una estrategia integral para evitar que las mejoras en eficiencia produzcan un aumento en el consumo, sobre todo entre los sectores que pueden costearlo. En este sentido, el reemplazo de tecnologías y el establecimiento de normas nacionales pueden acompañarse de campañas para cambiar hábitos de consumo y orientarlos hacia el sentido de la suficiencia. Asimismo, es fundamental integrar los saberes locales en la planeación de infraestructuras públicas y la arquitectura de los hogares, permitiendo así el aprovechamiento de recursos locales y la adaptación de los usos energéticos a las condiciones climáticas regionales.
- *Cuarto:* las políticas tributarias redistributivas son un elemento clave para generar una política energética con sentido de equidad social y sostenibilidad ambiental. Estas políticas deben estar respaldadas por un diagnóstico de cada sector para asegurar que

las medidas fiscales desincentiven, efectivamente, el derroche energético sin que afecten a los sectores con menores ingresos. Por ejemplo, un aumento en la carga tributaria de las gasolinas que no venga acompañado de inversiones para el desarrollo del transporte público universal, así como de subsidios para los sectores sociales que dependen de los traslados en automóvil, pueden generar efectos regresivos en los ingresos de familias de medio y de bajo ingreso.

- *Quinto*: impulsar diversos esquemas para la producción y consumo energético local, mediante el diseño de estrategias para asegurar el acceso a la energía en los sectores y regiones de mayores necesidades. Estos esquemas deben incluir el desarrollo de sistemas energéticos municipales, la implementación justa de proyectos privados que atiendan necesidades públicas y, sobre todo, el impulso de múltiples esquemas cooperativos gestionados por comunidades rurales y urbanas para el manejo de la generación distribuida (*e.g.* INAES 2020).

REFERENCIAS

- Arto, I., I. Capellán-Pérez, R. Lago, G. Bueno y R. Bermejo (2016). The energy requirements of a developed world. *Energy for Sustainable Development*, 33, 1-13. <https://doi.org/10.1016/J.ESD.2016.04.001>
- Ávila, S. (2019). Transición energética y justicia socio-ambiental. Aproximaciones desde el Sur global. En C. Tornel (Coord.), *Alternativas para limitar el calentamiento global en 1.5°C. Más allá de la economía verde*. Fundación Heinrich Böll para México y el Caribe.
- Ayres, R.U., y B. Warr (2010). *The Economic Growth Engine: How Energy and Work Drive Material Prosperity*. Cheltenham: Edward Elgar Publishing.
- Bonan, J., S. Pareglio y M. Tavoni (2017). Access to modern energy: A review of barriers, drivers and impacts. *Environment and Development Economics*, 22, 491-516. <https://doi.org/10.1017/S1355770X17000201>

- Brockway, P.E., H. Saunders, M.K. Heun, T.J. Foxon ... S. Sorrell (2017). Energy rebound as a potential threat to a low-carbon future: findings from a new exergy-based national-level rebound approach. *Energies*, 10, 1-24. <https://doi.org/10.3390/en10010051>
- Chancel, L., T. Piketty, E. Saez y G. Zucman (Coords.) (2022). *World Inequality Report 2022*. World Inequality Lab. <https://wir2022.wid.world/>
- Contreras, M., M. Serrano-Medrano y O. Maserá (2023). *Patrones de consumo energético en el sector residencial de México: un análisis desde la perspectiva de usos finales*. Ciudad de México: Pronace ECC-Conacyt.
- De Decker, K. (2018). How much energy do we need? *Demand: Dynamics on Energy, Mobility and Demand*. <http://www.demand.ac.uk/17/01/2018/how-much-energy-do-we-need/>
- García, R. (2022). ¿Qué es ser pobre en energía? En R. García (Coord.), *Pobreza energética. Visiones de América Latina*. Tijuana: El Colegio de la Frontera Norte (en prensa).
- _____ (2014). Los usos de la energía como factor de diferenciación social. En: B. Graizbord (Coord.), *Metrópolis. Estructura urbana, medio ambiente y política pública* (pp. 329-380). México: El Colegio de México.
- García, R., y B. Graizbord (2016). Privation of energy services in Mexican households: An alternative measure of energy poverty. *Energy Research & Social Science*, 18, 36-49. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2016.04.014>
- Geocomunes (2020). Alumbrar las contradicciones del Sistema Eléctrico Mexicano y de la transición energética: Preguntas clave para entenderlos y construir otros modelos energéticos. Geovisualizador financiado por la Fundación Rosa Luxemburgo. *Geocomunes*. <http://geocomunes.org/Visualizadores/SistemaElectricoMexico/>
- Gutowski, T., S. Jiang, D. Cooper, G. Corman ... D.P. Sekulic (2017). Note on the Rate and Energy Efficiency Limits for Additive Manufacturing. *Mechanical Engineering Faculty Publications*, 31. <https://doi.org/10.1111/jiec.12664>
- Haberl, H., M. Fischer-Kowalski, F. Krausmann, J. Martinez-Alier y V. Winiwarter (2010). A sociometabolic transition towards sustainability? Challenges for another Great Transformation. *Sustainable Development*, 19(1), 1-14.

- _____, W. Dominik, V. Doris ... C. Felix (2020). A systematic review of the evidence on decoupling of GDP, resource use and GHG emissions, part II: synthesizing the insights. En: *Environmental Research Letters*, 15. <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/ab842a>
- Huber, M. (2013) *Lifeflood: Oil, Freedom, and the Forces of Capital*. Mineápolis: University of Minnesota Press.
- Hickel, J., y G. Kallis (2020). Is Green Growth Possible? *New Political Economy*, 25(4), 469-486. <http://doi.org/10.1080/13563467.2019.1598964>
- INAES (2020). *Guía: cooperativas de energía sustentable en México*. México: Secretaría de Bienestar Cooperación Alemana GIZ Confederación Alemana de Cooperativas. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/597802/Guia_coop_Ene_Sust_MX_VERSION_DIGITAL.pdf
- Inegi (2018). *Primera Encuesta Nacional sobre Consumo de Energéticos en Viviendas Particulares*. Inegi. <https://www.inegi.org.mx/programas/encevi/2018/>
- _____. (2021). *Encuesta Nacional de Ingreso y Gasto de los Hogares 2020*. Inegi. <https://www.inegi.org.mx/programas/enigh/nc/2020/>
- IPCC (2018). *Global Warming of 1.5 Degrees*. Ginebra: World Meteorological Association.
- Ivanova, D., K. Stadler, K. Steen-Olsen y R. Wood (2015). Environmental impact assessment of household consumption. *Journal of Industrial Ecology*, 20, 526-536. <http://doi.org/10.1111/jiec.12371>
- Jeuland, M., R.T. Fetter, Y. Li,... E.L. Litzow (2021). Is energy the golden thread? A systematic review of the impacts of modern and traditional energy use in low- and middle-income countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 135 (110406). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110406>
- Johansson, T., A. Patwardhan, N. Nakicenovic y L. Gómez-Echeverri (Eds.) (2012). *Global Energy Assessment: Toward a Sustainable Future*. Cambridge: Cambridge University Press/International Institute for Applied Systems Analysis.
- Kaygusuz, K. (2012). Energy for sustainable development: A case of developing countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11(2), 1116-1126. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.11.013>

- Mitchell, T. (2011). *Carbon Democracy: Political Power in the Age of Oil*. Londres: Verso.
- Millward-Hopkins, J., J.K. Steinberger, N.D. Rao e Y. Oswalda (2020). Providing decent living with minimum energy: A global scenario. *Global Environmental Change*, 65, 102-168. <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2020.102168>
- OECD (2008). *Growing Unequal? Income Distribution and Poverty in OECD Countries*. <https://www.oecd.org/els/soc/growingunequalincomedistributionand-povertyinoecdcountries.htm>
- Oswald, Y., A. Owen y J.K. Steinberger (2020). Large inequality in international and intranational energy footprints between income groups and across consumption categories. *Nature Energy*, 5, 231-239. <https://doi.org/10.1038/s41560-020-0579-8>
- Peters, G.P., J.C. Minx, C.L. Weber y O. Edenhofer (2011). Growth in emission transfers via international trade from 1990 to 2008. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 108, 8903-8908. <https://doi.org/10.1073/pnas.1006388108>
- Sakai, M., P.E. Brockway, J.R. Barrett y P.G. Taylor (2018). Thermodynamic Efficiency Gains and their role as a key 'Engine of Economic Growth'. *Energies*, 12(110). <https://doi.org/10.3390/en12010110>
- Sener (2021). *Balance Nacional de Energía 2020*. Sener. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/707654/BALANCE_NACIONAL_ENERGIA_0403.pdf
- Smil, V. (2011). Global energy: The latest infatuations. *American Scientist*, 99(3). <https://www.americanscientist.org/article/global-energy-the-latest-infatuations>
- Sovacool, B. (2013). Expanding renewable energy access with pro-poor public private partnerships in the developing world. *Energy Strategy Reviews*, 1(3). <https://doi.org/10.1016/j.esr.2012.11.003>
- Statista (2020). Ranking mundial de los principales países consumidores de energía primaria en 2020. *Statista*. <https://es.statista.com/estadisticas/635203/paises-con-mayor-consumo-de-energia-primaria/>
- Steinberger, J.K., F. Krausmann y N. Eisenmenger (2010). Global patterns of materials use: A socioeconomic and geophysical analysis. *Ecological Economics*, 69(5), 1148-1158. <http://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2009.12.009>

- Teixid-Figueras, J., J.K. Steinberger, F. Krausmann ... T. Kastner (2016). International inequality of environmental pressures: Decomposition and comparative analysis. *Ecological Indicators*, 62, 163-173. <https://doi.org/10.1016/j.ecolind.2015.11.041>
- Wiedmann, T., M. Lenzen, L.T. Keyßer y J.K. Steinberger (2020). Scientists' warning on affluence. *Nature Communications*, 11(3107). <http://doi.org/10.1038/s41467-020-16941-y>

Sección 2

POTENCIAL Y LÍMITES DE LAS FUENTES RENOVABLES EN MÉXICO

2.1 Energía solar

Eduardo A. Rincón Mejía
Marina Islas Espinoza
Eduardo González Mora

INTRODUCCIÓN: LA ENERGÍA SOLAR INTERCEPTADA POR LA TIERRA COMO RECURSO ENERGÉTICO

A escala humana, el Sol es una fuente inagotable de energía. Se estima que tiene una edad de poco más de 4.6 mil millones de años y se espera que aún le resten otros tantos más de actividad estable –similar a la actual–, si bien después se convertirá en una estrella gigante roja, antes de terminar su vida como todas las estrellas de su clase. Aunque nada es para siempre, a escala humana y de toda la vida pluricelular de la Tierra, el Sol puede considerarse “eterno”.

La energía que es irradiada por el Sol procede principalmente de la reacción de fusión nuclear de átomos de deuterio (^2H), que forma átomos de helio (He) y libera una gran cantidad de energía en este proceso; una pequeñísima fracción de esta energía es interceptada por la Tierra. Se estima que, durante cada segundo, unos 608.31 millones de toneladas de deuterio se convierten en 604.05 millones de toneladas de helio en el núcleo del Sol. La diferencia de 4.26 millones de toneladas se transforma en energía de acuerdo con la célebre ecuación de Einstein ($E = mc^2$). Esta energía es expulsada hacia el espacio como luz y calor –en forma de radiación fotónica–, además de neutrones y partículas con carga eléctrica, que constituyen el llamado “viento solar”.

La potencia energética de la radiación solar que se recibe en un instante determinado sobre un metro cuadrado de superficie se conoce como “irradiancia” y se expresa en Wm^{-2} .¹

POTENCIALES DE LA ENERGÍA SOLAR COMO FUENTE ENERGÉTICA APROVECHABLE

En tan sólo un año, la Tierra intercepta una cantidad enorme de energía solar, que puede estimarse en 5.476×10^6 exajoules ($\text{EJ} = 10^{18}$ Joules), al considerarse que aquélla tiene un radio de $R_T = 6.371 \times 10^6$ m (seis mil trescientos setenta y un kilómetros), que la irradiancia solar antes de penetrar la atmósfera es, como se ha mencionado, de $1\,360.8 \text{ Wm}^{-2}$, y que un año (de ~ 365.25 días) tiene una duración aproximada de 3.15576×10^7 segundos. Puesto que un albedo² de 30% y alrededor de 19% de la radiación solar que ingresa a la atmósfera es absorbida por ésta, la cantidad de energía solar que recibe la superficie terrestre ($E_{S_{sst}}$) cada año es de $\sim 2.793 \times 10^6$ EJ/año, que corresponde a alrededor de 4 693 veces el consumo de energía primaria global en 2020, el cual fue de 595.15 EJ (British Petroleum [BP] 2022).

Sin embargo, sólo una porción muy pequeña de esta energía puede ser aprovechada de manera sostenible. Por un lado, se deben tomar en cuenta los límites termodinámicos de transformación energética, las limitaciones en los materiales necesarios para construir las máquinas y los dispositivos para efectuar dichas transformaciones energéticas –de térmica a mecánica, de mecánica a eléctrica, de fotónica a térmica

¹ Para la distancia media entre la Tierra y el Sol, el valor de la irradiancia sobre un plano exterior a la atmósfera y perpendicular a los rayos del Sol se conoce como “constante solar” G_{sc} , y tiene el siguiente valor reportado por Kopp y Lean (2011):

$$G_{sc} = 1\,360.8 \pm 0.5 \text{ (Wm}^{-2}\text{)}$$

Este valor se emplea en el resto de este capítulo.

² El albedo es la porción de la radiación solar que es reflejada por la Tierra, principalmente por las nubes, el hielo de los casquetes polares y la superficie terrestre.

o eléctrica, etc.— y limitaciones como las restricciones en terrenos y espacios adecuados para su instalación, así como su lejanía de los centros de consumo. Por otro lado, se debe considerar el impacto de las instalaciones en el ambiente, así como el hecho de que buena parte de la energía solar es utilizada por la Tierra para impulsar las corrientes marinas y atmosféricas, para la acción fotosintética en las plantas verdes, para energizar todos los ecosistemas, para sostener la vida.

Ahora bien, desde hace décadas existen tecnologías probadas que día a día mejoran sus rendimientos de conversión, su vida útil y sus posibilidades de reciclaje. Empleadas con sabiduría, estas tecnologías podrían contribuir a cubrir las necesidades energéticas de la población. Respecto al suministro de calor para servicios domésticos e industriales en lugares con buena insolación durante todo el año, lo mejor es emplear calentadores solares para aplicaciones que requieran temperaturas inferiores a 150 °C; para mayores temperaturas será necesario utilizar concentradores solares, con los que en principio es posible alcanzar cualquier temperatura que se requiera en aplicaciones prácticas (véase capítulo 3.3).

Asimismo, el empleo de tecnologías fotovoltaicas permite la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica. Sus costos han bajado rápidamente a tasas sostenidas durante los últimos lustros, aunque en tiempos recientes el precio de varios de los insumos para la fabricación de estos aparatos ha ido incrementando —silicio, cobre, cobalto y litio, entre otros. Los puntos que deben ser cuidados en busca de la sustentabilidad son: *a)* el total reciclamiento de los dispositivos fotovoltaicos una vez terminada su vida útil; *b)* que las tasas de retorno energético (EROI; véase capítulo 1.3) se mantengan al alza, y *c)* que sólo se empleen fuentes renovables de energía en la manufactura y eventual reciclaje de todos sus componentes.

Al considerar que 29% de la superficie terrestre es “tierra firme” y suponiendo que 0.1% de esta superficie pueda cubrirse con módulos fotovoltaicos con un rendimiento medio de conversión de luz solar en electricidad de 16%, y que otro 0.1% pueda cubrirse con captadores

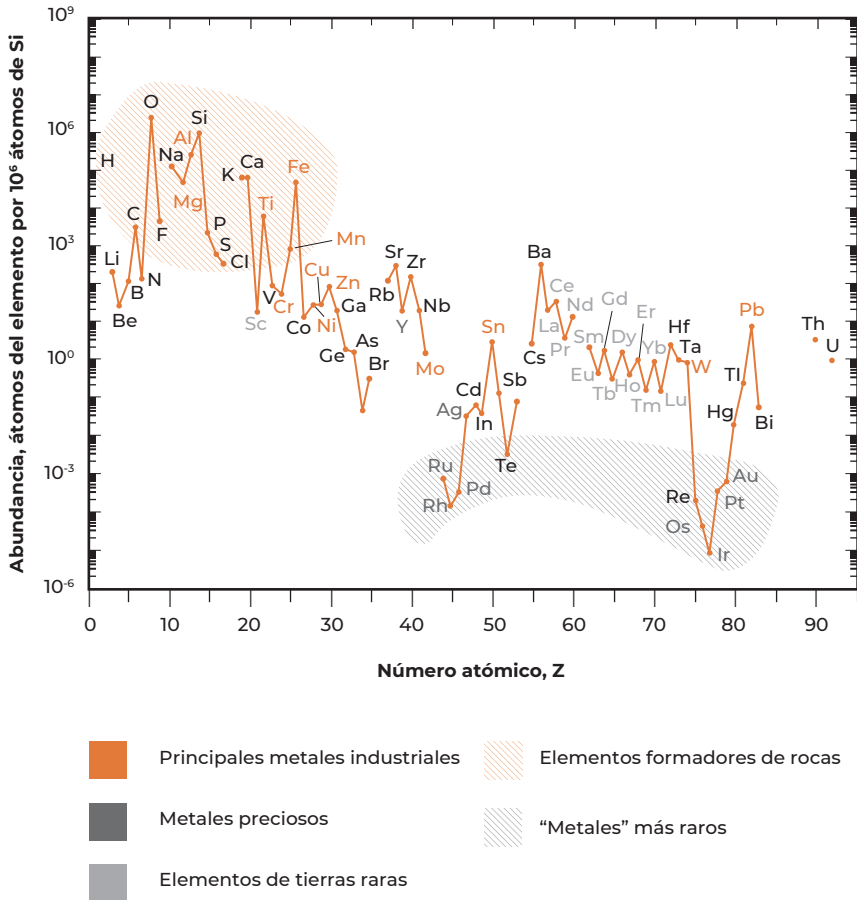
solares térmicos que tengan un rendimiento térmico medio de 60%, los potenciales solares técnicos (PST) actuales $PST_{\text{eléctrico}}$ y $PST_{\text{térmico}}$ serían del orden de 130 EJ/año y 486 EJ/año, respectivamente.³ Estos dos potenciales técnicos –muy conservadores– combinados superan el consumo energético mundial de 595 EJ en 2021 (BP 2022), por lo que, en teoría, todas las centrales que consumen combustibles fósiles y nucleares podrían ser sustituidas utilizando sólo tecnologías solares ya maduras y convencionales.

La generación eléctrica mundial en 2020 fue de unos 96.87 EJ (Enerdata 2022) –poco menos de 100 EJ–; si se empleara apenas el 0.1% de la superficie en tierra firme podría generarse con celdas fotovoltaicas más del 30% de lo que se genera en la actualidad con todas las tecnologías de generación eléctrica. Suponiendo un factor de planta de 0.20 –valor medio aceptable que abarca todas las tecnologías fotovoltaicas actuales en todas las latitudes–, los 129.60 EJ de $PST_{\text{eléctrico}}$ corresponden a una capacidad instalada de unos 20.5 TW. Aun con todas las limitaciones técnicas de infraestructura, económicas, sociales y ambientales tomadas en cuenta, algunos autores consideran que se podrían alcanzar los 10 TW en 2030 (Haegel *et al.* 2017). Ya que actualmente se tiene poco más de 1 TW fotovoltaico (Weaver 2022), para ello se necesitaría aumentar en menos de una década y en un factor de 10 toda la capacidad fotovoltaica instalada hasta hoy, con una tasa media de crecimiento anual de 30%. De mantenerse la tasa de crecimiento anual de 22.82% de la capacidad fotovoltaica instalada durante 2021 (REN21 2022), para 2030 se habrán sobrepasado 5 TW, que es cinco veces la capacidad actual pero apenas la cuarta parte del potencial técnico de esta tecnología.

³ $PST_{\text{eléctrico}} = (2.793 \times 10^6 \text{ EJ/año})(0.29)(0.001)(0.16) \cong 129.60 \text{ EJ/año}$.
 $PST_{\text{térmico}} = (2.793 \times 10^6 \text{ EJ/año})(0.29)(0.001)(0.60) \cong 485.98 \text{ EJ/año}$.

El principal material empleado en la manufactura de celdas fotovoltaicas en la actualidad es el silicio, el segundo elemento más abundante en la corteza terrestre, por lo que su “rareza termodinámica” (Valero y Valero 2015) resulta muy baja. Los elementos químicos que podrían emplearse en forma masiva en la manufactura de estos nuevos sistemas están entre los más abundantes sobre la corteza terrestre (Anderson 1989): oxígeno (O), silicio (Si), aluminio (Al) y hierro (Fe), como se muestra en la figura 1. Además de estos elementos, se emplearían biomateriales como aislantes térmicos, sellos y otros componentes. Si se consideran sólo estos elementos y los materiales para la generación masiva de energía eléctrica con sistemas fotovoltaicos y de energía térmica con concentradores solares, no hay escasez aparente ni de energía solar a ser convertida en energía eléctrica ni de las materias primas para manufacturarlos. Sin embargo, existen limitantes para elementos como el cobre (Cu), la plata (Ag) y el zinc (Zn), que tienen también muchos otros usos y problemas de disponibilidad aún más importantes que otros como el cadmio (Cd), el molibdeno (Mo), el telurio (Te) y el indio (In). Los tres primeros, aunque se emplean en pequeñas cantidades, hoy son imprescindibles para la fabricación de los paneles solares fotovoltaicos de películas delgadas y perovskitas (Hund *et al.* 2020), tecnologías alternativas o complementarias a las de silicio cristalino. Las tecnologías fotovoltaicas de películas delgadas y perovskitas involucran una mayor cantidad de materiales tóxicos que los utilizados en las tecnologías fotovoltaicas de silicio tradicional –mucho más sustentables–, e incluyen, además de los citados cadmio, indio y telurio, el galio (Ga), arsénico (As), selenio (Se) y diversas sustancias utilizadas en la industria de los semiconductores en general, como el fluoruro de hidrógeno, el tricloroetano y otros venenos. Estos elementos, si no pueden evitarse por completo, deben ser manipulados y dispuestos de forma adecuada para evitar con el tiempo graves problemas ambientales y de salud humana. Más que un problema de escasez geológica de estos elementos, se tiene un problema toxicológico en la manufactura, el reciclado o la disposición final de las celdas fotovoltaicas de películas delgadas.

Figura 1. Abundancia de elementos químicos en la corteza superior de la Tierra como fracción atómica y en función del número atómico



Fuente: Darling (2007).

Para aplicaciones térmicas de baja temperatura también pueden emplearse los cuatro elementos que constituyen más de 88% de masa de la corteza terrestre: O –en combinación con Si para formar cubiertas transparentes y aislantes, como tubos evacuados de vidrio–, Al –como

principal material caloportador—, así como diversas aleaciones de Al y Fe —para estructuras y soporte de los dispositivos. En este caso no parecen escasear los materiales para su manufactura e instalación a gran escala.

A diferencia de otros sistemas energéticos —como los aerogeneradores, las baterías electroquímicas, las plantas nucleares y las celdas de películas delgadas antes mencionadas—, los sistemas fototérmicos y fotovoltaicos de silicio cristalino pueden emplear materiales potencialmente reciclables y no tóxicos, por lo que son una promesa para la eliminación de los sistemas energéticos que funcionan con base en el consumo de combustibles fósiles o nucleares, siempre y cuando se implemente un sistema de reciclaje eficiente y limpio.

COMPARATIVA DEL RECURSO SOLAR CON OTRAS FUENTES ENERGÉTICAS

Las plantas verdes tienen un gran potencial para reducir la concentración de gas de efecto invernadero (GEI) de la atmósfera terrestre. Obsérvese además que todos los combustibles fósiles se formaron durante cientos de miles o millones de años con biomasa nutridas con energía solar a través de la fotosíntesis, con rendimientos de conversión energética solar-bioenergía relativamente bajos —del orden de 2 por ciento.

Para tener idea de la magnitud de la actividad fotosintética en la Tierra, baste señalar que ésta convierte cada año alrededor de 104.9 gigatoneladas métricas de carbono en biomasa (Field *et al.* 1998), es decir, unas 384.37 Gton de CO₂ que corresponderían a unas 49.6 ppm de CO₂ en la atmósfera, dado que cada parte por millón de este gas equivale a unos 7.749 Gton de CO₂ (Rincón Mejía 2011). Se ha estimado de manera conservadora que el potencial técnico actual de la bioenergía alcanza entre 100 a 150 EJ/año en términos globales, o aproximadamente 17 a 25% del consumo actual de energía (Creutzig *et al.* 2014). Estos y otros potenciales técnicos de la mayoría de las fuentes de energía renovables, así como su utilización actual, se resumen en la tabla 1.

Tabla 1. Estimación del potencial teórico y técnico de las principales fuentes de energía renovable

FUENTE ENERGÉTICA	POTENCIAL TEÓRICO (EJ/AÑO)	POTENCIAL TÉCNICO ACTUAL (EJ/AÑO)	CONSUMO EN 2016 (EJ)
Solar	2.793×10^6	$PST_{eléctrico} \cong 130 EJ$ $PST_{térmico} \cong 486 EJ$	1.50 1.40
Eólica	54 760	55	3.15
Geotérmica*	1 400	60	0.34
Bioenergía**	5 865	100-150	50.00
Maremotriz	75.69	5	<0.01
Corrientes oceánicas superficiales	255.49	1	–
Hydroenergía	365.82	51	37.38
Total	2 855 722	888-938	93.77

* Considerando sólo reservorios convencionales aprovechados sustentablemente.

** Considerando prácticas sustentables.

Fuente: De las Heras y colaboradores (2017), Creutzig *et al.* (2014) y REN21 (2017) para el potencial teórico, técnico y el consumo de bioenergía, respectivamente.

En la tabla 2 se muestran las reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón, al final de 2020 (BP 2021). Por reservas probadas totales se entienden las cantidades que, según la información geológica y de ingeniería disponible, pueden recuperarse con una certeza razonable en las condiciones económicas y de explotación existentes. La relación reservas/extracción (R/E) es el tiempo previsto que duraría una reserva probada, si la extracción continuara al ritmo del último año de extracción.

Si esas reservas probadas se expresan en su contenido energético, la magnitud de las reservas de petróleo es de 10.601 EJ, las de gas contienen 6.771 EJ y las de carbón 22.214 EJ. En conjunto, tienen un potencial energético de 39.586 EJ. La cantidad de energía solar que llega a la superficie de la Tierra $E_{S_{sst}}$ en un año es más de 70 veces mayor. En sólo una semana, la superficie terrestre recibe mucha más energía solar

que la energía contenida en todas las reservas fósiles probadas. Así, el potencial de la energía solar es, para efectos prácticos, infinitamente mayor que el de todas las fuentes de energía fósiles. Los metales empleados en centrales nucleares, como el uranio y el torio, tienen un potencial aún menor que el de los combustibles fósiles: además de los inconvenientes que hacen insostenible su consumo –desechos radiactivos con vidas medias milenarias, altísimos costos de instalación y de retiros de operación, entre otros–, son muy escasos (véase figura 1). Todas las fuentes no renovables de energía resultan insignificantes en comparación con la solar y el resto de las renovables.

Si bien es una comparación burda y abstracta, que no considera la variabilidad de la energía solar ni que ésta se encuentra dispersa y diluida, pone de relieve el hecho de que la problemática energética no se debe a una escasez de energía, sino a limitantes de otros tipos para su aprovechamiento sustentable. En principio, para capturar del Sol la cantidad de energía que actualmente se consume en el planeta, se requeriría de una infraestructura que incluiría un área de captación de alrededor de 40 mil millones de metros cuadrados, además de un sistema de almacenamiento adecuado para poder cubrir una demanda muy variable con una fuente intermitente. Esta infraestructura requeriría de una gran cantidad de energía para ser construida, además de una minería contaminante y agresiva al ambiente para extraer los minerales de los dispositivos y sistemas que la integran; más aún, no podría ser desplegada ni en el corto ni en el mediano plazo, tiempo en el cual los combustibles fósiles –cada vez más caros y escasos– seguirán consumiéndose en beneficio de la industria del gas fósil y el petróleo, conforme a la trayectoria en la que nos encontramos.

Dado que por su finitud y sus emisiones contaminantes los sistemas energéticos actuales son insostenibles, la opción razonable para lograr la transición hacia fuentes renovables pasa por una drástica disminución de los consumos, resultado de un cambio radical del sistema de producción de alimentos y otros bienes, de un transporte más público y

electrificado, así como de evitar el derroche, el uso ineficiente y la injusta distribución de la energía proveniente de todas las fuentes renovables y no renovables. La minería de extracción de los minerales necesarios para la manufactura de los equipos y sistemas energéticos debe ajustarse a controles ambientales mucho más estrictos que los actuales, reducir su intensidad en la medida de lo posible y priorizar –por sobre todos los asuntos económicos– tanto el cuidado del ambiente como el respeto a las comunidades rurales en los lugares donde haya minerales.

De acuerdo con los datos de la tabla 2, las fuentes fósiles no pueden suministrar energía durante mucho más de medio siglo con las reservas probadas al final de 2020. Por tanto, su consumo al ritmo actual es insostenible, ya que, si bien estos valores representan una “frontera móvil” que podría ser superada con más “tecnología” e “inversión” –con efectos devastadores en el ambiente–, como en el caso de la explotación de esquisto bituminoso en Alberta y Columbia Británica, ambas en Canadá, la emergencia climática mundial vuelve inaceptable la extracción no convencional de más petróleo y gas fósil.

Tabla 2. Reservas probadas de combustibles fósiles y relación reserva/extracción

FUENTE ENERGÉTICA	RESERVAS TOTALES PROBADAS	EXTRACCIÓN EN 2020	R/E (AÑOS)
Petróleo	1 732.4 x 10 ⁹ barriles	28.5 x 10 ⁹ barriles	53.5
Gas natural	188.1 x 10 ¹² m ³	3 853.7 x 10 ⁹ m ³	48.8
Carbón	530.6 x 10 ³ Mtoe	3 812.2 Mtoe	139

Fuente: BP (2021).

UNA PERSPECTIVA EXERGÉTICA DE LA ENERGÍA SOLAR

La capacidad de realizar un trabajo mecánico ha sido aceptada como una medida de la “calidad” de cada “forma” de energía, caracterizando su capacidad de ser transformada en otras formas de energía. Esta capacidad depende

del estado y la composición de la materia considerada, así como del entorno en el que tiene lugar cada proceso (Szargut 2005). La combinación de estos parámetros determina una cifra de mérito para un índice de calidad.

Hoy en día, el término *exergía* encuentra una mayor aceptación para cuantificar la calidad de la energía, ya que puede adoptarse sin traducción en otros idiomas (Bejan 1995). Independientemente del nombre, este término expresa la cantidad máxima de trabajo mecánico que se puede realizar en el entorno natural (Kotas 1985; Szargut 2005), aunque no es una cantidad que se conserva como la energía en general, por lo que todo balance de exergía debe cerrarse con la pérdida o destrucción de esta exergía.

En pocas palabras, la exergía es la parte de la energía que sí puede transformarse y que se va perdiendo en cada transformación: es la parte de la energía que sí se consume. A la parte de la energía que no puede transformarse y que siempre está creciendo, a la par que la entropía, se le llama *anergía*. De acuerdo con el teorema de Gouy-Stodola, la destrucción de exergía es igual al producto de la generación de entropía multiplicada por la temperatura termodinámica del ambiente.

Para llevar a cabo un análisis exergético de los sistemas solares, puede ser necesario calcular la exergía asociada a la recepción por parte de la Tierra de la energía solar, que es transmitida desde el Sol por radiación. Al día de hoy, ya se tiene una base sólida que permite comprender el comportamiento exergético de la radiación solar, principalmente por los trabajos de Petela (1964), Spanner (1964), Parrott (1978) y Jeter (1981). Con esta base teórica se puede estimar que la exergía del flujo de radiación solar es de unos $1\,355.59\text{ W/m}^2$; es decir, el 99.62% de la radiación solar se puede, teóricamente, convertir en trabajo. De manera similar a la energía, es posible estimar la cantidad de exergía neta B_s que la Tierra recibe en un año en 2.782×10^6 EJ y el potencial exergético solar bruto (PESB) en 2.782×10^6 exajoules.

Si suponemos, de forma conservadora, que sólo una milésima parte de esta exergía podría utilizarse de manera sostenible, con rendimientos que en un futuro estén cerca del límite termodinámico de un motor

–radiativo– de Stefan-Boltzmann (De Vos 2008), el potencial solar sustentable sería de más de 2.467×10^3 EJ, es decir, casi 4.43 veces el consumo exergético mundial actual, aunque lo más probable es que en el futuro cercano podrá aprovecharse más de esa milésima parte de exergía solar al implementarse sistemas de “poligeneración” –calor, electricidad, frío, todo con un mismo ciclo termodinámico.

En la actualidad, con las tecnologías solares ya maduras, es técnica y económicamente viable cubrir más de la mitad del consumo actual de exergía en el mediano plazo, pero los grandes flujos de capital siguen dirigiéndose hacia los combustibles fósiles.⁴

CONSIDERACIONES ECONÓMICAS DE LA ENERGÍA SOLAR

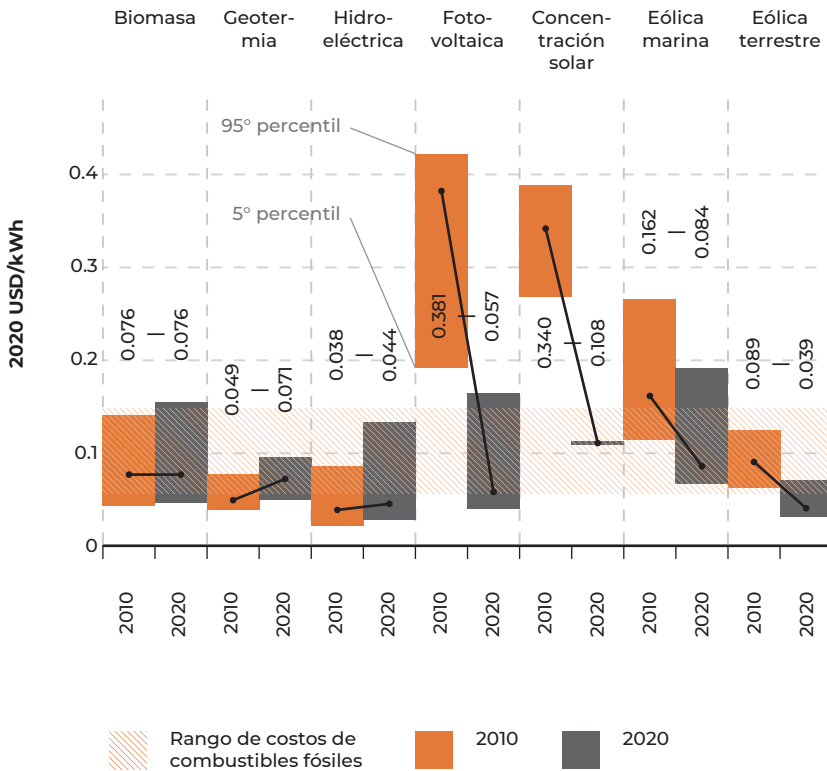
En los últimos años diversas publicaciones han dado cuenta de importantes reducciones en los precios de las diversas tecnologías para el aprovechamiento de las fuentes renovables de energía. Destacaron las solares fotovoltaicas, la eólica –tanto en tierra como mar adentro– y las baterías electroquímicas de iones de litio con gran capacidad de almacenamiento (Rincón Mejía 2022).

En la figura 2 se presenta el cambio en el costo nivelado de energía (LCOE por sus siglas en inglés) para la generación eléctrica entre 2010 y 2020 empleando fuentes renovables, donde se destaca una reducción del 85% en el caso de sistemas fotovoltaicos, 68% para plantas de concentración solar, 56% para eólica en tierra y 48% en eólica mar adentro, de acuerdo con el reporte de la International Renewable Energy Agency (Irena 2021). Los costos de generación empleando biomásas no han variado, pero los de la generación con plantas geotérmicas e

⁴ De acuerdo con Rainforest Action Network (2022), los bancos que más han financiado los combustibles fósiles después del Acuerdo de París, de diciembre de 2015 hasta 2020, son, en miles de millones de dólares estadounidenses: JP Morgan Chase, con 317; Citibank, con 237; Wells Fargo, con 272, y Bank of America, con 198.

hidroeléctricas han incrementado en 44% y 15%, respectivamente. Con excepción de la geotermia y la gran hidroeléctrica, la disminución de los precios no debería sorprender, pues se conoce desde hace lustros que el avance de las tecnologías y las economías de escala van abaratando los costos nivelados de la energía eléctrica generada por diversas opciones tecnológicas (Rincón Mejía 2022).

Figura 2. Costos nivelados de energía (LCOE) promediados a nivel global para plantas de generación eléctrica a gran escala que emplean fuentes renovables



Fuente: Irena (2021).

Las “leyes económicas” –descripciones de lo que sucedería en el mundo económico en determinadas condiciones, que a veces no se cumplen, a diferencia de las leyes físicas– proporcionan una base para entender y sobre todo para tratar de pronosticar la futura evolución de los precios de la energía convertida mediante las diversas tecnologías. Entre éstas destacan la “ley de la disminución de las utilidades marginales” y otras menos conocidas, pero formuladas hace décadas, como la “ley de Wright” y la “ley de Moore”. Esta última, enunciada por Gordon Moore, cofundador de Intel Corporation (Moore 1965), afirmaba que la cantidad de transistores que puede insertarse en un circuito integrado –es decir, la capacidad de las computadoras electrónicas– se duplicaría cada 18 meses, lo que implicaría un crecimiento exponencial en el tiempo de dicha capacidad de cómputo.

En poco tiempo, esta supuesta ley se volvió una especie de mantra entre tecnólogos y economistas poco avezados –quienes con ingenuidad creyeron en crecimientos exponenciales *ad infinitum* en un mundo con “recursos” limitados–, y ha probado ser menos precisa que la ley de Wright, originada décadas antes por la observación de Theodore Paul Wright (1936) –en vísperas de la segunda Guerra Mundial. En dicho año, Wright observó que los costos de producción de los aviones disminuían un porcentaje prácticamente constante cada vez que se duplicaba la cantidad de aviones fabricados. La disminución fue ocasionada por una compleja mezcla de factores –adicionales a los avances disruptivos en la tecnología aeronáutica– como las continuas innovaciones en los procesos de fabricación, que reducen el uso de materiales, el consumo de energía y los tiempos de manufactura, pero sobre todo se debió a la experiencia adquirida en la fabricación acumulada. Este sorprendente hallazgo revela lo que es quizás lo más cercano a una ley general y universal económica, aplicable a –casi– todas las tecnologías.

En pocas palabras, la ley de Wright establece que los costos de producción en un artefacto tecnológico disminuyen conforme se incrementa la cantidad producida y no como una función de tiempo, como

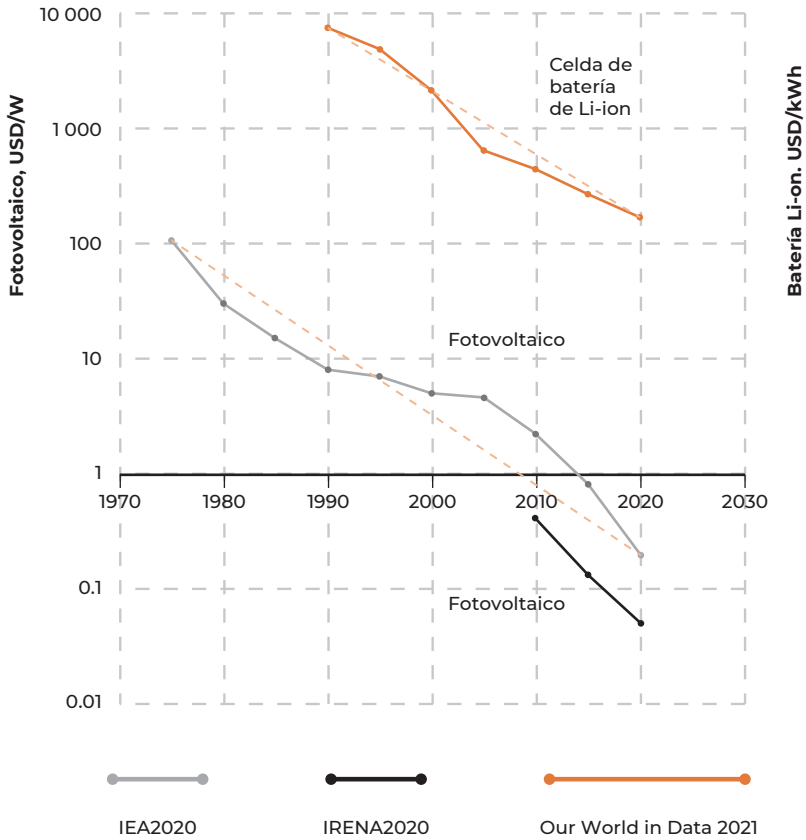
podría inferirse de la ley de Moore. Cada vez que se duplica la cantidad producida, el precio disminuye en un cierto porcentaje muy uniforme. Esta ley de Wright –que se representa de manera gráfica mediante las conocidas “curvas de experiencia”– constituye uno de los dos pilares para el pronóstico de los futuros costos y precios de la energía convertida con una tecnología dada, los cuales se comentarán más adelante.

La figura 3 muestra la baja de los precios de las celdas fotovoltaicas de silicio cristalino y las baterías de litio. Con base en estos datos, se puede pronosticar con razonable exactitud el precio del watt pico (Wp) fotovoltaico⁵ instalado, si bien los precios de las tecnologías fotovoltaicas incluyen, además de los módulos fotovoltaicos, los precios de inversores, cables y controles, entre otros dispositivos. Cada uno de esos componentes tecnológicos tiene sus curvas de experiencia particulares. Los módulos impactan con alrededor de apenas la tercera parte de los costos totales de las grandes instalaciones fotovoltaicas.

El otro pilar se fundamenta en la observación de que en lugar de un crecimiento exponencial con el tiempo de una tecnología –como sugiere la ley de Moore–, cuantificado por la cantidad de un bien producido –por ejemplo la capacidad instalada para generación de energía eléctrica o la cantidad acumulada de la energía eléctrica generada con esta capacidad–, las tecnologías disruptivas han seguido una especie de “ciclo de vida” –*technology life cycle*– caracterizado por un desarrollo en “S” –un crecimiento funcional “logístico”–, donde destacan las cuatro etapas que se mencionan a continuación.

⁵ La capacidad nominal de los módulos fotovoltaicos se expresa en watts pico, que es la potencia que el módulo generaría bajo ciertas condiciones muy específicas, que son 1) irradiancia de 1 000W/m²; 2) temperatura de las celdas de 25 °C; 3) módulo completamente nuevo; 4) módulo bien limpio; 5) distribución espectral de la radiación para una “masa relativa” de aire de 1.5 –que corresponde a una altura solar de 41.81° sobre el horizonte. Ninguna de éstas se cumple por lo general cuando opera un módulo fotovoltaico, por lo que hay necesidad de hacer correcciones para determinar cuánto realmente generan en cada instante del día.

Figura 3. Evolución de los costos de baterías de iones de litio y celdas fotovoltaicas de silicio cristalino



Fuente: Elaboración propia con base en datos de Our World in Data (2021), Irena (2020) e IEA (2020).

Luego del surgimiento de una “tecnología emergente”, le sigue un rápido crecimiento que sí puede modelarse como de tipo exponencial –aunque por un limitado periodo–, el cual es a su vez seguido por un crecimiento que se ralentiza a medida que la tecnología madura hasta llegar a un estado de “saturación”. Después de la saturación, se puede esperar el surgimiento de una nueva tecnología emergente –la cual

tendrá también un desarrollo en “S” – que desplace la tecnología anterior, conduciendo a esta última hacia la obsolescencia. El identificar en qué etapa de su ciclo de vida se encuentra una tecnología dada no suele ser algo complicado. Cómo se puede proceder para estimar con estas bases los precios futuros de la energía convertida con energía solar y las demás fuentes renovables se describe en Rincón Mejía (2022).

ESTADO ACTUAL DEL APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA SOLAR EN MÉXICO Y PERSPECTIVAS EN EL CORTO, MEDIANO Y LARGO PLAZOS

Al 31 de diciembre de 2021 la capacidad instalada para generar energía eléctrica con instalaciones fotovoltaicas en México sumaba unos 6.16 GW, más unos 4.5 GW térmicos, de acuerdo con la Asociación Nacional de Energía Solar (ANES). Éstas son cantidades modestas comparadas con el potencial aprovechable, que, como ya se mencionó, es miles de veces mayor. El Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL, por sus siglas en inglés) de Estados Unidos reportó en abril de 2022 un potencial fotovoltaico de casi 25 TW, suficientes para satisfacer más de 130 veces la demanda eléctrica esperada para 2024 en México, estimada en unos 365 TWh (NREL 2022). Esta misma publicación menciona que hay un potencial eólico de 3 669 GW – contra los apenas 7.16 GW ya instalados.

Sin embargo, el aprovechamiento sustentable de estos inmensos potenciales pasa por: *a)* producir impactos mínimos en los ecosistemas y en el aspecto socioecológico de las distintas regiones de México; *b)* cubrir las necesidades energéticas de toda la población, lo que conlleva eliminar el excesivo derroche de los segmentos de la población más favorecidos; *c)* emplear tecnología con alto contenido nacional y materiales cien por ciento reciclables, y *d)* aumentar de manera sostenida el beneficio económico generado por unidad de exergía consumida. Los puntos se explican a continuación:

A. Toda instalación para convertir energía tiene un impacto, pero éste sería amortiguado y asimilado por los ecosistemas si fuera lo suficientemente pequeño –habría una estabilidad ambiental en el sentido de Lyapunov.⁶ Hay una gran preocupación por las crecientes emisiones de GEI de permanencia larga en la atmósfera que afectan a nivel global, pero quizás más graves son las emisiones de gases tóxicos de vida corta que termina respirando toda la población, enfermándola y acortando su vida. Ambas deben ser reducidas en lo posible. El simple hecho de emplear fuentes renovables no implica que necesariamente una instalación sea sustentable. Por ejemplo, las megainstalaciones fotovoltaicas que requieren de decenas de hectáreas de terrenos –que mejor podrían aprovecharse para cultivos agroecológicos– conllevan toda la parafernalia de todas las megaplantas energéticas: necesidad de grandes subestaciones y líneas de transmisión, entre otras; por ello, son una opción menos sustentable que una generación distribuida utilizando los cientos de kilómetros cuadrados de techos y azoteas disponibles en las grandes ciudades con pequeñas instalaciones descentralizadas, aunque el costo unitario del kW instalado sea más alto que en las megainstalaciones. Las aplicaciones agrovoltaicas son una opción muy sustentable para grandes instalaciones fotovoltaicas que no compiten –por el contrario, cooperan– con cultivos y diversos usos pecuarios.

B. Los pequeños sistemas fotovoltaicos y fototérmicos son buenos ejemplos de sustentabilidad (véase capítulo 3.5).

C. Un país que pretenda ser soberano debe diseñar una estrategia integral que incluya desarrollar su propia tecnología, así como asimilar y adaptar toda tecnología que le sea conveniente. Como ejemplo: la irradiancia solar es significativamente mayor en todo el territorio mexicano que en cualquier país situado a altas latitudes; en consecuencia, el

⁶ La estabilidad de Lyapunov está relacionada con la evolución de un sistema cuando su estado inicial se encuentra cerca de una situación de equilibrio y es perturbado. Este punto es importante, ya que las perturbaciones que afectan un sistema suelen tender a alejarlo del equilibrio.

rendimiento de conversión tanto térmica como fotovoltaica es superior cuando el mismo sistema es instalado en México. Para que sea eficiente, económica y “apropiable”, la tecnología solar que se aplique en una región debe basarse en cómo se dispone a nivel local del recurso solar. Emplear tecnologías desarrolladas para otras condiciones sin considerar las particularidades locales ocasiona una baja eficiencia en su aprovechamiento.⁷ Para aumentar la eficiencia del sistema energético de un país, más que –como recomienda la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés)– pretender disminuir la intensidad energética –que es el recíproco del producto de los rendimientos de conversión energética y el rendimiento económico-energético (véase capítulo 3.3)–, debe buscarse aumentar la generación de riqueza por unidad de exergía consumida –eficiencia económico-energética–; el rendimiento de conversión y la vida útil de todos los sistemas de conversión energética crecen de forma sostenida con el tiempo. De lo contrario, los sistemas quedarían fuera de competencia.

CONCLUSIONES

Luego de estas consideraciones acerca del potencial y los límites de la energía solar para participar en la matriz energética de México, podemos concluir:

1. Los potenciales brutos, técnicos y económicos son órdenes de

⁷ Por ejemplo, un calentador solar de manufactura china a comercializarse en Suecia cuesta mucho más que los que se venden en México, y no tendrá un mejor rendimiento en Suecia debido a que en dicho país hay baja irradiancia y muy bajas temperaturas en invierno, lo cual difiere de forma significativa de las condiciones ambientales en México, donde no existe el problema del congelamiento. Esta necesidad de adaptar las tecnologías solares a las condiciones locales es extensible a las tecnologías eólicas, geotérmicas e hidráulicas: no es lo mismo un viento sostenido, casi unidireccional y muy intenso, como el prevaleciente en el Istmo de Tehuantepec –la potencia obtenible del viento depende del cubo de su velocidad– que las suaves brisas europeas; el fluido geotérmico en México no es el mismo que el prevaleciente en Islandia o en Indonesia; el recurso hidroeléctrico en México es diferente al de Venezuela, que con menos de la mitad de territorio tiene un potencial más de dos veces mayor.

magnitud mayores a todo el consumo energético actual y el previsible en el futuro.

2. Todas las aplicaciones térmicas en el sector doméstico y la gran mayoría de las aplicaciones en la industria requieren calor a menos de 150 °C, el cual puede obtenerse de manera eficiente y económica con tecnologías probadas (véase capítulo 3.3). Así, lo primero que hay que hacer en la transición es tomar acciones para sustituir los combustibles fósiles por calor solar. Las aplicaciones de altas temperaturas pueden cubrirse con biocombustibles.
3. Además de abundante, la energía solar está muy bien distribuida en todo el territorio nacional, donde la generación eléctrica más económica y limpia puede hacerse con sistemas fotovoltaicos de silicio cristalino. Sólo la generación con energía eólica en zonas de intensos vientos –también abundantes en México– o empleando hidroeléctricas ya amortizadas desde hace lustros puede hacerse a costes más bajos. México cuenta con casi 13 GW hidroeléctricos instalados, pero el potencial eólico económicamente aprovechable es mucho mayor. Debe destacarse el efecto sinérgico de combinar varias fuentes renovables, en particular la eólica y la hidráulica, cuya complementariedad es sorprendente: en temporada de lluvias por lo general el viento sopla con menor intensidad; en temporada de secas hay vientos más intensos. Esto se ha observado en zonas ventosas en México y en la generación eléctrica en España –país que cuenta con más de 20 GW fotovoltaicos y 30 GW eólicos. Esto da como resultado que ambas fuentes combinadas garantizan una “generación firme”, disponible en todo momento, que no se tiene cuando se emplea una sola fuente renovable variable. En el futuro sistema energético sostenible nacional, la generación hidroeléctrica servirá para la regulación de las grandes variaciones en la demanda eléctrica a lo largo del día, la cual estará basada en fuentes renovables, minimizando la necesidad de baterías electroquímicas.
4. Las tecnologías sustentables para el aprovechamiento masivo de

la energía solar –tanto para calor doméstico e industrial como para la generación eléctrica– requieren de los elementos más abundantes en la corteza terrestre (Si, Al, Fe, O, C). Con éstos y con materiales obtenidos de biorrefinerías –todos cien por ciento reutilizables, reciclables o biodegradables–, se pueden manufacturar sistemas para el aprovechamiento sostenible de la energía solar y las demás fuentes renovables de energía.

5. Debido a la forma en la que México cuenta con dichos dones energéticos, y en la búsqueda de la independencia energética, tecnológica, económica y política –todas inextricablemente relacionadas–, es imprescindible que el país desarrolle su propia tecnología para aprovecharlos en beneficio de toda su población. Por supuesto, esto no significa que no deban aplicarse en una rápida transición energética todas las tecnologías ya maduras, exitosas y sustentables desarrolladas en el resto del mundo a lo largo de décadas.

REFERENCIAS

- Anderson, D.L. (1989). *Theory of the Earth*. Boston: Blackwell Scientific Publications.
- Bejan, A. (1995). *Entropy Generation Minimization: The Method of Thermodynamic Optimization of Finite-Size Systems and Finite-Time Processes*. Boca Raton, Florida: CRC Press. <https://books.google.com.mx/books?id=pP6cZkun4VoC>
- BP (2021). *Statistical Review of World Energy 2021*. Londres: Statistical Review of World Energy. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf>
- _____ (2022). *Statistical Review of World Energy 2022*. Londres: Statistical Review of World Energy. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>

- Creutzig, F. ... O. Masera (2014). Bioenergy and Climate Change Mitigation: An Assessment. *GCB Bioenergy*, 7(5), 916-944. <https://doi.org/10.1111/gcbb.12205>.
- Darling, D. (2007). Terrestrial abundance of elements. *David Darling*. www.daviddarling.info
- De las Heras, A., E. Rincón-Mejía, B. Sani y M. Islas-Espinoza (2017). Solar and geothermal energies are sustainable; nuclear power is not. En: E. Rincón-Mejía y A. de las Heras (Eds.), *Sustainable Energy Technologies* (pp. 9-28). Boca Raton: CRC Press. <https://doi.org/10.1201/9781315269979-2>
- De Vos, A. (2008). *Thermodynamics of Solar Energy Conversion*. Wiley-VCH.
- Enerdata (2022). Producción de electricidad: ligero descenso de la generación de electricidad mundial en 2020, tras su ralentización en 2019. *Enerdata*. <https://datos.enerdata.net/electricidad/estadisticas-mundiales-produccion-electricidad.html>
- Haegel, N.M., R. Margolis, T. Buonassisi, D. Feldman... S. Kurtz. (2017). Terawatt-scale photovoltaics: trajectories and challenges. *Sciences*, 356(6334), 141-143. <https://doi.org/10.1126/science.aal1288>
- Hund, K., D. La Porta, T.P. Fabregas, T. Laing y J. Drexhage (2020). Minerals for climate action: The mineral intensity of the clean energy transition. *World Bank*, 73.
- IEA (2020). *Evolution of solar pv module cost by data source, 1970-2020*. París: IEA. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/evolution-of-solar-pv-module-cost-by-data-source-1970-2020>
- Irena (2020). How falling-costs make renewables a cost-effective investment. *Irena* <https://www.irena.org/newsroom/articles/2020/Jun/How-Falling-Costs-Make-Renewables-a-Cost-effective-Investment>
- _____ (2021). *Renewable Power Generation Costs in 2020*. Abu Dabi: Irena. <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020>
- Jeter, S.M. (1981). Maximum conversion efficiency for the utilization of direct solar radiation. *Solar Energy*, 26(3), 231-236. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(81\)90207-3](https://doi.org/10.1016/0038-092X(81)90207-3)

- Keenan, J.H. (1941). *Thermodynamics*. Nueva York: John Wiley & Sons.
- Kopp, G., y J.L. Lean (2011). A new, lower value of total solar irradiance: evidence and climate significance. *Geophysical Research Letters*, 38(1). <https://doi.org/10.1029/2010GL045777>
- Kotas, T.J. (1985). *The Exergy Method of Thermal Plant Analysis*. Elsevier. <https://doi.org/10.1016/C2013-0-00894-8>
- Moore, G.E. (1965). Cramming more components onto integrated circuits, *Electronics Magazine*, 38(8). <https://archive.computerhistory.org/resources/access/text/2017/03/102770822-05-01-acc.pdf>
- National Renewable Energy Laboratory (NREL) (2022). *Mexico Clean Energy Report. Executive Summary*. <https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/82580.pdf>
- Parrott, J.E. (1978). Theoretical upper limit to the conversion efficiency of solar energy. *Solar Energy*, 21(3), 227-229. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(78\)90025-7](https://doi.org/10.1016/0038-092X(78)90025-7)
- Petela, R. (1964). Exergy of heat radiation. *Journal of Heat Transfer*, 86(2), 187-192. <https://doi.org/10.1115/1.3687092>
- Rainforest Action Network (2022). Banking on Climate Chaos. *Fossil fuel finance report 2021*. <https://www.ran.org/wp-content/uploads/2021/03/Banking-on-Climate-Chaos-2021.pdf>
- Rant, Z. (1956). Exergie, Ein Neues Wort Fur Technische Arbeits-Fahigkeit. *Forschung auf dem Gebiete de Ingenieurwesens*, 22, 36-37.
- REN21 (2022). *Renewables 2022 Global Status Report*, París: REN21 Secretariat.
- _____. (2017). *Renewables 2017 Global Status Report*. París: Irena/IEA/PNUMA.
- Rincón Mejía, E. (2005). Chapter 13: the Mexican section of the International Solar Energy Society. En: K.W. Böer (Ed.), *The Fifty-Year History of the International Solar Energy Society and its National Sections* (pp. 287-301). American Solar Energy Society.
- _____. (2011). Tecnologías solares de cero emisiones de carbono. En: L. García-Colín y J. Varela (Eds.), *Contaminación atmosférica y tecnologías de cero emisiones de carbono* (pp. 125-149). México: UAM.

- _____ y A.M. Rincón Rubio (2022). How to Correctly Assess the Value of Energy Converted from Solar and Other Renewable Sources. En: A.K. Ghosh y C. Rixham (Eds.), *Proceedings of the American Solar Energy Society National Conference* (pp. 71-79). Albuquerque: ASES Solar Springer Cham.
- Ritchie, H. (2021). The price of batteries has declined by 97% in the last three decades. Our World in Data. *Our World in Data*. <https://ourworldindata.org/battery-price-decline>: adaptado de: M. S. Ziegler, y J. E Trancik. (2021). Re-examining rates of lithium-ion battery technology improvement and cost decline. *Energy & Environmental Science*, 14, 1635-1651. <http://doi.org/10.1039/D0EE02681F>
- Rubin, M. (1979). Optimal configurations of a class of irreversible engines. *Physical Review, A* 19, 1272-1276.
- Steger, U., W. Achterberg, K. Blok, H. Bode, W. Frenz, M. Kost, C. Gather, G. Hanekamp, R. Kurz y D. Imboden (2005). *Sustainable development and innovation in the energy sector*. Springer Science & Business Media. <https://doi.org/10.1007/b138239>
- Spanner, D.C. (1964). *Introduction to Thermodynamics*. San Diego: Academic Press.
- Szargut, J. (2005). *Exergy Method: Technical and Ecological Application* 18. WIT Press.
- Valero, A., y A. Valero (2015). Thermodynamic rarity and the loss of mineral wealth. *Energies*, 8(2), 821-836. <https://doi.org/10.3390/en8020821>
- Weaver, J.F. (2022). El mundo ha instalado 1TW de capacidad solar. *PV Magazine*. <https://www.pv-magazine.es/2022/03/15/el-mundo-ha-instalado-1-tw-de-capacidad-solar/>
- Wright, T.P. (1936). Factors Affecting the Cost of Airplanes. *Journal of the Aeronautical Sciences*, 3, 122-128.

2.2 Energía eólica

Vanesa Magar
Markus Sebastián Gross
Luis Salvador García Hernández
Andrea N. Hahmann
Daniel Alejandro Pacheco Rojas
Alfredo Peña

INTRODUCCIÓN

Este capítulo se enfoca en el potencial de desarrollo de la energía eólica en México como una alternativa energética viable gracias a los recursos eólicos con los que cuenta el país, así como por la disponibilidad de tecnología madura a través de la cual se puede cubrir parte de los compromisos adquiridos por México mediante el Acuerdo de París (Naciones Unidas 2015).¹ Estos compromisos están lejos de ser alcanzados (CAT s.a.). Para

¹ Entre los compromisos adquiridos en este acuerdo, México se comprometió a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en un 22% para 2030 y en un 50% para 2050. La proyección a 2030 equivale a reducir las emisiones de 991 MtCO₂e/año en 2020 a 773 MtCO₂e/año en 2030, es decir, una reducción de 218 MtCO₂e/año para 2030 (Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales [Semarnat] 2015 y 2020). Esto está por debajo de lo que se requiere para satisfacer su “participación justa”, según el modelo de calentamiento global por debajo de 1.5 °C para 2030, establecido por Climate Action Tracker (CAT s.a.). El método de CAT evalúa un espectro amplio de metas del gobierno y esfuerzos globales para reducir la emisión de GEI. No hay una definición única de lo que significa una “participación justa”, aunque en el artículo 4.3 del Acuerdo de París se le relaciona con las responsabilidades comunes pero diferenciadas y las capacidades respectivas según las diferentes circunstancias nacionales de cada país (Naciones Unidas 2015). La “participación justa” toma en cuenta todas las categorías de esfuerzo compartido: responsabilidad, igualdad, capacidades necesarias y efectividad de costos (Höhne, Den Elzen y Escalante 2014).

poder cumplirlos es necesaria no sólo la participación integral de distintos actores del gobierno, el sector privado, la academia y la sociedad, sino también una revisión exhaustiva de políticas públicas para establecer planes quinquenales de reducción de quema de combustibles fósiles, en favor de objetivos de cero emisiones. En el sector energético se pretende generar 35% de la electricidad con energías limpias renovables para 2024 y 39.9% para 2033 (Secretaría de Gobernación [Segob] 2020). A su vez, se debe resaltar que dentro de la Estrategia Nacional del Cambio Climático de 2013 se contemplaba impulsar la generación de electricidad a través de plantas eólicas tanto en tierra como en mar (ENCC 2013). En efecto, dichos proyectos pueden contribuir de manera significativa a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), junto con la aportación de otras energías renovables y la implementación de políticas de eficiencia energética y de reducción del uso de fuentes fósiles para producción de electricidad, calor y transporte.

Este capítulo se divide en los siguientes apartados. En el apartado “Estado actual de la energía eólica: recurso y producción”, se presenta el estado actual de la energía eólica en el mundo, incluyendo la estimación del recurso eólico, la capacidad instalada y la producción. En el apartado “Las energías renovables en México...” se introducen los diferentes tipos de energía renovable que se explotan en México y se describe el posicionamiento alcanzado por la energía eólica en la matriz energética del país. En el apartado “Potencial de generación de electricidad...” se discute el potencial de generación de electricidad a partir de energía eólica terrestre y marina. En el apartado “Desafíos a la integración de la energía eólica...” se presentan algunos desafíos de la integración de la energía eólica al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), ocasionados en gran medida por la falta de líneas de transmisión de alto voltaje que permitan transportar energía por distancias de cientos o miles de kilómetros. En el apartado “Eventos extremos, condiciones de supervivencia...” etc. se analizan los posibles impactos de eventos extremos y las condiciones de supervivencia. En el apartado “Estudios de factibilidad...” (pp. 328-332)

se usa un caso de estudio de factibilidad de un proyecto eólico comunitario en Escocia con el fin de presentar los posibles impactos y el tipo de autoridades responsables de emitir recomendaciones para reducir o corregir dichos impactos. En el apartado “Posibilidades de desarrollo de la energía eólica...” (pp. 335-339) se aborda una perspectiva económica para el desarrollo de la energía eólica en el contexto actual. En las “Conclusiones” (pp. 339-340) se analizan posibles estudios y perspectivas a largo plazo. Por último, se cierra con una breve conclusión.

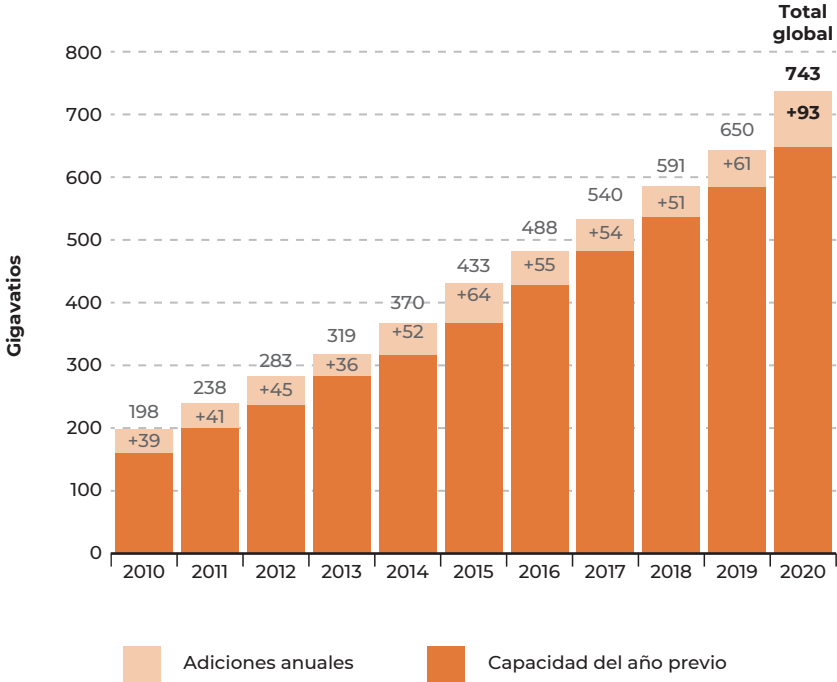
ESTADO ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA: RECURSO Y PRODUCCIÓN

CAPACIDAD Y GENERACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA EN EL MUNDO

Los reportes del estatus mundial de energía renovable muestran que la capacidad instalada de energía eólica incrementó entre 52 y 64 GW cada año desde 2010 hasta 2020 (REN21 2018 y 2021), alcanzando una capacidad instalada total de 743 GW a nivel mundial. En 2020 se instalaron 93 GW adicionales (figura 1) y se logró alcanzar una capacidad instalada total de 743 GW a nivel mundial, de los cuales 35 GW corresponden a instalaciones en mar (REN21 2021). Los proyectos eólicos están funcionando en más de 90 países y 30 de ellos tienen más de 1 GW de capacidad instalada en operación.

Además, cabe señalar que en 2017 varios países europeos y algunos latinoamericanos produjeron más de 10% de su energía a partir del viento. Para 2020, Dinamarca y Uruguay producían casi 60% y 40% de su electricidad, respectivamente, con proyectos eólicos. El caso de Dinamarca destaca, ya que desde la década de 1970 se desarrollaron proyectos liderados por cooperativas, fomentando que la energía eólica incrementara su participación en la matriz energética y que tuviera buena aceptación entre la población.

Figura 1. Capacidad instalada total y añadida a nivel global de 2010 a 2020



Fuente: REN21 (2021).

Walsh y Pineda (2019) indicaron que, en 2018, 95% de las instalaciones nuevas de producción de energía fueron instalaciones de energías renovables. También en 2018 Estados Unidos generó 362 TWh de energía a partir de parques eólicos, tanto en tierra como en mar (Walsh y Pineda 2019, p. 18), mientras que en 2020 la cifra se incrementó a 458 TWh, más de 25% en relación con 2018 (WindEurope 2021). La energía eólica pasó de cubrir 13.7% en 2018 a 16% en 2020 la demanda energética de Estados Unidos durante el respectivo año. Se espera que de aquí a 2025 los países de Europa sean los que más instalen parques eólicos, con la siguiente

capacidad instalada en GW: UK, 18; Alemania, 16; Francia, 12; Suecia, 7, y Países Bajos, 6 (WindEurope 2021).

Asimismo, cabe constatar que el tamaño de las turbinas eólicas en mar no para de crecer. Mientras que en 2017 la mayor era de 8 MW, al día de hoy algunos prototipos han alcanzado los 16 MW (Durakovic 2021). Estas turbinas, al igual que otras, como la Heliade-X, han incrementado su factor de planta hasta un 60-64%, comparados con los 25%-42% de las primeras turbinas eólicas en mar (WindEurope 2021). Desde el punto de vista económico, cada punto porcentual en el factor de planta representa un retorno de inversión (ROI, por sus siglas en inglés) de aproximadamente siete millones de dólares (General Electric 2021). Esto significa un incremento en ROI de entre 100 y 300 millones de dólares por turbina. Por otro lado, la producción de energía para turbinas con rotores más altos y aspas más largas es menos sensible a variaciones en la rapidez del viento, es más predecible, y además es mayor a velocidades de viento menores (General Electric 2021). En 2020, Finlandia instaló los parques eólicos en tierra con las turbinas más grandes en Europa, de 4.5 MW, mientras que las más pequeñas –a escala comercial– de 2.2 MW fueron instaladas en Reino Unido (WindEurope 2021).

RECURSO EÓLICO EN MÉXICO Y SUS ESTIMACIONES

Para caracterizar los recursos de energía eólica es usual generar mapas de la rapidez promedio anual –i.e., de la magnitud promedio de la velocidad del viento–, y de densidad de potencia eólica (WPD, por sus siglas en inglés). En este capítulo haremos referencia a mapas accesibles públicamente en internet. La velocidad media anual a cierta altura permite identificar los sitios con alto potencial eólico y la WPD de los sitios donde se puede extraer mayor energía del viento debido a la distribución temporal de la velocidad del viento.

Existen diversas bases de datos de donde se pueden generar mapas de energía eólica. Para empezar, presentamos algunos resultados del

Global Wind Atlas (GWA) (DTU Wind Energy s.a.a), el cual fue producido por el Departamento de Energía Eólica de la Universidad Técnica de Dinamarca (DTU, por sus siglas en danés/inglés), en colaboración con el Grupo Banco Mundial, compuesto por el Banco Mundial y la Corporación Financiera Internacional (IFC, por sus siglas en inglés). El GWA se generó utilizando datos de viento provenientes del modelo Weather Research and Forecasting (WRF), alimentado por datos del modelo global ERA5 del Centro Europeo de Previsión del Tiempo a escala mediana (ECMWF, por sus siglas en inglés). El WRF es un modelo numérico de predicción del tiempo (NWP, por sus siglas en inglés), con el que se “reducen” las escalas espacio-temporales del flujo atmosférico –y por tanto el viento. El procedimiento de acoplamiento entre modelos de mesoescala y de microescala, junto con una metodología de generalización, se conoce como el método europeo de atlas eólico (Troen y Petersen 1989). En el caso del GWA, se reducen las mesoescalas del WRF a escalas locales con el modelo de flujo de microescala conocido como WASP (DTU Wind Energy s.a.b), utilizando la información detallada de la topografía local. Una metodología semejante fue usada en el New European Wind Atlas, NEWA (Dörenkämper *et al.* 2020). Los recursos en el GWA se encuentran a tres alturas de interés para proyectos de energía eólica: 50, 100 y 200 metros.

La información de los recursos eólicos se puede analizar estadísticamente con diversas herramientas disponibles en el sitio de internet de GWA. En el mapa 1 (véase “Anexos”) se muestra el WPD (W/m^2) sobre todo el territorio mexicano, a una altura de 100 m. La WPD alcanza $1\ 300\ W/m^2$ en algunos sitios –por encima de $1\ 000\ W/m^2$ se puede considerar como muy buen potencial– como el Istmo de Tehuantepec (IST), en las regiones montañosas de sierra Juárez y en el valle de los Cirios en Baja California (BC), en Tamaulipas (Tam) o algunas regiones en las montañas de Sonora y Chihuahua (So-Chi). Se puede considerar que la parte norte del estado de Tamaulipas tiene también buen potencial eólico (véase “Anexos”, mapa 1).

Las predicciones en la rapidez del viento pueden variar de forma importante según la fuente de datos que se esté utilizando. Para este trabajo se consideraron tres fuentes de datos: el GWA ya presentado; el “WIND toolkit”, una herramienta con recursos actuales y predicciones futuras de viento financiada por el Departamento de Energía de Estados Unidos, con una resolución horizontal de 2 000 m (NREL s.a.); y un mapa producido por Vestas, obtenido a través de 15 años de simulaciones con un modelo NWP a una resolución horizontal de 3 000 m (NREL s.a.).

En el mapa 2 (véase “Anexos”) se muestran las diferencias máximas relativas entre las tres fuentes de datos, en relación con el GWA. Las zonas en donde la diferencia excede en 50% han sido blanqueadas: la región central del Istmo; la costa Pacífico desde Puerto Vallarta, en Jalisco, hasta Crucecita, en Oaxaca; y ciertas zonas de la costa tamaulipeca, por mencionar algunos ejemplos. Además, un número importante de zonas, tanto en costa como en el interior del país, tiene una diferencia máxima relativa de más de 30%. Por tanto, es muy importante considerar con mucha cautela toda evaluación del recurso eólico basado en mapas. Los mapas indican regiones donde la probabilidad de que el viento sea un recurso aprovechable es alta, pero es esencial realizar campañas de mediciones *in situ* y a la altura donde las turbinas operan para cuantificar el recurso de forma confiable y evaluar la bondad de los modelos de viento. Por ello, es necesario tener la posibilidad de instalar torres de medición de por lo menos 80 m de altura –ya que ésta es la altura mínima a la que las turbinas eólicas son instaladas– o medir con perfiladores de velocidades de alta precisión, como los lidar (Peña *et al.* 2015). En México se empezaron a hacer mediciones con este tipo de torres hace apenas unos años, como parte del proyecto Atlas Eólico Mexicano, liderado por el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL) y por la DTU, y se instalaron siete torres de medición –tres adicionales fueron instaladas en 2020, al final del proyecto. Desafortunadamente, sólo se tenía el compromiso de mantener las torres hasta que terminara el proyecto, y fueron desmanteladas por CFE en 2021 (INEEL com. pers.).

Debido a que los vientos y los patrones atmosféricos en general se verán afectados por cambios de un año a otro y por el cambio climático, se requeriría mantener estos instrumentos por un periodo mucho más largo para poder monitorear dichos cambios. Sin embargo, aún no se cuenta con una política a nivel nacional que garantice la continuidad de estas mediciones, por lo que por ahora la única opción sería incluirlas como infraestructura en proyectos futuros (véase “Anexos”, mapa 2).

La diferencia en la predicción del viento según la fuente de datos mostrada en el mapa 2 (véase “Anexos”) puede deberse a varias razones. Es importante mencionar, por un lado, que el GWA es una estimación del recurso *per se* a una resolución de 1 000 m, mientras que el mapa de Vestas y NREL presenta las salidas “crudas” de un modelo NWP, es decir, no se ha hecho una simulación de microescala. Esto es de suma importancia para las caracterizaciones de viento, ya que las velocidades y la dirección del viento se ven altamente afectadas por las condiciones locales, lo cual no es el caso de otras variables como la temperatura, por ejemplo. En resumen, es claro que son necesarios los modelos de microescala para reducir la incertidumbre en las evaluaciones del recurso eólico a nivel local y regional.

LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN MÉXICO Y EL POSICIONAMIENTO DE LA ENERGÍA EÓLICA EN LA MATRIZ ENERGÉTICA

En 2018 la producción mundial de energía eólica en tierra llegó a alcanzar los 309 TWh anuales, y México produjo 3.44% de ese total. Con 45 plantas distribuidas en el territorio, en ese año México generó 3% de su electricidad a partir del viento (Sener 2018). Por otra parte, las plantas eólicas en mar instaladas a nivel mundial generaron 53 TWh anuales, pero en México no hay todavía ninguna planta de este tipo.

La capacidad instalada total en México, tomando en cuenta todo tipo de fuentes de energía, creció de 75 a 83 GW entre 2017 y 2020 (Sener

2018; Cenace 2021). En México, para 2020, sólo 10% del consumo de electricidad en el país lo cubrían fuentes renovables de energía (REN21 2021). Descontando la energía hidráulica, en 2017 las energías renovables contribuyeron con 12.8% de la capacidad instalada total del país y 18.4% para 2020. La capacidad instalada en energía solar fotovoltaica creció de manera impresionante en los últimos años, pasando de 214 MW en 2017 a 5 149 MW en 2020, siendo por mucho la energía renovable con mayor tasa de crecimiento anual (TCA) de todas las energías renovables y posicionando a México entre los cuatro instaladores más importantes de América Latina en 2020 (REN21 2021), año en que hubo un gran auge en la energía solar térmica a nivel industrial en México, lo que posicionó al país en el primer lugar a nivel mundial en número de instalaciones nuevas de este tipo. Además, México se convirtió en 2020 en el líder latinoamericano en instalación de energía geotérmica –sexto en el mundo– con 9.9 GW de capacidad instalada para finales de ese año (REN21 2021). La energía eólica en México, por su parte, creció en capacidad instalada un 50%, de 4 GW a 6 GW, entre 2017 y 2019, si bien este incremento ocurrió principalmente en 2018 bajo un marco regulatorio que fomentaba el crecimiento de las energías renovables. Durante 2020 y 2021 se introdujeron cambios normativos en el mercado eléctrico que desincentivaron la inversión en energías renovables, de manera que entre 2019 y 2020 sólo se instalaron alrededor de 0.76 GW en plantas eólicas (Energy and Commerce 2021). A pesar de los cambios regulatorios, algunos de los estados con el mayor potencial eólico del país, como Tamaulipas, siguen apostando por la energía eólica y planeando un crecimiento significativo en capacidad instalada, y este estado pasó de 1.5 GW en 2020 a 1.9 GW para 2025 (Energy and Commerce 2021).

En México, para 2020 sólo 10% del consumo de electricidad en el país era servido por fuentes renovables de energía (REN21 2021). Descontando la energía hidráulica, en 2017 las energías renovables contribuyeron con 12.8% de la capacidad instalada total, pero su contribución llegó a 18.4% en 2020.

POTENCIAL DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE ENERGÍA EÓLICA TERRESTRE Y MARINA: CONTRASTES Y LIMITANTES

Para evaluar el potencial de generación por energías renovables y limpias se puede usar el *Atlas de zonas con alto potencial de energías limpias* (Sener s.a.). Siguiendo esta metodología, se definen cuatro tipos de escenarios. En el escenario 1 se identifican zonas de alto potencial sin considerar restricciones ocasionadas por la cercanía a la red eléctrica nacional. En el escenario 2 la definición de zonas de alto potencial se limita a las que se hallan a una distancia media de 20 km de una línea de transmisión. En el escenario 3 estas zonas se encuentran a 10 km –2 km para la energía solar– o menos de la red de transmisión. Por último, en el escenario 4 se consideran las zonas a más de 20 km de distancia de la red de transmisión. Para la energía eólica, las estimaciones correspondientes a las zonas con alto potencial según este *Atlas de zonas con alto potencial* se sintetizan en la tabla 1.

Tabla 1. Potencial eólico para distintos escenarios (ESC)

	ESC 1	ESC 2	ESC 3	ESC 4
Capacidad instalable (MW)	583 200	290 249	158 302	297 444
Potencial de generación (Gwh/yr)	1 486 713	740 332	402 847	750 186
Emisiones de CO ₂ evitables (Mton/yr)	674 967	336 111	182 892	340 584

Fuente: Sener (s.a.).

Al graficar las zonas que considera el *Atlas de zonas con alto potencial*, se puede constatar que el área considerada no cubre todo el territorio mexicano. De hecho, es un área bastante reducida en comparación con el área total del país. El mapa 3 (véase “Anexos”) muestra el caso del

escenario 1 y resulta claro que, por ejemplo, no se consideran proyectos a lo largo de la costa del Pacífico o del mar de Cortés, a excepción de la región del Istmo y algunas regiones pequeñas en la península de Baja California. En la región del Istmo hay más de 2 100 MW en capacidad de generación acumulada (Cenace 2018, p. 79). En consecuencia, las estimaciones del potencial que se reportan no reflejan el potencial real de todo el territorio. En la tabla 2 se ofrecen algunos ejemplos de centrales grandes en operación fuera de las regiones que se muestran en el mapa 3 (véase “Anexos”), por lo que la extensión de las regiones geográficas con potencial adecuado para el desarrollo de parques eólicos es mayor de lo que pudiera pensarse si la proyectamos a partir de dicha figura (véase “Anexos”, mapa 3).

Tabla 2. Ejemplos de algunas centrales eólicas grandes en operación que no están en las regiones consideradas en el mapa 3 (véase “Anexos”)

CENTRAL	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	REGIÓN	DUEÑO
En el Palo Alto	129.0	Jalisco	Enel SpA
EDP Coahuila	199.5	Coahuila	EDP
Dominica Energía Limpia	200.0	San Luis Potosí	Enel SpA
El Mezquite	200.0	Nuevo León	Cúbico Ltd

Fuente: Observatorio de Transición Energética de México (p. 343).

Además, no todo este potencial disponible es aprovechable. Deben tomarse en cuenta diferentes limitantes como, por ejemplo, la presencia de estructuras, la topografía, las diferentes zonificaciones locales y la presencia de áreas naturales protegidas, entre otras más. Algunas de ellas deben también considerarse en proyectos de energía eólica en el mar. La tenencia de la tierra es un factor importante en regiones del país con antecedentes de negociaciones desiguales hacia ejidatarios y poblaciones originarias (Ávila *et al.* 2021). En ningún documento de

carácter oficial se ha considerado aún el potencial eólico en mar del país. Sin embargo, en tres estudios científicos recientes se determinan las zonas de más alto potencial en toda la zona económica exclusiva en mar (Gross y Magar 2015); el efecto del cambio climático en los recursos de energía eólica en mar en esa misma zona (Gross y Magar 2016); y el potencial de generación en mar considerando restricciones económicas, ecológicas y sociales para posibles proyectos en la parte central y norte del golfo de California (Magar *et al.* 2018).

DESAFÍOS A LA INTEGRACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

En este apartado se discute el desarrollo de una red eléctrica de alta capacidad y poca pérdida por transmisión, esencial para robustecer al SEN. Las redes regionales y locales son importantes para llegar a toda la población e impulsar el crecimiento de comunidades de energía, aunque dichas comunidades se verán eventualmente limitadas por la capacidad de transmisión de la red nacional. Referimos al apartado en las pp. 328-330 en el que abordaremos el tema de las comunidades de energía y cómo impulsar su crecimiento en México.

La red de transmisión eléctrica es indispensable para el transporte de electricidad desde el centro de producción hasta el usuario final. Aunque México posee áreas con alto potencial de aprovechamiento eólico, la falta de redes de transmisión y distribución ha constituido uno de los principales impedimentos para el despliegue a gran escala de centrales eoloelectricas (International Renewable Energy Agency [Irena] 2015, p. 69). De igual manera, el desarrollo y expansión de las redes de transmisión y distribución son cruciales para obtener un crecimiento sostenido del sector eólico a nivel nacional; de ahí la imperiosa necesidad de planificar de manera adecuada la expansión de las redes (Rodríguez 2013).

En México la red se compone de cuatro sistemas eléctricos que no están interconectados entre sí (véase capítulo 1.6): 1) el sistema

interconectado nacional (SIN), formado por siete regiones de control; 2) el sistema eléctrico Baja California (BC); 3) el sistema eléctrico Baja California Sur (BCS), y 4) el sistema eléctrico Mulegé (SEM). Los sistemas BC, BCS y SEM se conforman por una región de control cada uno. Se espera que estas tres regiones se conecten al SIN después de 2023, según el *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (Prodesen) 2018-2032* (Secretaría de Energía [Sener] 2018). En 2017 se concentró en el SIN 94.6% del consumo bruto del país. En la actualidad, las redes de transmisión y distribución presentan conexiones insuficientes para aprovechar la energía del viento. Así, la electricidad generada en Baja California sólo puede ser aprovechada a nivel local, o ser exportada –hay conexiones con el estado de California. Por tanto, la península de Baja California es una isla energética, desconectada del SIN y fragmentada en tres islas eléctricas: BC, SEM y BCS (véase “Anexos”, mapa 4).

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) es el principal desarrollador de la Red Nacional de Transmisión (RNT) actual. La RNT se desarrollaba hasta 2018 en consideración al tamaño y la ubicación geográfica de la demanda, la localización de las centrales eléctricas y los posibles desarrollos de energías renovables en el país (Cenace 2018, p. 18). Es muy importante destacar que la región con mayor capacidad de transmisión es la de control Noreste, donde se encuentra casi 25% de la capacidad (Cenace 2018, p. 39). Esta región tiene un enlace de gran capacidad con la región Central, ya sea pasando por Querétaro o por Poza Rica. La capacidad de enlace también es alta en Oaxaca y en la parte sur de Chiapas; estos dos estados están en la región de control Oriental, que también se conecta con la región Central mediante líneas de alta capacidad a través de Puebla.

Para 2023 se tenía pensado conectar el sistema BC con el SIN, permitiendo integrar los futuros proyectos de energía renovable del territorio bajacaliforniano con los del norte de Sonora (Cenace 2018, p. 78). Las tres redes de transmisión que conforman la red bajacaliforniana –los sistemas BC, SEM, y BCS– tienen en la actualidad baja capacidad de enlace, pero conforme se planeen y desarrollen más proyectos en la península, más

se incrementará dicha capacidad así como la necesidad de desarrollar y fortalecer la red eléctrica en esas regiones. Debido a la meta de expansión de la RNT para 2024 (Cenace 2018, p. 112), la que se muestra en el mapa 4 (véase “Anexos”), es necesario reestructurar y fortalecer la RNT de modo que se puedan enlazar diversos megaproyectos eólicos y solares a través de ella. Salvo por hacer mención del número de kilómetros añadidos a la RNT —467 km de 440 kV, 372 km de 230 kV y 147 km de 69-161 kV— y de las adiciones en subestaciones eléctricas de 2018 a 2020, el *Prodesen 2021-2035* (véanse figuras 3.4 y 3.5 de Cenace 2021) no muestra ningún avance sustancial en la construcción o mejoramiento de la red eléctrica nacional en 2021, en relación con la de 2018.

Hasta 2018 se consideraban varios proyectos de reestructuración y fortalecimiento de la RNT que en principio se iban a ejecutar para 2024; estos proyectos se muestran en el mapa 4 (véase “Anexos”), tomado del *Prodesen 2018-2032* (Sener 2018). Por este lado, se buscaba expandir la capacidad acumulada en la mayor parte de las líneas de transmisión y, por otro, se planeaba la construcción de líneas de 400 kV en corriente directa (CD), que tienen pérdidas por km de cableado mucho menores a las de la corriente alterna (CA) y se pueden utilizar para transportar la electricidad a distancias muy largas. Las cinco interconexiones en CD planeadas se detallan a pie de página.²

Con el nuevo gobierno, estos planes de desarrollo de la RNT fueron revisados y modificados conforme a las necesidades que éste consideraba prioritarias. Desafortunadamente, fueron relegados a segundo plano los proyectos de energía renovable, los cuales requieren de un fortalecimiento significativo de la actual RNT. Por tanto, en el nuevo plan

² Las conexiones que se planeaban en CD eran: 1) línea nueva de interconexión entre el sistema BC con el SIN; 2) línea nueva de interconexión entre la subestación Bahía Kino —cerca de Hermosillo— a los sistemas SEM y BCS, a través de cableado submarino; 3) línea nueva de interconexión entre el norte de Tamaulipas y la región centro; 4) incremento —de 3 000 a 6 000 MW— de capacidad de carga de la interconexión entre el Istmo de Tehuantepec y la región central, y 5) incremento —de 1 450 a 2 500 MW— de capacidad de carga de la interconexión entre playa del Carmen y Tuxtla Gutiérrez.

de desarrollo de la RNT publicado por el Centro Nacional de Control de Energía (Cenace 2021) se observan muchas debilidades. Es importante mencionar en particular los siguientes problemas con la RNT, los cuales siguen sin atenderse en el *Prodesen 2021-2035*. Uno de ellos consiste en la falta de una RNT más robusta entre Ensenada, Tijuana, Mexicali y San Felipe, así como entre Ensenada, San Quintín, San Luis Gonzaga, Cataviña y Bahía de Los Ángeles. Además, también falta una conexión de 400 kV en CD entre el sistema BC y el SEM en la parte central de la península de Baja California. Mejorar la RNT entre estas ciudades, así como extender la capacidad de transporte de energía en CD en la península, promovería el desarrollo de proyectos en la región, ya que tanto los mapas como las mediciones *in situ* muestran zonas con alto potencial eólico y la RNT limita el crecimiento de las energías renovables en general y de la eólica en particular en la península. A su vez, esta energía podría utilizarse a nivel local en proyectos agrícolas, industriales o turísticos. Una parte se podría utilizar, además, para bombeo o desalinización de agua, así como para el transporte de dicha agua hacia regiones de alto consumo. Lo anterior aunado a las líneas nuevas de interconexión de CD con el resto del país, lo que permitiría abastecer de energía a las regiones donde más se necesite y, al mismo tiempo, contribuiría a la economía local a través de la creación de empleos en las plantas de producción y del consumo de parte de lo producido para proyectos regionales.

Otra debilidad importante de la RNT es la falta de una conexión robusta en todo lo largo de la costa del Pacífico. Es recomendable la propuesta de construcción de líneas conectando a Ciudad de México con Veracruz e Hidalgo, así como la construcción de una línea de 400 kV a lo largo de las costas de Jalisco, Nayarit y Sinaloa (Cenace 2021). En esta zona costera del Pacífico se podría implementar un número importante de proyectos eólicos en tierra y mar, y esta línea de transmisión permitiría transportar la energía a otras regiones con pocas pérdidas en su porteo. Sería crucial resolver estas limitaciones en la RNT, ya que, de acuerdo con la Secretaría de Energía (Sener 2018), se requieren 67 GW

de capacidad instalada adicionales para poder satisfacer la demanda energética nacional entre 2018 y 2032. Sin resolver las limitaciones de la RNT, los desarrollos en zonas de alto potencial se verán en dificultades y se corre el riesgo de implementar demasiados proyectos en zonas que están bien interconectadas, lo que podría ocasionar problemas ecológicos y sociales, similares a los que se han dado en la región del Istmo, por no planear desarrollos de manera pausada y equilibrada con planes específicos. También es importante destacar que la tecnología ha avanzado de manera considerable y hoy en día hay turbinas para vientos de clase I –con una velocidad media anual de 10 m/s, a la altura del eje de la turbina–, clase II –con 8.5 m/s–, clase III –con 7.5 m/s– o clase IV –con 6 m/s–, según los estándares IEC-61400, por lo que se pueden aprovechar los vientos de manera comercial en muchos sitios del territorio mexicano.

Además de las velocidades medias, deben considerarse asimismo el nivel de turbulencia y las ráfagas de vientos extremos con periodos de retorno de 50 años, ya que afectan el aprovechamiento de la energía (Zhang 2015). En algunos sitios puede haber incluso interacciones de estelas no sólo de una turbina a otra, sino de un parque eólico a otro (véase “Anexos”, mapa 4).

EVENTOS EXTREMOS, CONDICIONES DE SUPERVIVENCIA Y SU RELACIÓN CON LA SELECCIÓN DE SITIOS Y TECNOLOGÍAS

Los parques eólicos generan electricidad aprovechando la energía del viento. Sin embargo, los dispositivos son vulnerables a los eventos climáticos extremos. Cabe resaltar que las turbinas eólicas actuales tienen un sistema de protección que las controla cuando las velocidades del viento rebasan los 25 m/s. Es decir, no hay una tecnología a nivel comercial con una alta probabilidad de sobrevivir bajo condiciones de huracán, y México es un país sujeto al impacto de tormentas tropicales, ciclones y huracanes. Por ello, la selección de sitios y tecnologías adecuadas es fundamental en el diseño y operación de parques eólicos. Para estos propósitos es útil un

atlas de parámetros de *wind farm siting* en el GWA (DTU Wind Energy s.a.b, BM e IFC), donde se pueden visualizar datos de vientos extremos, intensidad de turbulencia y cizallamiento vertical.

Las tormentas tropicales son perturbaciones hidrometeorológicas de baja intensidad, mientras que los ciclones tropicales y los huracanes son perturbaciones con vientos de alta intensidad. El mapa 5 (véase “Anexos”) muestra el índice de peligro por ciclones tropicales (IPCT), categorizado con el método de rupturas naturales de Jenks, en el cual los cortes se realizan conforme a agrupaciones naturales inherentes a los datos (Smith *et al.* 2018). El IPCT muestra regiones en Tamaulipas, Campeche, Quintana Roo, Jalisco, Sinaloa, Baja California y Baja California Sur en las que el IPCT es muy alto. En particular, notamos que casi toda BCS está categorizada con alto IPCT. Sin embargo, son pocos los asentamientos en ese estado y, de hecho, la mayoría de ellos está en la punta sur de BCS. Es claro que el IPCT no toma en cuenta este factor. El índice de riesgo, por el contrario, sí lo toma en cuenta. Nos enfocamos a continuación en este último indicador (véase “Anexos”, mapa 5).

El índice de riesgo por presencia de ciclones tropicales (IRCT) se define como el producto de la probabilidad de que ocurra un evento potencialmente dañino –es decir, el peligro, por la vulnerabilidad–, el cual es el valor –probablemente económico, ecológico o social– de los bienes expuestos. Los mapas de índice de riesgo (IR) generados por el Centro Nacional de Prevención de Desastres (Cenapred) se basan en la vulnerabilidad social definida de forma cualitativa, como en Jiménez-Espinosa *et al.* (2012):

$$IRCT = \{ \ln [Dm] + 3 \} * IVS * IP,$$

donde

IRCT: índice de riesgo por ciclones tropicales

Dm: densidad de población municipal

IVS: índice de vulnerabilidad social

IP: índice de peligro

En el mapa 6 (véase “Anexos”) se muestra el IRCT a partir del método de rupturas naturales definido en el sistema de información geográfica en cinco categorías de riesgo: muy bajo, bajo, medio, alto y muy alto. Por sus características de vulnerabilidad, el IRCT señala como zonas de mayor riesgo la parte sur de Baja California Sur y la parte norte del estado de Quintana Roo. En general, se observa que las zonas costeras son las más vulnerables. Es importante resaltar que todo el estado de Quintana Roo y la región este del estado de Campeche presentan un riesgo alto o muy alto. A partir de esta información, se pueden deducir las zonas de mayor riesgo para proyectos eólicos en tierra y para las regiones cercanas a la costa en el caso de plantas eólicas en el mar (véase “Anexos”, mapa 6).

ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD PARA PROYECTOS EÓLICOS COMUNITARIOS

En esta sección presentamos aspectos esenciales de los estudios de factibilidad para el desarrollo de parques eólicos con base en el estudio que desarrollaron las comunidades de Berneray y Grimsay, en North Uist, Islas Hébridas occidentales (McLean y Robertson 2009). Se eligió este estudio porque se trata de un proyecto liderado por la comunidad, y se considera de gran relevancia para México. Su importancia se debe, en primer lugar, a que en México aún no hay proyectos comunitarios de energía con varios MW de capacidad instalada; en el país sólo existen proyectos residenciales, comunitarios o de pequeñas industrias que generan energía para el autoconsumo y que no rebasan los 500 kW de capacidad instalada. En segundo lugar, porque consideramos que estos proyectos pueden resolver algunos problemas sociales además de la pobreza energética, impulsando el desarrollo socioeconómico en regiones donde hay buen potencial eólico.

El estudio de factibilidad de North Uist se realizó con base en la visión energética futura de las comunidades: “usar tecnologías maduras y emergentes en beneficio de North Uist, para hacer que la isla sea más

eficiente energéticamente en el futuro, sin dañar el medioambiente” (McLean y Robertson 2009). En el estudio se consideran tres tipos de energías: 1) energía renovable marina; 2) energía eólica, y 3) bioenergía. Además, se analizan las implicaciones de proyectos en diferentes escalas: tanto proyectos pequeños, que permiten reducir gastos en consumo de energía –además de reducir emisiones de GEI–, como proyectos grandes, que generan un ingreso sostenible para la comunidad a través de la venta de excedentes de producción de energía. Estas implicaciones pueden concretarse en oportunidades y beneficios al alcance de la comunidad, de acuerdo con los recursos disponibles en su región, lo cual permite priorizar y planear diferentes proyectos de energía.

Conforme al estudio de North Uist, diversos aspectos socioeconómicos deben considerarse en la priorización e implementación de proyectos eólicos. Algunos de estos ejemplos son:

1. ¿Los asentamientos en la región están cerca los unos de los otros o están dispersos? ¿Qué tan grande es su densidad y con cuántas viviendas cuenta cada asentamiento? Esto tiene implicaciones sobre la red eléctrica regional y sobre la capacidad instalada más adecuada en distintos proyectos, según su localización en relación con la red y el tamaño de los asentamientos humanos más cercanos.
2. ¿Hay en la región consumidores de energía a gran escala, como de la industria manufacturera o de la construcción? En zonas costeras, como en el caso de estudio aquí considerado, este tipo de industria incluye puertos, almacenes y procesadoras de alimento, pesquerías comerciales, oficinas de gobierno, hoteles, centros deportivos o de retiro y escuelas, entre otras instalaciones. Las necesidades en electricidad y calefacción de estos negocios pueden ser considerables. En lugares con climas extremos o en edificaciones mal aisladas, un hotel de ocho recámaras, podrían llegar a consumir entre 25 000 y 35 000 litros de combustóleo al año y requerir

entre 30 y 45 kW en calefacción o aire acondicionado –considérese que una demanda promedio anual de 15 kW equivale a un consumo eléctrico de 136 MWh anuales (McLean y Robertson 2009, p. 11).

3. ¿Qué porcentaje de la población está catalogada como pobre en materia energética y en qué regiones se encuentra este tipo de poblaciones? Una población pobre en materia energética es aquella que utiliza más de 10% de sus ingresos anuales en electricidad o calefacción (McLean y Robertson 2009). Es de suma importancia darle prioridad a proyectos que fomenten la democratización del acceso a la energía y contribuyan a la solución del problema de pobreza.
4. ¿Cuáles son las características de las áreas naturales protegidas que se encuentran en la región donde se planea el proyecto? ¿Qué autoridades están a cargo de la gestión de estas áreas? ¿Cuál es el grado de restricción en el que se hallan? Si el grado de restricción es muy alto, entonces estas áreas no se pueden considerar adecuadas para un proyecto de energía, aunque con un grado de restricción bajo sí hay posibilidades. Por ejemplo, en el golfo de California hay varias zonas de residencia y alimentación de especies endémicas en peligro de extinción, como la vaquita marina, y es claro que no es posible siquiera considerar un proyecto de energía en este tipo de zonas.

Si en una región sólo hay poblados aislados es posible considerar proyectos de pequeña escala, como ya se ha mencionado. En este caso, se utilizarían aerogeneradores de baja capacidad instalada, pese a lo cual esta estrategia tendría un impacto positivo, pues permitiría reducir tanto costos por consumo de energía como emisiones de GEI a la atmósfera.

Los parteaguas en muchos proyectos no sólo se enfocan en problemas de planeación, sino en los estudios de impacto socioambiental

y en las consultas a la comunidad que deben realizarse incluso antes de la planeación del proyecto (véase capítulo 3.1). En principio, el hecho de que un proyecto sea comunitario debería representar una ventaja, ya que el personal que impulsa el proyecto forma parte de la comunidad y, por tanto, conoce la región y las necesidades locales. Sin embargo, siempre habrá necesidad de dialogar y negociar con asociaciones y autoridades locales para que la planeación se realice de manera correcta y haya mayores probabilidades de que los proyectos sean exitosos (véase capítulo 3.1). En la tabla 3 se sintetizan algunos de los posibles impactos que McLean y Robertson (2009) identificaron; se añaden, para el caso de México, los posibles responsables y actores principales.

Tabla 3. Posibles impactos de los parques eólicos

PROBLEMA	DESCRIPCIÓN DE LOS POSIBLES IMPACTOS	RESPONSABLES Y ACTORES
Paisaje, impactos sonoros y visuales	Autoridades gestoras locales (AGL) evalúan los posibles impactos del proyecto propuesto. Las AGL dictarán las medidas necesarias para cuantificar estos impactos y dictaminarán si son aceptables o no. Autoridades a cargo del legado histórico —como las que encabezan el Instituto Nacional de Antropología e Historia (INAH)— proporcionarán información sobre los paisajes o áreas de importancia cultural e histórica que pudieran verse afectados.	AGL, INAH y otras asociaciones culturales e históricas.
Procesos geofísicos y ecología	Los aspectos geofísicos que deben abordarse son los posibles efectos sobre el ciclo hidrológico regional, la evaluación de los riesgos de fractura o hundimiento de suelos, el riesgo de huracanes o impactos de otros eventos extremos que afecten las plantas eólicas, los efectos sobre la hidrodinámica y el transporte de sedimentos para proyectos en mar, entre otros. Sobre el aspecto ecológico, es necesario evaluar posibles efectos sobre la flora y la fauna,	Comisión Nacional de Áreas Naturales Protegidas (Conanp), Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad (Conabio), Secretaría de Medioambiente y Recursos Naturales (Semarnat), AGL,

	<p>en especial aves y murciélagos. Sin embargo, es de suma importancia resaltar que una turbina aislada no debería representar un peligro mayor, aun cuando se instale en un área importante para la conservación de las aves (AICA). En caso de que se considere que pudiera afectar a alguna especie en peligro de extinción, entonces sería necesario evaluar los efectos de dicha turbina.</p>	<p>comunidades locales, instituciones de educación superior (IES), centros de investigación (CI), Unión Geofísica Mexicana (UGM), así como otras asociaciones de geocientíficos y ecólogos.</p>
Radar	<p>El movimiento de las aspas de la turbina puede interferir con las señales de radar, tanto civiles como militares.</p>	<p>Secretaría de Marina (Semar), Secretaría de la Defensa Nacional (Sedena) y Dirección General de Aeronáutica Civil (DGAC).</p>
Aviación	<p>Las turbinas de mayor capacidad instalada pueden interferir con operaciones aeronáuticas, tanto civiles como militares, en particular cuando se encuentran cerca de aeropuertos o bases militares.</p>	<p>DGAC, Autoridades de aviación civil (AAC) y MD.</p>
Comunicaciones	<p>Un parque eólico podría interferir con líneas de transmisión de telecomunicaciones, ya sea de alta frecuencia—microondas— o de telemetría —transferencia de información satelital. Es necesario proponer medidas de mitigación de estos efectos que deban tomarse en cuenta en el presupuesto del proyecto para que éste pueda avanzar.</p>	<p>Empresas telefónicas y oficinas de telecomunicaciones.</p>
Televisión	<p>Los parques eólicos pueden interferir con transmisores de televisión terrestres o con un enlace de retransmisión. Los efectos sobre televisoras locales se pueden mitigar con mayor facilidad que los efectos sobre televisoras nacionales o internacionales.</p>	<p>Oficinas de telecomunicaciones y transmisoras de televisión.</p>

Fuente: Elaboración propia, con base en McLean y Robertson (2009).

POSIBILIDADES DE DESARROLLO DE LA ENERGÍA EÓLICA EN EL CONTEXTO ECONÓMICO ACTUAL Y PERSPECTIVAS DE DESARROLLO EN EL LARGO PLAZO

En 2020 el mundo presenció una pandemia que desaceleró todas las economías, dislocó las industrias y las cadenas logísticas y comerciales, pero también hizo más evidente la interdependencia de los países y la importancia del sector energético en las economías (véase capítulo 1.9). Y con lo anterior, los impactos climáticos han sido cada vez más extremos y notorios. En este contexto de crisis económica, energética y ambiental, el impulso a las energías renovables –como la eólica– desempeña un papel clave para generar crecimiento económico con energía renovable.

La desaceleración económica de 2020 se debió principalmente a las restricciones impuestas a la movilidad y las actividades económicas, lo cual se expresó en los precios negativos del petróleo en abril de 2020, el incremento de los precios del petróleo, gas y electricidad en octubre de 2021, una contracción del PIB de -8.5%, con una inflación de 3.2% (Actinver 2021) y una menor recaudación en la renta petrolera. México ha exportado petróleo y ha utilizado la renta petrolera como palanca de crecimiento económico; sin embargo, basar el desarrollo en las energías fósiles es incompatible con las trayectorias de mitigación del cambio climático.

La Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) estima que durante los próximos 30 años ocurrirán cambios radicales en el sector energético mundial que permitirán una ruta de crecimiento con emisiones neutras –*net zero*. La producción diaria de petróleo podría pasar de 90 millones de barriles en 2020 a 22 millones de barriles en 2050. Estos cambios en el sector energético irían acompañados de una expansión de la capacidad eléctrica nueva, que pasaría de 261 GW en 2020 a 1 000 GW en 2030, de los cuales 600 GW adicionales serán de energía solar fotovoltaica y 400 GW de energía eólica (IEA 2021).

Las inversiones y costos de las energías renovables serán una variable clave para la transición energética. El capital invertido en proyectos de

energía renovable fue algo superior al trillón de dólares en 2016-2020 y se espera que incremente a cuatro trillones de dólares entre 2030 y 2050 (IEA 2021). Además, los costos nivelados promedio ponderados han disminuido durante 2020 en las energías térmica solar (16%), fotovoltaica (7%) y eólica, tanto en tierra (13%) como en mar (9%), en comparación con 2019 (Irena 2021).

La implementación de las tecnologías eólicas también requerirá de mejoras técnicas y científicas, incluyendo modelación, diseño, construcción y operación de las turbinas y plantas eólicas. Varios proyectos o programas de modelación y monitoreo deberían planearse y desarrollarse con el propósito de mejorar la caracterización del recurso eólico, la selección de sitios y, por tanto, la producción de energía. Por ejemplo, la sensibilidad de los resultados a la configuración de los modelos meteorológicos (véase “Anexos”, mapa 1) indica que deben mejorarse los datos topográficos que se usan como entradas en los modelos. Deben usarse mejores modelos digitales de elevación, pero, sobre todo, es necesario mejorar la información relativa al tipo de vegetación y uso del suelo. Además, la vegetación en los modelos numéricos suele considerarse un parámetro estático, cuando en realidad cambia con el tiempo, pues incluye los impactos de la deforestación, la reforestación o la urbanización de algunas áreas en cuanto a las velocidades de viento a nivel regional. Lo anterior puede permitir una mejor planeación de proyectos de urbanización y de desarrollo de parques eólicos a partir de los mapas de recurso energético.

En el proyecto *Multi-Scale and Model-Chain Evaluation of Wind Atlases* (MEWA) (Danida Fellowship Centre s.a.), desarrollado entre 2018 y 2021, se aborda el problema de la resolución en la topografía y del tipo de vegetación y uso de suelo en la evaluación de los recursos de energía eólica. El proyecto está financiado por el gobierno danés, es liderado por la Universidad Técnica de Dinamarca y en él participan tres instituciones mexicanas: el Centro de Investigación Científica y Educación Superior de Ensenada (CICESE), el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL) y el Instituto Tecnológico de Estudios Superiores

de Monterrey (ITESM). En un futuro, estos estudios se podrán ampliar para analizar los efectos de cambios del uso del suelo sobre el recurso eólico. Además, cabe mencionar que desde 2018 iniciaron varias investigaciones en el ITESM y en el CICESE basadas en métodos que combinan observaciones satelitales, modelos numéricos y aprendizaje de máquina, los cuales se seguirán explorando en proyectos futuros.

Los estudios de variabilidad y efectos del cambio climático en el recurso eólico en el largo plazo son escasos y, por tanto, deben desarrollarse más a fondo; esto también es parte del proyecto MEWA. Por ejemplo, en el territorio mexicano hay un caso de estudio sobre el efecto del escenario RCP8.5 sobre los recursos eólicos en el que se muestra que en el Istmo de Tehuantepec los recursos disminuirían bajo este escenario (Gross y Magar 2016). Por ello, estudios adicionales, con modelos de mayor resolución espacial y temporal, harían una aportación sustancial al conocimiento en torno a los efectos que tendría el impacto climático en las velocidades del viento, tanto en esta región como en otras. Es importante resaltar que otros estudios con modelos de más baja resolución no han mostrado esta reducción de potencial, lo que demuestra que: *a)* es importante hacer estudios con alta resolución y *b)* los demás estudios deben ser interpretados con cuidado. Por esta razón, es necesario seguir implementando modelos numéricos que evalúen los efectos del cambio climático, en particular para el escenario RCP8.5. Las recomendaciones del IPCC implican que éste es el escenario que debemos considerar al evaluar impactos, ya que sólo así la comunidad científica podrá dar una imagen más adecuada de la realidad sobre la crisis climática y sus posibles efectos.

Por otro lado, es muy importante continuar con los programas de monitoreo de variables atmosféricas, como los realizados en el proyecto Atlas Eólico Mexicano, que lidera el INEEL (INEEL s.a.). En la actualidad, se tienen instaladas 10 torres de monitoreo, pero está en duda la continuidad de su programa de operación y mantenimiento. El programa debe ser fortalecido no sólo para evaluar la variabilidad de las condiciones atmosféricas, sino para utilizar las mediciones destinadas a validar los

modelos numéricos de microescala –escalas de metros–; esta evaluación también es parte del proyecto MEWA. Los mencionados modelos y mediciones permiten estudiar las condiciones locales del viento y son un complemento muy importante para los modelos de mesoescala –escalas de kilómetros.

El arreglo de las turbinas puede ser identificado de forma clara y concisa en un mapa geográfico que muestre la distancia entre éstas y el número que conforma la planta, así como la selección del tipo de turbina más adecuado para la explotación del recurso existente –capacidad instalada y especificaciones técnicas adecuadas para el recurso local. Dicho arreglo es parte imprescindible de los esfuerzos de planeación que han de realizarse para maximizar el aprovechamiento de la energía y minimizar los impactos sobre el clima local. También es necesario determinar la distancia más adecuada, no sólo entre turbinas, sino también entre plantas de energía eólica. Aquí es importante resaltar que, aunque una planta pueda afectar la producción de otra planta “viento abajo”, deben considerarse todos los impactos socioeconómicos y ambientales de las plantas en conjunto a fin de no caer en interpretaciones subjetivas y simplistas.

A pesar de ser una tecnología madura y con gran avance en su implementación a nivel comercial, siguen siendo un problema el desmantelamiento y el reciclaje de las turbinas (Andersen *et al.* 2014). Esto se debe a que son pocas las plantas eólicas comerciales que estén llegando al final de su vida, y también a que muchas plantas que ya cumplieron con su ciclo de vida siguen generando electricidad. Sin embargo, el problema del reciclaje se está empezando a abordar. Las aspas son la parte de la turbina a la que más atención se le ha dado, aunque algunos fabricantes –Vestas (2014) entre ellos– han considerado el problema del reciclaje de la turbina completa. El problema del reciclaje va a depender en gran medida de la capacidad instalada de aquí a 30 o 40 años. El crecimiento de la capacidad instalada depende, a su vez, de la hoja de ruta de desarrollo de plantas eólicas. La Organización para la Cooperación y el Desarrollo

Económicos (OECD, por sus siglas en inglés) y la IEA, por ejemplo, consideran dos posibles escenarios de crecimiento: el primero, el 2DC, que contempla 1 400 GW para 2030 y 2 300 GW de capacidad instalada para 2050; y el segundo, el HiRen, que considera 1 600 GW para 2030 y 2 700 GW para 2050 (OECD e IEA 2013). Por su parte, el Consejo Global de Energía Eólica (GWEC 2014) considera metas más ambiciosas, *i.e.*, de 2 500 GW para 2030 y 4 800 GW para 2050.

Es claro que los escenarios de desarrollo para 2030 y 2050 deben considerarse en los análisis de ciclo de vida (LCA, por sus siglas en inglés) para evaluar de forma adecuada tanto la cantidad de materiales como los procedimientos para reciclar o eliminar los desechos, además de los posibles impactos ambientales. El desmantelamiento, reciclaje o eliminación de desechos debe incorporar diferentes factores como los cambios en tamaño y los materiales utilizados según el periodo de construcción de las turbinas, entre otros (Hassing 2001; Albers *et al.* 2009; Ortegon 2013; Martínez *et al.* 2010).

Por último, es importante resaltar que para poder cubrir las necesidades del sector será necesario formar miles de especialistas en energía eólica en todo el país. Estos especialistas deben ser personal altamente capacitado que provenga de diferentes disciplinas pero que se enfoque de manera exclusiva en el sector eólico para poder lograr un avance sustancial en investigación y en desarrollo tecnológico. En el presente se están formando especialistas en energías renovables en general, pero esto limita alcanzar un desarrollo específico y avanzado en cada una de las diferentes energías renovables que debemos impulsar a nivel nacional.

CONCLUSIONES

En este capítulo se ha presentado el estado del arte y se han planteado diferentes problemáticas del desarrollo de las plantas eólicas, tanto en tierra como en mar, en diversas partes del mundo y en particular en México. El nivel de madurez de esta tecnología y el número de casos de éxito en

el desarrollo de plantas eólicas en tierra y en mar la siguen posicionando como una de las alternativas más prometedoras en la transición hacia el uso de fuentes de energía limpia, así como en el combate a la crisis climática que enfrentamos en la actualidad. México cuenta con muchos sitios potenciales de desarrollo, pero por desgracia se han explotado los recursos de forma intensiva en sólo unas cuantas zonas del país, como el Istmo de Tehuantepec, lo cual ha ocasionado muchas tensiones con terratenientes y pueblos originarios. Es fundamental cambiar el esquema que se ha utilizado hasta ahora por uno en el que los estudios de impacto ambiental se hagan con la seriedad requerida y en el que se desarrollen, a su vez, más proyectos comunitarios que permitan resolver problemas sociales en vez de agravarlos.

Desde el sector académico, varios proyectos en investigación y desarrollo pueden mejorar las caracterizaciones de los recursos de energía eólica, incluyendo su variabilidad natural y su variabilidad debida a cambios climáticos o de uso del suelo, para fortalecer los análisis socioeconómicos y robustecer la toma de decisiones. Además, el número y el grado de especialización de los recursos humanos formados en las instituciones de educación superior y en los centros de investigación deben incrementarse de manera considerable, para lo cual es necesario impulsar nuevos programas y el fortalecimiento de los que actualmente existen.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo es una contribución al proyecto MEWA (2018-2021), código 17-M01-DTU, financiado por el Ministerio de Relaciones Exteriores de Dinamarca y administrado por Danida Fellowship Centre. El sitio web del proyecto MEWA se incluye en las referencias.

REFERENCIAS

- Actinver (2021). *Entorno macroeconómico*. <https://www.actinveranalisis.com/entorno-macro>
- Albers, E., H. Seifert y U. Kühne (2009). Recycling of Wind Turbine Rotor Blades. Fact or Fiction? *Dewi Magazin*, 34, 32-41.
- Andersen, P.D., A. Bonou, J. Beauson y P. Brøndsted (2014). Recycling of wind turbines. En: *DTU International Energy Report 2014*. Dinamarca: DTU Publishing.
- Ávila S., Y. Deniau, A.H. Sorma y J. McCarthy (2021). (Counter)mapping renewables: Space, justice, and politics of wind and solar power in Mexico. *Environment and Planning E: Nature and Space*. <https://doi.org/10.1177/25148486211060657>
- Baeza-Ramírez, C., y M. Jiménez-Espinosa (2016). *Actualización de los índices de peligro y riesgo por presencia de ciclones tropicales a nivel municipal (para el periodo 1949-2015)*. México: Subdirección de Riesgos Hidrometeorológicos, Centro Nacional de Prevención de Desastres, Sistema Nacional de Protección Civil.
- Cenace (2018). *Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista (PAMRNT) 2018-2032* [Documento electrónico]. Ciudad de México: Cenace.
- _____ (2021). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (Prodesen) 2021-2035*. <https://www.gob.mx/cenace/documentos/programa-para-el-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-276178>
- Climate Action Tracker (CAT) (s.a.). Mexico: country summary. *Climate Action Tracker*. <https://climateactiontracker.org/countries/mexico/>
- Danida Fellowship Centre (s.a.). *Multi-scale and Model-Chain Evaluation of Wind Atlases (MEWA)*. Ministerio de Relaciones Exteriores de Dinamarca. <http://drp.dfcentre.com/project/multi-scale-and-model-chain-evaluation-wind-atlases>

- Dörekämper, M., B.T. Olsen, B. Witha, A.N. Hahmann, N.N. Davis, J. Barcons, Y. Ezber, E. García-Bustamante, J.F. González-Rouco, J. Navarro, M. Sastre-Marugán, T. Sile, W. Trei, M. Žagar, J. Badger, J. Gottschall, J. Sanz Rodrigo y J. Mann (2020). The Making of the New European Wind Atlas - Part 2: Production and evaluation. *Geoscientific Model Development*, 13(10), 5079-5102. <https://doi.org/10.5194/gmd-13-5079-2020>.
- DTU Wind Energy (s.a.a). *Global Wind Atlas* (GWA). <https://globalwindatlas.info/>
 _____ (s.a.b). *WASP*. <https://www.wasp.dk/>
 _____, BM e IFC (s.a). *GWA Science Portal*. Global Wind Atlas (GWA). <https://science.globalwindatlas.info/#/maps>
- Durakovic, A. (2021). *MingYang Launches 16 MW Offshore Wind Turbine*. <https://www.offshorewind.biz/2021/08/20/mingyang-launches-16-mw-offshore-wind-turbine/>
- Energy and Commerce (2021). *Potencial de la energía eólica en México 2021*. <https://energyandcommerce.com.mx/potencial-de-la-energia-eolica-en-mexico-2021/>
- General Electric (2021). *Haliade-X offshore wind turbine*. <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind/haliade-x-offshore-turbine>
- Gross, M.S., y V. Magar (2015). Offshore wind energy potential estimation using UPSCALE climate data. En: *Energy Science & Engineering*, 3 (4): 342-359.
- _____ (2016). Offshore Wind Energy Climate Projection Using UPSCALE Climate Data under the RCP8.5 Emission Scenario. *PLoS ONE*, 11(10). <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0165423>.
- GWEC (2014). *Global Wind Statistics 2013*. Bruselas. https://gwec.net/wp-content/uploads/2014/02/GWEC-PRstats-2013_EN.pdf
- _____ (2019). *Global Wind Report 2018*. Bruselas. <https://gwec.net/wp-content/uploads/2019/04/GWEC-Global-Wind-Report-2018.pdf>
- Hassing, H. (2001). *Livscyklusvurdering af vindmøller. PSO 1999*. Fredericia.
- Höhne, N., M. den Elzen y D. Escalante (2014). Regional GHG reduction targets based on effort sharing: a comparison of studies. *Climate Policy*, 14(1): 122-147. <https://doi.org/10.1080/14693062.2014.849452>

- INEEL (s.a.). *Atlas Eólico Mexicano*. <https://aems.ineel.mx>.
- Irena (2015). *Renewable Energy Prospects: Mexico, REmap 2030 analysis*. Abu Dhabi: Irena. <http://www.irena.org/publications/2015/May/Renewable-Energy-Prospects-Mexico>
- _____. (2021). *Renewable Power Generation Costs in 2020*. Abu Dhabi: Irena. <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020>
- IEA (2021). *The road to Net-Zero*. <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>
- IEA Wind (2018). *IEA Wind Technology Collaboration Programme 2017 Annual Report*. <https://community.ieawind.org/publications/ar>
- Jiménez-Espinosa, M., C. Baeza-Ramírez, L.G. Matías-Ramírez y H. Eslava-Morales (2012). *Mapas de Índices de Riesgo a Escala Municipal por Fenómenos Hidrometeorológicos*. Subdirección de Riesgos Hidrometeorológicos, Centro Nacional de Prevención de Desastres, Sistema Nacional de Protección Civil.
- Magar, V., L. González-García y M.S. Gross (2018). Offshore wind energy resource assessment under techno-economic and social-ecological constraints. *Ocean & Coastal Management*, 152, 77-87. <https://doi.org/10.1016/j.ocecoaman.2017.10.007>
- Martínez, E., E. Jiménez, J. Blanco y F. Sanz (2010). LCA sensitivity analysis of a multi-megawatt wind turbine. *Applied Energy*, 87(7), 2293-2303.
- McLean, I., y A. Robertson (2009). *North Uist Partnership—Community Renewable Energy Study*. Edimburgo: RD Energy Solutions.
- Naciones Unidas (2015). *Acuerdo de París*. Naciones Unidas. <https://www.un.org/es/climatechange/paris-agreement>
- NREL (s.a.). Geospatial data science applications and visualizations. *National Renewable Energy Laboratory*. <https://maps.nrel.gov/gst-mexico>
- Organisation for Economic Co-operation and Development/International Energy Agency (OECD e IEA) (2013). *Technology Roadmap Wind Energy 2013 Édition*. París.
- Ortegon, K. (2013). Preparing for end of service life of wind turbines. *Journal of Cleaner Production*, 39, 191-199. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2012.08.022>

- Peña, A., C.B. Hasager, M. Badger, R.J. Barthelmie, F. Bingöl, J.P. Cariou, S. Emels, S.T. Frandsen, M. Harris, I. Karagali (2015). Remote Sensing for Wind Energy. *DTU Wind Energy*. DTU Wind Energy E-0084(EN).
- REN21 (2018). *A comprehensive annual overview of the state of renewable energy*. http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2018/06/17-8652_GSR2018-FullReport_web_-1.pdf
- _____ (2021). *A comprehensive annual overview of the state of renewable energy*. <https://www.ren21.net/gsr-2021/>
- Salazar Urdapilleta, A. (2013). La energía eólica con futuro promisorio en México. *Petroquimex*, 60.
- Sener (2018). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (Prodesen) 2018-2032*. <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462>.
- _____ (s.a.). Atlas de zonas con alto potencial de energías limpias (AZEL). Datos descargados originalmente de: <https://dgel.energia.gob.mx/azel/> (inactiva el 22 de febrero de 2023).
- Segob (2020). Acuerdo por el que la Secretaría de Energía aprueba y publica la actualización de la Primera Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, en términos de la Ley de Transición Energética. *Diario Oficial de la Federación*. 7 de febrero de 2020. https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5585823&fecha=07/02/2020#gsc.tab=0
- Semarnat (2015). *Compromisos de mitigación y adaptación ante el cambio climático para el periodo 2020-2030*. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/162974/2015_indc_esp.pdf
- _____ (2020). *Contribución determinada a nivel nacional: México. Versión actualizada 2020*. <https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/NDC-Esp-30Dic.pdf>
- Smith, M.J., M.F. Goodchild y P.A. Longley (2018). *Geospatial Analysis: A Comprehensive Guide to Principles Techniques and Software Tools*. (6ª ed.). Reino Unido. <https://spatialanalysisonline.com/extractv6.pdf>
- Troen, I., y L.E. Petersen (1989). *European Wind Atlas*. Roskilde: Risø National Laboratory.

- Vestas (2014). *Recyclability. Vestas abides by a strict definition of recyclability*. <http://www.vestas.com/en/about/sustainability#!recyclability>
- Walsh, C., e I. Pineda (Eds.) (2019). *Wind energy in Europe in 2018. Trends and statistics*. <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Statistics-2018.pdf>.
- WindEurope (2021). *Wind energy in Europe 2020 Statistics and the outlook for 2021-2025. WindEurope*. <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-in-2020-trends-and-statistics/>
- Zhang, M.H. (2015). *Wind Resource Assessment and Micro-siting: Science and Engineering*. Singapur: John Wiley & Sons. <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/9781118900116.app2>

2.3 Energía geotérmica

Luca Ferrari

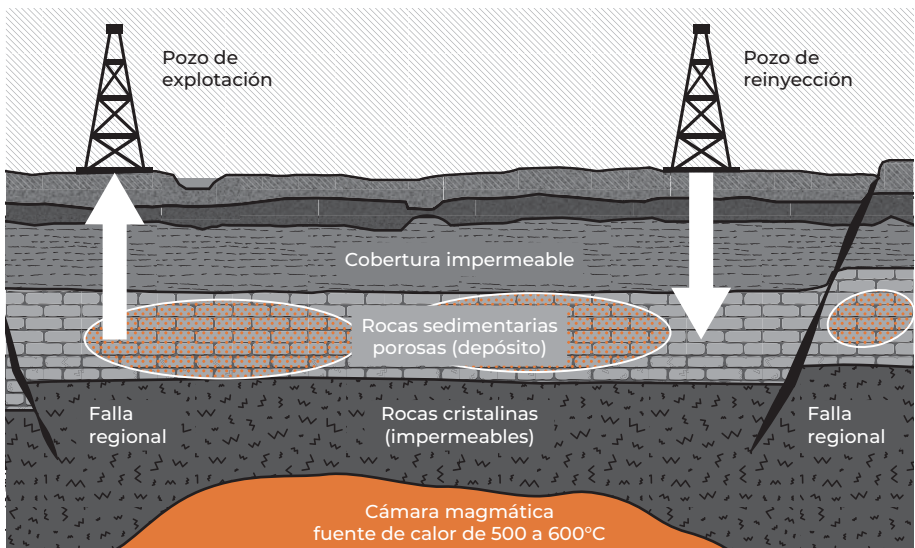
INTRODUCCIÓN

La energía geotérmica se obtiene mediante la extracción y el aprovechamiento del calor interno de la Tierra que se propaga hacia la superficie por convección y conducción. Se trata de un recurso teóricamente renovable y relativamente sencillo de explotar, que, sin embargo, está disponible sólo en lugares específicos del planeta que se caracterizan por una anomalía térmica asociada, por lo general, a zonas de volcanismo activo o reciente (< 100 000 años). La energía geotérmica puede aprovecharse para generar energía eléctrica o para utilizar el calor de forma directa. La generación eléctrica tiene más de un siglo, aunque sólo en los últimos 50 años se ha desarrollado de manera importante en una docena de países. El uso directo del calor geotérmico tiene aplicaciones domésticas y comerciales, pero no se consideran en este capítulo.

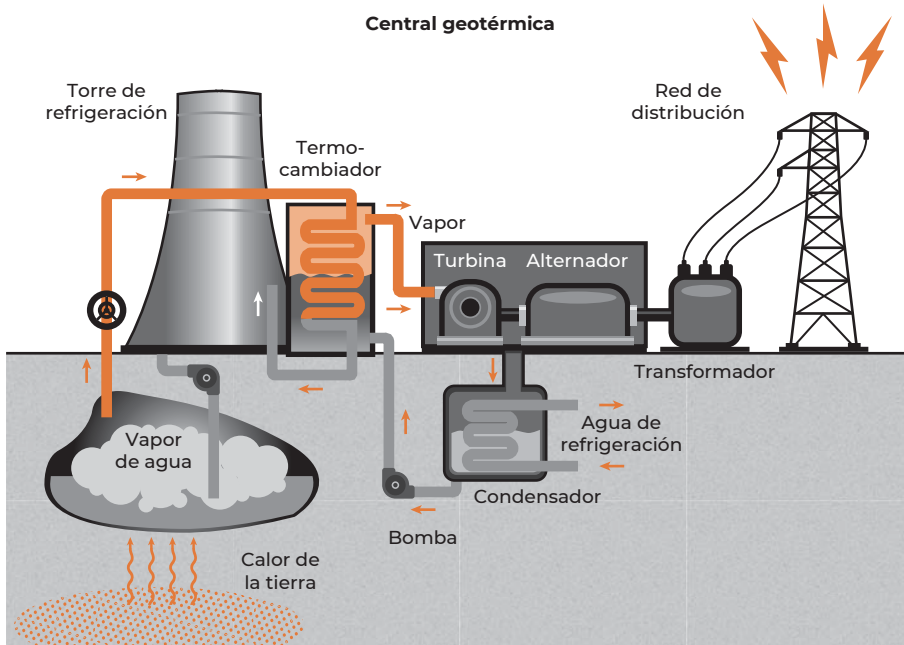
En los yacimientos geotérmicos convencionales la fuente de calor se debe a la presencia en el subsuelo de volúmenes importantes de magma con temperaturas de hasta 800 °C. El magma suele acumularse en reservorios –cámaras magmáticas– a profundidades de entre cinco y 15 km, y puede alimentar grandes volcanes poligenéticos y calderas o constituir grandes cuerpos intrusivos. Una cámara magmática es rellenada de manera periódica por nuevo magma desde mayores profundidades, y el sistema magmático que alimenta un volcán o una caldera

puede durar desde decenas hasta cientos de miles de años. Por tanto, la fuente de calor puede considerarse inagotable comparada con la escala de la civilización humana. Durante el proceso de enfriamiento el calor se disipa hacia la superficie, y puede formar un yacimiento geotérmico en caso de que exista un reservorio de roca permeable con agua sellado por una capa de rocas impermeables (figura 1). Para que pueda generarse electricidad en el reservorio es necesario que haya vapor o una mezcla de agua y vapor con temperaturas mayores a 150-180 °C, es decir, un reservorio de mediana o alta entalpía. Los fluidos extraídos por medio de pozos se transforman por completo en vapor a presión atmosférica. La presión del vapor permite activar turbinas acopladas a generadores con los que puede obtenerse una producción continua de electricidad. Una vez que el calor ha sido intercambiado, el vapor se transforma en agua y ésta es reinyectada en el reservorio para ser nuevamente calentada (figura 2).

Figura 1. Esquema general de un yacimiento geotérmico



Fuente: Explotación y utilización de yacimientos geotérmicos (s.a.).

Figura 2. Producción de electricidad en una planta geotérmica

Fuente: RJ Consultores (s.a).

En las últimas décadas también han sido explorados sitios de geotermia no convencional donde –pese a existir altas temperaturas– las rocas tienen baja permeabilidad, lo cual impide una circulación de fluidos suficiente para la extracción del calor. Este tipo de yacimientos, conocidos como de “roca seca caliente”, son explotables mediante tecnologías para sistemas geotérmicos mejorados –EGS por sus siglas en inglés: Enhanced Geothermal Systems– con las que es posible incrementar la permeabilidad de la roca y crear un reservorio geotérmico induciendo fracturas por medio de una inyección forzada de agua, eventualmente adicionada con pequeñas cantidades de ácido. Los EGS desarrollados hasta la fecha se construyen y aplican en algunos países de la Unión Europea, además de Australia, Estados Unidos, Japón y Corea del Sur (Lu 2018), con estudios

preliminares en México (Pan *et al.* 2016). En varios de estos casos la fuente de calor no está relacionada con volcanismo reciente o activo, sino con el decaimiento de los isótopos radioactivos de potasio, uranio y torio naturalmente presentes en las rocas (Middleton 2016; Castillo Reynoso *et al.* 2022). Si bien el potencial de los EGS es considerable, en la práctica subsisten numerosos problemas técnicos y su desarrollo implica un mayor costo, lo cual ha obstaculizado su despliegue comercial.

La energía geotérmica presenta ventajas importantes en comparación con las demás fuentes renovables. Por un lado, es una fuente controlable que puede producir de manera constante, ya que no depende de factores climáticos ni fluctuaciones diarias o estacionales. Por otro lado, su impacto ambiental es modesto. Para producir la misma cantidad de megavatios (MW), la infraestructura para la producción geotérmica –pozos, ductos, plantas y líneas de transmisión– ocupa áreas mucho menores que la energía solar, eólica o incluso hidroeléctrica. Además, la energía geotérmica prácticamente no produce residuos o desechos de los que haya que disponer. La perforación y la estimulación de permeabilidad no implican el uso de aditivos químicos tóxicos como en la fracturación hidráulica en su tarea extractiva de hidrocarburos no convencionales –*fracking*–, ya que, mediante las altas temperaturas, la simple inyección de agua es suficiente para incrementar la fracturación de la roca del reservorio gracias a la expansión térmica del fluido.

La desventaja principal de la geotermia reside en el alto riesgo financiero para la fase de exploración y desarrollo. Esto se debe a que –a diferencia de las fuentes solar, eólica e hidráulica– es difícil conocer el potencial de generación de un yacimiento antes de llevar a cabo estudios geológicos, geofísicos e hidrogeoquímicos, y antes de perforar varios pozos. La estimación del costo de la perforación es incierta –aunque se tenga el respaldo de un modelo geológico-geofísico preliminar del subsuelo– y las centrales geotérmicas tienen que diseñarse *ex profeso* para cada situación, lo que incrementa su costo. Por último, la coexistencia de las condiciones geológicas que permiten la formación de

un yacimiento, como las que se mencionaron, sólo se da en un número limitado de sitios en el mundo.

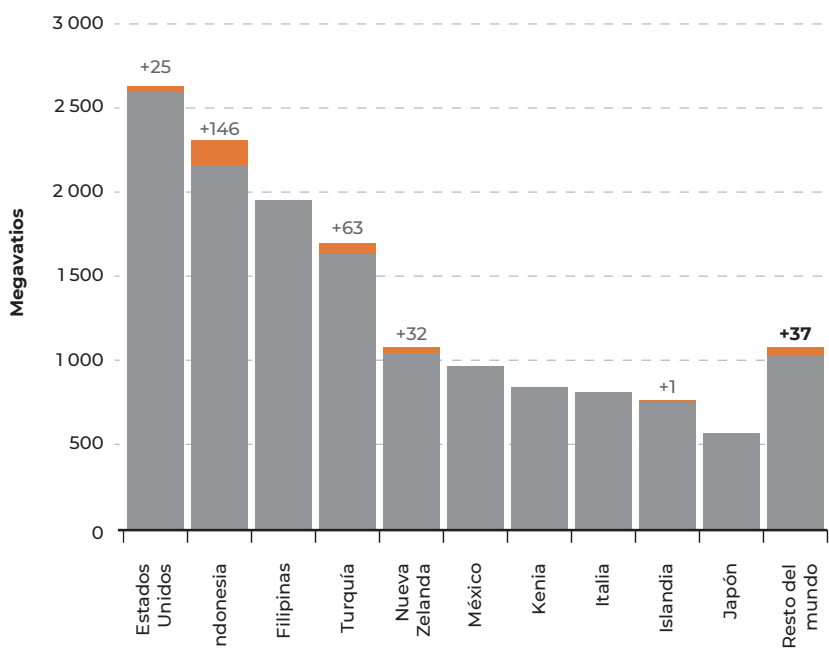
En las siguientes secciones analizaremos la evolución histórica de la energía geotérmica en el mundo y en México y después revisaremos su potencial real en el futuro. Al ser una fuente de energía madura, con plantas en funcionamiento desde hace casi medio siglo, la problemática geológico-técnica y los retos en materia de exploración y desarrollo son razonablemente conocidos.

EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN MUNDIAL DE ENERGÍA GEOTÉRMICA

Si bien la producción de energía geotermoeléctrica tiene más de un siglo, hubo que llegar hasta la década de 1970 para que se construyeran varias plantas en pocos países. Al yacimiento de Larderello, desarrollado en Italia desde 1913, se añaden: en 1958, el yacimiento de Warakei de Nueva Zelanda, en 1959, el de Pathé en México y, en 1960, el de Los Geysers en Estados Unidos, que a la fecha sigue siendo el de mayor capacidad instalada a nivel mundial. Con las crisis petroleras de 1973 y 1979 se dio gran impulso a la geotermia. Se incorporaron al grupo de países que producen parte de su electricidad con esta fuente de energía Japón, Islandia y El Salvador en 1975; Indonesia, Kenia, Turquía y Filipinas en 1980; Nicaragua en 1985; Costa Rica en 1995, y Guatemala en 2000. Para 2022, la capacidad instalada en el mundo correspondía a 14.5 GW (Irena 2022). En cuanto a la generación eléctrica por medio de geotermia, para 2021 era de 99 TWh (Irena 2022), el equivalente al 0.3% de la energía eléctrica que se consume a nivel mundial. De acuerdo con la Red de Políticas de Energía Renovable para el Siglo XXI –REN21, por sus siglas en inglés: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century–, para 2018 se registró un factor de planta medio que oscila entre 0.57 para Centroamérica y el Caribe y 0.92 para Eurasia y América del Norte, con Europa en un valor intermedio de 0.74 (REN21 2019).

Los 10 países con la mayor capacidad instalada en orden decreciente son Estados Unidos, Filipinas, Indonesia, Turquía, Nueva Zelanda, México, Italia, Islandia, Kenia y Japón (figura 3). En la mayoría de estos países la geotermia produce sólo una pequeña fracción de la electricidad. Los países que producen más del 10% de su electricidad con geotermia son Kenia (51%), Filipinas (27%), Islandia (30%), El Salvador (25%), Nueva Zelanda (14.5%) y Costa Rica (14%) (Bertani 2015). Como podemos observar, todos son países con un consumo de energía modesto, ya sea porque tienen una población pequeña o porque comportan un desarrollo industrial limitado. Países como Estados Unidos, Indonesia o Italia sólo llegan a 0.3%, 3.7% y 1.5%, respectivamente.

Figura 3. Capacidad geotérmica en el mundo



Nota: Se presenta en color gris la capacidad geotérmica existente para 2020 y en naranja la adicionada en 2021.

Fuente: Irena (2022).

El mayor crecimiento de la geotermia ha ocurrido en las décadas de 1970 y 1980, dominado principalmente por Estados Unidos, país que cuadruplicó su capacidad instalada. En los últimos 20 años se vio su crecimiento en Indonesia, Turquía y Nueva Zelanda, que ya rebasaron a México en cuanto a capacidad instalada. Los proyectos geotérmicos tienden a ser financiados durante los periodos de altos precios del petróleo –1973-1981 y 2004-2014–, ya que los costos de exploración y producción se vuelven comparativamente más favorables. En la actualidad, el costo nivelado de la energía geotérmica se ubica entre los más bajos de todas las fuentes renovables, variando de región a región entre 0.04 y 0.12 USD/kWh (REN21 2019), y para Estados Unidos se estima que puede llegar a ser de 0.039 USD/kWh para 2023 (EIA 2019). Sin embargo, como se detalla en el apartado “Limitantes para el crecimiento de la geotermia” del presente capítulo, la escasez de yacimientos de alta entalpía es una de las principales razones por las que en las últimas décadas el crecimiento de la geotermia no ha ido al ritmo del de las energías eólica y solar.

LA GEOTERMIA EN MÉXICO

DESARROLLO HISTÓRICO

México cuenta con cinco campos geotérmicos y uno en desarrollo. Están en las regiones de mayor flujo de calor (véase “Anexos”, mapa 1), y ubican al país en el sexto lugar mundial por capacidad instalada. La revisión del desarrollo de la geotermia en México nos muestra los desafíos que enfrenta esta fuente durante las fases de exploración, desarrollo y mantenimiento de la infraestructura a fin de ajustar su aprovechamiento.

Los primeros estudios se llevaron a cabo en 1937 por la recién creada Comisión Federal de Electricidad (CFE) en Ixtlán de los Hervores, Jalisco, y Pathé, Hidalgo, ya que allí fueron detectadas manifestaciones termales importantes (Quijano-León y Gutiérrez-Negrín 2003). En 1955 se perforaron pozos exploratorios en dichas localidades, logrando transformarlos

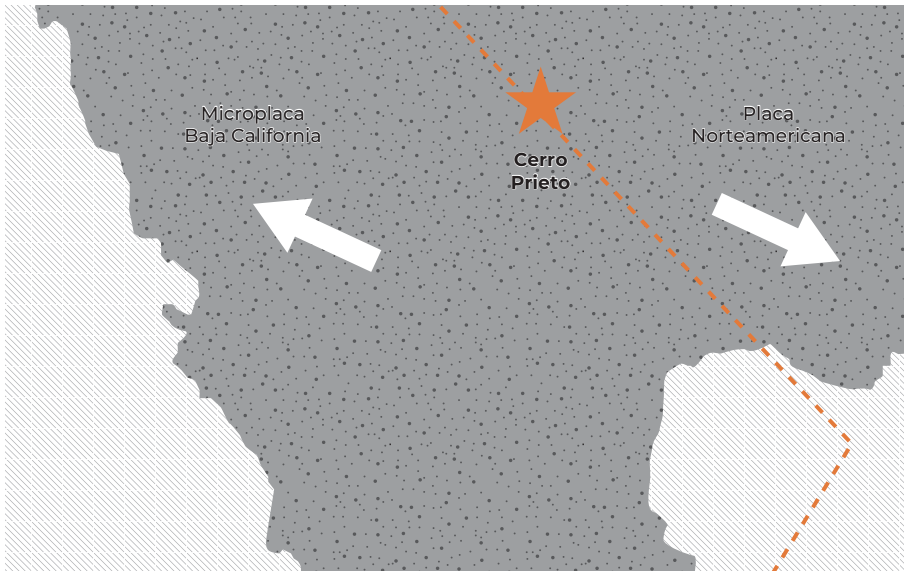
en pozos productores. La primera generación de electricidad se obtuvo en 1959 en Pathé, consolidando así la que fue la primera planta geotérmica del continente americano, con una capacidad nominal de 3.5 MW. Entre 1955 y 1960, la CFE perforó un total de 24 pozos y barrenos con profundidades de entre 200 y 1 300 metros en Pathé. La planta operó hasta 1973, año en que se terminó de operar por la insuficiente presión de vapor. De hecho, nunca llegó a producir a su máxima capacidad (véase “Anexos”, mapa 1).

Un gran salto en el desarrollo de la geotermia mexicana se dio en la década de 1970 con los trabajos en el campo gigante de Cerro Prieto, Baja California, en las cercanías de Mexicali. El campo posee una situación geológica única, ya que se localiza en el límite divergente oblicuo entre las placas de Norteamérica y de Baja California, en la zona de transición entre el golfo de California y el sistema de fallas de San Andrés (véase “Anexos”, mapas 1 y 2). Las dos placas tienen un componente de separación que provoca un adelgazamiento de la corteza, así como la fusión parcial del manto subyacente y el ascenso de magma con el consiguiente transporte de calor a profundidades someras en una zona geográficamente muy extensa. Además, la presencia de la cuenca sedimentaria del delta del río Colorado, rellena de areniscas y de conglomerados sellados por una capa de lutitas, constituye un excelente reservorio geotérmico natural y asegura la recarga del acuífero.

El campo de Cerro Prieto inició su operación en 1973 con la puesta en marcha de la primera zona de explotación. Entre 1979 y 2000 se agregaron otras tres zonas, con un total de 11 unidades productoras, las cuales sumaban una capacidad nominal de 720 MW, con lo que se llegó a producir 50% de la electricidad de Baja California, con un impresionante factor de planta de 0.88 (Gutiérrez-Negrín 2019). Sin embargo, las primeras cuatro unidades de 37.5 MW, instaladas en 1973 y 1979 en la zona I, fueron puestas fuera de servicio en 2011 y 2012 por la progresiva disminución de la producción de vapor y temperatura, probablemente causada por la sobreexplotación del campo. En consecuencia, la capacidad actual es de 570 MW (Gutiérrez-Negrín y Lippmann 2016). Aun

así, en 2017 Cerro Prieto generó 3 554 GWh, el 60% de la electricidad geotérmica mexicana, convirtiéndose en el equivalente de lo que era Cantarell para la industria petrolera.

Mapa 2. Ubicación del campo de Cerro Prieto en el límite de placas divergente oblicuo entre América del Norte y Baja California



Nota: Ésta es una situación geológica única del territorio mexicano que ha producido un campo gigante.
Fuente: Elaboración propia.

A diferencia de Cerro Prieto, los otros cuatro campos geotérmicos mexicanos se ubican en situaciones geológicas típicas, en proximidad con centros volcánicos de actividad histórica o reciente (< 100 000 años), donde el magma que no ha sido evacuado de la cámara durante las erupciones va enfriándose en profundidad. El segundo campo en capacidad es Los Azufres, localizado a 60 km al este de Morelia, Michoacán (véase “Anexos”, mapa 1), en una zona caracterizada por actividad volcánica reciente –15 000 años– y fallamiento reciente o activo (Ferrari *et al.* 1991;

Arce *et al.* 2012). Las primeras perforaciones se llevaron a cabo en 1976 y Los Azufres inició su operación en 1982 con una capacidad de 5 MW; a ésta se agregaron progresivamente nuevas unidades hasta llegar en la actualidad a 246.6 MW nominales, si bien algunas de las unidades están fuera de servicio, por lo que la capacidad en operación es de 223.6 MW (Gutiérrez-Negrín 2019). En el presente, Los Azufres tiene 45 pozos productores y 6 inyectoras, una producción de vapor promedio por pozo de 40.1 t/h y un factor de planta de 0.9, lo que lo convierte en el mayor de los campos mexicanos, haciéndolo comparable con los mejores del mundo.

Después de Los Azufres se desarrolló el campo de Los Humeros, Puebla, ubicado a 60 km al oeste de Xalapa, Veracruz (véase “Anexos”, mapa 1), en una caldera volcánica que tuvo dos erupciones explosivas mayores hace 70 000 y 45 000 años, con una última actividad hace 7 500 años (Carrasco-Núñez *et al.* 2018). La permeabilidad de las rocas del reservorio es inferior a la de Los Azufres, pero la temperatura es mayor (280-310 °C) (Quijano-León y Gutiérrez-Negrín 2003). El desarrollo del campo empezó en 1990 con 5 MW y creció de forma progresiva hasta alcanzar los 118.9 MW nominales en 2017. Sin embargo, cinco unidades de 5 MW están fuera de servicio, y tres permanecen en *stand by* para usarse cuando las tres unidades principales de 26.3 MW estén fuera de servicio por mantenimiento (Gutiérrez-Negrín 2019). Por tanto, la capacidad operativa en Los Humeros es de 78.9 MW. A pesar de haberse perforado más de 40 pozos, sólo 25 son productores y tres inyectoras. La producción promedio de vapor por pozo es de 27.3 t/h con un factor de planta de 0.6. El tipo de rocas donde se aloja el reservorio geotérmico de Los Humeros genera fluidos ácidos que tienden a crear problemas de corrosión en las tuberías.

En el mismo periodo de desarrollo de Los Azufres y Los Humeros, la CFE desarrolló también el campo de La Primavera, ahora llamado Cerritos Colorados, ubicado justo al occidente de Guadalajara, Jalisco (véase “Anexos”, mapa 1). El campo se encuentra en el interior de una caldera volcánica que se formó por una gran erupción explosiva hace 95 000 años, pero que tuvo actividad efusiva hasta hace ~26 000 años (Mahood 1981).

Como en Los Azufres, el reservorio geotérmico está constituido por rocas volcánicas fracturadas que le confieren una permeabilidad secundaria. Entre 1980 y 1988 CFE perforó 13 pozos, con los que pudo estimar un potencial de 75 MW para el campo. Sin embargo, en 1989 tuvo que suspender el desarrollo debido a una prohibición de las autoridades locales bajo el argumento de su impacto ambiental. En 2015, en la “Ronda Cero” de geotermia, la Secretaría de Energía (Sener) otorgó el campo de Cerritos Colorados a la CFE para su desarrollo en los siguientes años. De hecho, en el Programa Nacional de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (Prodesen) 2019-2033 (Sener 2019) se plantea la puesta en marcha de una primera unidad de 25 MW para finales de este sexenio (2024). En la edición posterior de este programa –Prodesen 2022-2036 (Sener 2022)– se mantiene esta adición de capacidad para 2025 sin mencionar a qué campo correspondería.

En la década de 1980, la CFE exploró también la región geotérmica de Las Tres Vírgenes, Baja California Sur, ubicada 30 km al noroeste de la población de Santa Rosalía (véase “Anexos”, mapa 1), en un complejo formado por tres centros volcánicos cuya actividad más reciente es de 22 000 años (Avellán *et al.* 2018). La perforación exploratoria confirmó que el reservorio se encuentra en granito fracturado, y que tiene temperaturas de entre 250 y 275 °C. El campo se desarrolló en la segunda mitad de la década de 1990, y empezó a producir en 2001 con dos unidades de 5 MW alimentadas por tres pozos (Gutiérrez-Negrín 2019). A pesar de estar relativamente lejos de las ciudades, el campo de Tres Vírgenes es importante debido a que Baja California Sur no está conectada al Sistema Eléctrico Nacional (véase capítulo 1.6) y alimenta la red de Mulegé. Después de Tres Vírgenes, la CFE no puso en marcha más capacidad geotérmica, excepto por la instalación de una pequeña unidad de 0.3 MW en Maguarichic, un pequeño pueblo enclavado en la sierra Tarahumara de Chihuahua, que estaba desconectado de la red eléctrica.

El campo geotérmico más reciente es el Domo San Pedro, ubicado cerca de San Pedro Lagunillas, Nayarit (véase “Anexos”, mapa 1). El área

fue explorada y desarrollada a partir de 2012 por la empresa privada Energías Alternas Estudios y Servicios (Enal) por encargo de Grupo Dragón y se caracteriza por domos dacíticos recientes de unos 27 000 a 55 000 años (Frey *et al.* 2004), emplazados en una posible caldera volcánica del Pleistoceno medio y en el cruce de dos sistemas de fallas Plio-Cuaternarias (Ferrari *et al.* 2003). La perforación de siete pozos comprobó que el reservorio se encuentra en granito, con permeabilidad secundaria por fracturamiento con fluidos de temperaturas entre 260 °C y 340 °C, entre 2 y 3 km de profundidad (Reyes-Orozco *et al.* 2019). Para 2015 se instalaron dos unidades de segunda mano con una capacidad de 5 MW, las cuales se sustituyeron en 2016 con una nueva central de 25.5 MW, quedando la primera como respaldo. La producción de vapor promedio por pozo es de 37.1 t/h con un factor de planta de 0.68.

SITUACIÓN ACTUAL

Tabla 1. Síntesis de los campos geotérmicos mexicanos

CAMPO	AÑO DE INICIO DE ACTIVIDAD	MARCO GEOLÓGICO	TEMPERATURA DEL RESERVORIO (°C)	CAPACIDAD INSTALADA OPERANDO EN 2017 (MW)
Cerro Prieto, BC	1973	Cuenca tectónica en límite de placas	-	570
Los Azufres, Mich.	1982	Complejo de domos con control estructural	240-280	223.6
Los Humeros, Pue.	1990	Caldera	280-310	78.9
Las Tres Vírgenes, BCS	2001	Estrato-volcano	250-275	10
Domo San Pedro, Nay.	2015	Complejo de domos, posible caldera	280	25.5
TOTAL				908

Fuente: Elaboración propia con base en Gutiérrez-Negrín (2019) y Sener (2018).

La tabla 1 resume los principales datos sobre los campos geotérmicos mexicanos descritos en la sección anterior. La información está actualizada para 2017, con base principalmente en lo reportado por Gutiérrez-Negrín (2019). La capacidad instalada operativa en ese año era de 908 MW, que produjeron 5 937 GWh con un factor de planta de 0.75. Estos datos discrepan un poco de la información de la Sener (2018), que para el primer semestre de 2018 reporta una capacidad instalada de 925 MW (1.22% del total nacional) con una generación de electricidad de 5 352 GWh (1.59% del total nacional). El factor de planta promedio con estos datos es de 0.66. Este factor es muy superior al de las energías hidroeléctrica y eólica, que es de cerca de 0.31, y al de la solar, que llega a 0.16, con base en la información del mismo reporte (Sener 2018).

GENERA- CIÓN (GWh)	% DE LA GENERA- CIÓN GEO- TÉRMICA	POZOS PRODUC- TORES	POZOS INYECTORES	PRODUC- CIÓN PROMEDIO DE VAPOR POR POZO (t/h)	FACTOR DE PLANTA
3 554	59.9	147	29	24	0.71
1 767	29.8	45	6	40.1	0.90
416	7.0	25	3	27.3	0.60
47	0.8	3	2	19.5	0.54
153	2.6	4	3	37.1	0.68
5 937		224	43		0.75

Con los datos que se presentan en la tabla 1 se puede observar que casi el 90% de la generación geotermoeléctrica descansa en tan sólo dos campos que tienen condiciones geológicas únicas. El análisis de la evolución histórica de la geotermia mexicana indica además que en el tiempo se han descubierto y desarrollado campos cada vez más pequeños, una tendencia similar a lo que se observa para los yacimientos de hidrocarburos.

Como parte de la reforma energética, en 2014 se emitió la nueva Ley de Energía Geotérmica, que regula la exploración y explotación de los recursos geotérmicos mexicanos. En el marco de esta ley se han otorgado a la CFE concesiones para la explotación de los recursos geotérmicos de los campos existentes –Cerro Prieto, Los Azufres, Los Humeros, Cerritos Colorados, Tres Vírgenes–, así como a la empresa privada Grupo Dragón (Domo San Pedro).

LIMITANTES PARA EL CRECIMIENTO DE LA GEOTERMIA

Antes de revisar el potencial de crecimiento de la geotermia en México vale la pena recordar los principales factores que limitan su despliegue. Entre ellos, el principal es que, si bien los mapas de flujos de calor indican amplias zonas con valores superiores al promedio (véase “Anexos”, mapa 1), las condiciones geológicas ideales para la existencia de yacimientos de mediana y alta entalpía sólo se dan en un número limitado de sitios. Como se menciona en el primer apartado de este capítulo, éstos son lugares donde no sólo existe una fuente de calor constituida por un volumen importante de magma atrapado en el subsuelo, sino que también existe un acuífero confinado por capas impermeables con una recarga suficiente. Además, los fluidos contenidos en el acuífero deben tener una temperatura suficientemente alta para la producción sostenida de vapor en superficie ($T > 150\text{ °C}$).

En cuanto a los yacimientos no convencionales, explotables por medio de sistemas geotérmicos mejorados (EGS), la experiencia internacional indica que, si bien existen numerosos sitios que en conjunto

pueden tener un potencial de generación mucho mayor que la geotermia convencional, su desarrollo presenta retos técnicos importantes y un costo significativamente mayor, algo similar a lo que ocurre para los hidrocarburos no convencionales –petróleo y gas de lutitas. A pesar de tener ya algunas décadas de estudios, la geotermia no convencional está todavía en una etapa incipiente. A nivel mundial existen proyectos de EGS en 18 sitios, pero por el momento sólo hay pequeñas plantas demostrativas o minicentrales con capacidad de entre 1.5 y 4.5 MW (Lu 2018). En este sentido, cabe recordar que –como en el caso de los combustibles fósiles– históricamente se descubren y desarrollan primero los yacimientos de mayor tamaño y geológicamente más sencillos, dejando para después los recursos de mayor complejidad técnica y con mayores costos, como los no convencionales (véanse capítulos 1.2 y 1.3).

Otro aspecto importante que limita el desarrollo de la geotermia es que la cantidad de energía que puede producir es muy inferior a la del petróleo. Los mejores pozos geotérmicos producen menos energía que los pozos menos productivos de petróleo no convencional, que de por sí tienen una productividad mucho menor que los de yacimientos de petróleo convencional. Por ejemplo, los pozos de Los Azufres producen en promedio cerca de 39 GWh, una cantidad de energía equivalente a 65 barriles diarios de petróleo.

Otro elemento que pesa en la inversión inicial es que el calor geotérmico no se puede transportar, por lo que necesita la construcción de centrales eléctricas *in situ* y la conexión al sistema eléctrico por medio de líneas de alta tensión, a menos de que el campo se encuentre muy cerca del área de consumo eléctrico. Existen excelentes recursos geotérmicos en lugares remotos como los Andes, Kamchatka o Indonesia que permanecen sin explotar debido a su lejanía de los centros de consumo. Éste puede ser el caso también de algunos sitios mexicanos alrededor del golfo de California y en la Sierra Madre Occidental.

Por último, hay que mencionar que un campo geotérmico puede tener una producción constante siempre y cuando: a) la tasa de extracción de

calor y de vapor no exceda la tasa de recuperación del yacimiento; y *b*) se mantenga intacta la permeabilidad del reservorio. La urgencia para producir energía puede llevar a un operador comercial a sobre-explotar un campo, como ocurrió en 1987 en el campo gigante de los Geysers en California, lo que obligó a reducir el número de pozos productores y a reinyectar mayores cantidades de agua para recuperar una producción sostenible.

POTENCIAL DE CRECIMIENTO DE LA GEOTERMIA EN MÉXICO

NUEVA CAPACIDAD PARA INSTALAR EN EL PRESENTE SEXENIO (2018-2024)

La experiencia mexicana e internacional indica que el proceso de exploración y desarrollo de un campo geotérmico toma tiempo, que puede ser de entre tres y ocho años. Por tanto, el crecimiento de la generación geotérmica durante el presente sexenio es fácilmente previsible. Al principio de la presente administración, la capacidad adicional que estaba programada para instalarse por parte de la CFE en 2024 implicaba una adición de 153.7 MW (tabla 2; los 40 MW de Cerro Prieto son de sustitución, por lo que se restaron del total). Sin embargo, en la última edición del Prodesen 2022-2036 (Sener 2022) ya no se mencionan inversiones en geotermia, aunque el Plan de Negocios 2022-2026 de la CFE (2022) mantuvo la ampliación de la central geotérmica Los Humeros III, fase B (25 MW), la única que estaba ya licitada en 2019.

En cuanto a los proyectos de exploración, como consecuencia de la reforma energética de 2013, entre 2014 y 2018 se han otorgado 18 permisos de exploración para geotermia (Sener s.a.a). En la denominada “Ronda Cero”, en 2015 se le otorgaron permisos a la CFE para explorar y desarrollar las áreas de Cerritos Colorados, La Soledad, San Marcos y Planillas en Jalisco; Los Negritos, Araró-Simirao, lago de Cuitzeo e Ixtlán de los Hervores en Michoacán; El Molote en Nayarit; El Chichonal en Chiapas;

Acoculco en Puebla; Cerritos en Baja California, y San Bartolomé de los Baños en Guanajuato. Más tarde, se otorgaron otros permisos a empresas privadas para las áreas de Celaya y Choropo, en Guanajuato; Aeropuerto (II) y Tulecheck en Baja California; Cerro Pinto y Las Derrumbadas en Puebla; Mesillas, Sangangüey y el Ocotillo en Nayarit; Ixcatán y Argamán en Jalisco, y Diamante en Baja California Sur. Cabe mencionar que algunos de estos permisos se refieren a recursos de baja entalpía para uso directo del calor.

Tabla 2. Capacidad para instalar nuevos campos de energía geotérmica en México

CAMPO Y PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	AÑO
Los Azufres III, fase 2	25	2019
Los Humeros Unidad	27	2019
Los Humeros, fase B (en proceso de licitación)	25	2023
Cerritos Colorados, fase I (La Primavera)	25	2024
Acoculco fase I	10	2024
Cerro Prieto, sustitución Unidad 5	40	2024
Chichonal, fase I	10	2024
Los Negritos, fase I	10	2024
San Marcos, fase I	10	2024
Ciclo binario, Santa Rosalía	1.7	2023
Los Azufres IV	10	2024
Total	193.7	

Fuente: Sener (2019).

De los primeros tres permisos, otorgados en 2015, el más avanzado es el de Celaya, a cargo de la empresa Enal S.A. de C.V. –en la actualidad parte de Carso Energy–, donde se han perforado tres pozos exploratorios y encontrado temperaturas y producción de vapor prometedoras,

con posibilidades de instalar capacidad de algunas decenas de MW durante este sexenio. Pero, después de su vencimiento en 2019, el permiso no ha sido renovado, por lo que el proyecto ha quedado parado. De los demás permisos no hay todavía información disponible que permita estimar la capacidad a instalar en 2024. En conclusión, en este sexenio sólo se puede estimar de manera razonablemente segura una capacidad adicional de cerca de 25 MW, equivalente al ~2% de la capacidad actual.

POTENCIAL DE CRECIMIENTO EN EL LARGO PLAZO

En el sexenio pasado (2012-2018), la Sener manejó un potencial estimado de capacidad geotérmica en México de 13 400 MW. Este valor equivale a 14 veces la capacidad actual nominal de 920 MW, y parece sobrestimado al ser equivalente a toda la capacidad instalada a nivel mundial. De hecho, los estudios más detallados publicados en la última década indican valores muy inferiores (tabla 3 de la p. 368).

Un estudio de la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos de la CFE (Ordaz-Méndez *et al.* 2011) estimó las reservas probadas, probables y posibles a partir de la base de datos de manifestaciones termales de la empresa aplicando el método volumétrico del Servicio Geológico de Estados Unidos (Muffler y Cataldi 1977), un factor de recuperación térmica de 0.25 y un factor de planta de 0.95. Con estos datos las reservas probadas equivalen a 186 MW, que se tomaron como la capacidad adicional que puede instalarse en los campos existentes. Las reservas probables para el recurso de alta entalpía ($T > 200$ °C) son de 1 643 MW, mientras que para los de moderada entalpía (T entre 150 y 200 °C) son de 220 MW. Por último, las reservas posibles para los recursos de alta entalpía ascienden a 5 691 MW, y para los de moderada entalpía, a 881 MW. De acuerdo con este estudio, la suma de las reservas probadas, probables y posibles de moderada y alta entalpía, es decir, las reservas 3P, equivalen a 6 573 MW. Vale la pena recordar que, como en las del petróleo, por definición las reservas 3P tienen al menos una probabilidad del 10% de que

las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores, es decir, que el monto mínimo de recursos geotérmicos según este estudio equivaldría a 657 MW o 66% de la capacidad instalada actual.

En un estudio hecho para el Banco Interamericano y la Comisión Reguladora de Energía, Hiriart y colaboradores (2011) llevaron a cabo una evaluación detallada de varios prospectos tomando en cuenta sus características geológico-técnicas y utilizando tanto el método volumétrico del Servicio Geológico de Estados Unidos –USGS, por sus siglas en inglés– como un modelo de descompresión gradual con una simulación Montecarlo. Este estudio estima que puede haber un crecimiento total de *ca.* 700 MW como suma de la capacidad de los 20 prospectos que se consideran más viables (mapa 3). Muchos de los permisos de exploración otorgados por la Sener entre 2015 y 2018 corresponden a estos prospectos. Por otro lado, vale la pena observar que sólo uno de estos prospectos alcanzaría una capacidad de más de 100 MW, 10 se ubican entre 100 y 20 MW, y nueve son de menos de 20 megavatios.

Se han publicado también estudios locales para la región del golfo de California. Prol y colaboradores (2016) estiman la capacidad adicional que se podría agregar a los campos de Cerro Prieto y de Tres Vírgenes con base en el método volumétrico del USGS, con parámetros conocidos o medidos directamente en estos campos en producción –volumen del reservorio, temperaturas, factor de recuperación, factor de planta y eficiencia de utilización. Con 90% de probabilidad, la capacidad potencialmente agregable es de 411 MW para Cerro Prieto y 2 MW para Tres Vírgenes. El valor para Cerro Prieto es notablemente superior a lo estimado por Ordaz-Méndez y colaboradores (2011), ya que corresponde a 70% de la capacidad instalada en 2018. Sin embargo, hay que recordar que se trata de un campo gigante con características geológicas únicas. Arango y colaboradores (2015) estiman el potencial de cinco áreas geotérmicas de la península de Baja California: Ensenada, Puertecitos, El Centavito, Agua Caliente y San Siquismunde-El Volcán. Mientras que para los primeros cuatro el potencial está por debajo de los 15 MW, en el caso de San Siquismunde-El

Volcán estiman 432 MW. Este valor anómalo depende del asumir un área excepcionalmente grande para el reservorio, que se basa exclusivamente en métodos geofísicos potenciales, cuya interpretación no está basada en observaciones geológicas directas. Por tanto, se considera un valor extremadamente optimista.

Mapa 3. Ubicación y capacidad de generación geotérmica en 20 prospectos seleccionados entre los más prometedores



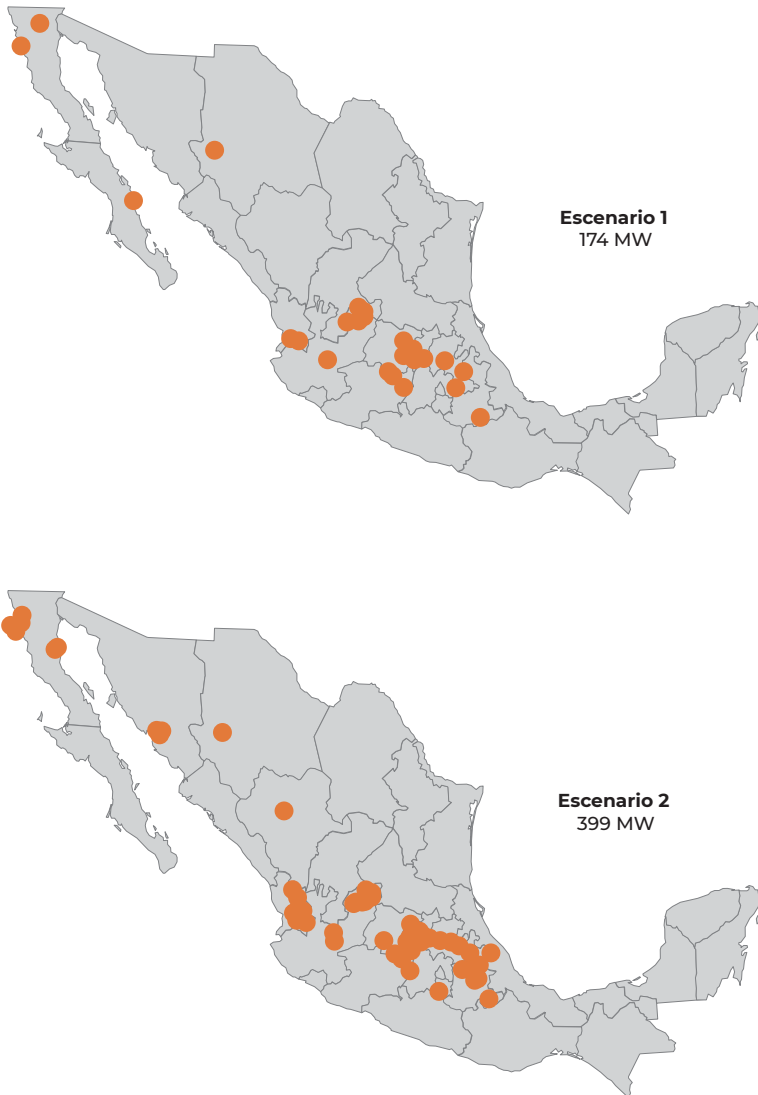
Fuente: Hiriart y colaboradores (2011).

En el sexenio anterior la Sener, con apoyo de la Gerencia de Estudios de Ingeniería Civil de la CFE, elaboró la primera versión del *Atlas nacional de zonas con alto potencial de energías limpias* (actualmente

ya no está disponible en línea) (Sener s.a.b). Y para el caso de la geotermia, este *Atlas nacional de zonas con alto potencial* analizó 601 sitios cuya temperatura de equilibrio se determinó con el geotermómetro de sílice y la potencia instalable mediante la aplicación de modelos volumétricos. Se excluyeron sitios de acuerdo con la temperatura y las restricciones territoriales de tipo técnico-económicas, ambientales y sociales. Además, se excluyeron los sitios que caen dentro de áreas con permiso de exploración y concesión de explotación expedidos por la Sener, por lo que los resultados son complementarios a los estimados en Ordaz-Méndez y colaboradores (2011) e Hiriart y colaboradores (2011). El *Atlas nacional de zonas con alto potencial* considera cuatro escenarios: 1) sitios con temperaturas > 150 °C, a cualquier distancia de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y de carreteras: 39 sitios con capacidad instalable de 174 MW y generación de 1 373 GWh (factor de planta 0.90); 2) sitios con temperaturas > 130 °C, a menos de 20 km de la RNT y 20 km de carreteras: 96 sitios con capacidad instalable de 399 MW y generación de 3 146 GWh (factor de planta 0.90); 3) sitios con temperaturas > 91 °C, dentro de 10 km de la RNT y 10 km de carreteras: 216 sitios con capacidad instalable de 571 MW y generación de 4 509 GWh (factor de planta 0.90), y 4) sitios con temperaturas > 91 °C dentro de 20 km de la RNT: 64 sitios con capacidad instalable de 125 MW y generación de 448 GWh (factor de planta 0.41).

Hace pocos años, Gutiérrez-Negrín (2019) estimó el potencial geotérmico todavía por explotar en México basándose en la definición de reservas y recursos de Beardsmore y colaboradores (2019). De acuerdo con esta clasificación, el potencial se divide en reservas probadas, reservas probables y recursos medidos, indicativos e inferidos, con probabilidad decreciente de poder ser explotados. Tomando en cuenta sólo los recursos de alta entalpía ($T > 180$ °C), estos autores estiman que las reservas probadas suman 66.6 MW, las probables 218 MW, los recursos medidos 165 MW, los indicativos 830 y los inferidos 1 235 megavatios.

Mapa 4. Distribución geográfica de sitios y capacidad instalable de acuerdo con los cuatro escenarios previstos en el *Atlas nacional de zonas con alto potencial para la energía geotérmica*



Fuente: Sener (s.a.b).



Tabla 3. Estimaciones de los recursos de alta entalpía en México

ESTUDIO	RESERVAS (MWe)			RECURSOS (MWe)		
	PROBADAS	PROBABLES	POSIBLES	MEDIDOS	INDICADOS	INFERIDOS
Ordaz Mendez <i>et al.</i> (2011) - CFE	186	1 643	5 691			
Hiriart Le Bert <i>et al.</i> (2011) - BID y CRE		700				
Gutiérrez-Negrín (2012)	75	655	1 210			
AZEL (2017) Escenario 1 - Sener		174				
Gutiérrez-Negrín (2019)	66.6	218		165	830	1235

Nota: El escenario 1 del *Atlas nacional de zonas con alto potencial* no toma en cuenta los sitios que caen dentro de áreas con permiso de exploración y concesión de explotación expedidos por la Secretaría de Energía.

Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, Gutiérrez-Negrín (2010) proporciona una primera estimación de los recursos no convencionales extraíbles mediante EGS basado en datos publicados por el Instituto de Investigación de Energía Eléctrica de Estados Unidos –EPRI, por sus siglas en inglés: Electric Power Research Institute. De acuerdo con los supuestos del EPRI, el calor almacenado en México para recursos de tipo EGS a temperaturas > 150 °C y hasta 3 km de profundidad sería de ~ 56 960 EJ, y podría convertirse en una capacidad de 5 250 MW. Esta estimación sólo toma en cuenta la energía total procedente del calor existente en los primeros 3 km de la superficie sin considerar la existencia de otras condiciones geológicas; por tanto, debe tomarse como un máximo absoluto.

CONCLUSIONES

Por su capacidad de proporcionar carga base y bajo impacto ambiental, la geotermia representa una fuente renovable de alta calidad que, donde está presente, debería desarrollarse con alta prioridad dadas sus ventajas sobre otras fuentes intermitentes y diluidas. Sin embargo, su potencial de crecimiento en un país como México, que ya ha desarrollado sus mejores sitios de alta entalpía, es relativamente modesto. Los diferentes estudios revisados en este trabajo (tabla 3) indican que las reservas probadas son inferiores a la capacidad instalada actual y que el potencial de crecimiento recae en *plays* medianos y pequeños, con capacidad instalable de un orden de magnitud inferior al de los campos gigantes Cerro Prieto y Los Azufres. De manera optimista, se puede vislumbrar que la capacidad instalable podría duplicarse en una década si se hacen las inversiones necesarias, las cuales implican un cierto riesgo financiero. Sin embargo, el costo de estos proyectos debe considerarse confrontándolo al incremento significativo de los precios de los combustibles fósiles y la disminución de su tasa de retorno energético (véase capítulo 1.3), así como su creciente impacto ambiental. Un incremento mayor de la contribución de la geotermia podría venir de recursos no convencionales explotables con tecnologías EGS. Sin embargo, a nivel mundial no hay todavía ejemplos de generación comercial con potencia significativa para este tipo de recursos.

REFERENCIAS

Arango-Galván, C., R.M. Prol-Ledesma y M.A. Torres-Vera (2015). Geothermal prospects in the Baja California Peninsula. *Geothermics*, 55, 39-57. <http://doi.org/10.1016/j.geothermics.2015.01.005>

- Arce, J.L., J.L. Macías, E. Rangel, P. Layer, V.H. Garduño-Monroy, F. García y H. Pérez-Esquivias (2012). Late Pleistocene rhyolitic explosive volcanism at Los Azufres volcanic field, central Mexico. *The Southern Cordillera and Beyond*. Geological Society of America. Fieldguide 25.
- Avellán, D.R., J.L. Macías, J.L. Arce, A. Jiménez-Haro, R. Saucedo-Girón, V.H. Garduño-Monroy, G. Sosa-Ceballos, J.P. Bernal, H. López-Loera, G. Cisneros, P.W. Layer, L. García-Sánchez, G. Reyes-Agustín, V. Santiago-Rocha y E. Rangel (2018). Eruptive chronology and tectonic context of the late Pleistocene Tres Vírgenes volcanic complex, Baja California Sur (México). *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 360, 100-125. <https://doi.org/10.1016/j.jvolgeores.2018.06.012>
- Beardsmore, G. R., L. Rybach, D. Blackwell y C. Baron (2010). A protocol for estimating and mapping global EGS potential. *Geothermal Resources Council Transactions*, 24, 301-312. <http://doi.org/10.13140/RG.2.2.33475.71204>
- Carrasco-Núñez, G., J.P. Bernal, P. Dávila, B. Jicha, G. Giordano y J. Hernández (2018). Reappraisal of Los Humeros volcanic complex by new U/Th zircon and $^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$ dating: Implications for greater geothermal potential. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 19(1), 132-149. <https://doi.org/10.1002/2017GC007044>
- Comisión Federal de Electricidad (CFE) (2022). *Plan de Negocios 2022-2026*. México: CFE. <https://www.cfe.mx/finanzas/Documents/Plan%20de%20Negocios%202022-2026%20V48%20PUBLICA.pdf>
- Reynoso, J.C.C., L. Ferrari, A. Billarent-Cedillo, G. Levresse y C. Inguaggiato (2022). Unraveling the origin of geothermal heat in absence of recent volcanism: The Santiago Papasquiari hydrothermal area, Central-Eastern Sierra Madre Occidental, México. *Geothermics*, 104, 102432.
- Energy Information Administration (IEA) (2019). Levelized cost and levelized avoided cost of new generation resources. *Annual Energy Outlook 2019*. https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf

- Explotación y utilización de yacimientos geotérmicos (s.a.). *Fuentes de energía*. <https://energiciteconnatalia.wordpress.com/energia-geotermica/explotacion-y-utilizacion-de-yacimientos-geotermicos/>
- Ferrari, L., V.H. Garduño, G. Pasquarè y A. Tibaldi (1991). Geology of Los Azufres caldera, Mexico, and its relationships with regional tectonics. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 47, 129-148. [https://doi.org/10.1016/0377-0273\(91\)90105-9](https://doi.org/10.1016/0377-0273(91)90105-9)
- Ferrari, L., C.M. Petrone, L. Francalanci, T. Tagami, M. Eguchi, S. Conticelli y S.V. Venegas-Salgado (2003). Geology of the San Pedro Ceboruco Graben, western Trans-Mexican Volcanic Belt. *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, 20, 165-181.
- Frey, H.M., R.A. Lange, C.M. Hall y H. Delgado-Granados (2004). Magma eruption rates constrained by $^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$ chronology and GIS for the Ceboruco–San Pedro volcanic field, western Mexico. *Geological Society of America Bulletin*, 116, 259-276. <https://doi.org/10.1130/B25321.1>
- Gutiérrez-Negrín, L.C.A. (2012). Update of the geothermal electric potential in Mexico. *Geothermal Resources Council Transactions*, 36, 671-677.
- (2019). Current status of geothermal-electric production in Mexico. *Proceedings of 2nd International Geothermal Conference*. IOP Conference Series: Earth and Environment Science, 249-012017. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/249/1/012017>
- Gutierrez-Negrín, L.C.A., y M.J. Lippmann (2016). Mexico: Thirty-three years of production in the Los Azufres geothermal field. *Geothermal Power Generation*. Woodhead Publishing, cap. 24, pp. 717-742.
- Hiriart-Le Bert, G., L. Gutiérrez-Negrín, J. Quijano-León, A. Ornelas-Celis, S. Espíndola, S. e I. Hernández (2011). *Evaluación de la Energía Geotérmica en México*. México: Informe para el Banco Interamericano de Desarrollo y la Comisión Reguladora de Energía.
- International Renewable Energy Agency (Irena) (2022a). *Renewables 2022. Global Status Report*. <https://www.ren21.net/reports/global-status-report/>

- Lu, S.M. (2018). A global review of enhanced geothermal system (EGS). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81(2), 2902-2921. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.097>
- Mahood, G.A., y R.E. Drake (1982). K-Ar dating young rhyolitic rocks: a case study of the Sierra La Primavera, Jalisco, Mexico. *Geological Society of America Bulletin*, 93(12), 1232-1241.
- Middleton, M.F. (2016). Radiogenic Heat Generation in Western Australia - Implications for Geothermal Energy. *Advances in Geothermal Energy*, 49. <https://doi.org/10.5772/61963>
- Muffler, P., y R. Catald (1977). Methods for Regional Assessment of Geothermal Resources. En: *U. S. Geological Survey*. Open-File Report 77-870.
- Ordáz-Méndez, C.A., M.F. Armenta y G.R. Silva (2011). Potencial geotérmico de la República Mexicana. *Geothermia*, 50.
- Pan, C., O. Chávez, C. Romero, E. Levy, A. Corona y C. Rubio-Maya (2016). Heat mining assessment for geothermal reservoirs in Mexico using supercritical CO₂ injection. *Energy*, 102, 148-160. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.02.072>
- Prol-Ledesma, R.M., C. Arango-Galván y M.A. Torres-Vera (2016). Rigorous Analysis of Available Data from Cerro Prieto and Las Tres Vírgenes Geothermal Fields with Calculations for Expanded Electricity Generation. *Natural Resources Research*, 25(4), 445-458. <http://doi.org/10.1007/s11053-016-9295-2>
- Quijano-León, J.L., y L.C.A. Gutiérrez-Negrín (2003). Mexican geothermal development, an unfinished journey. *Geothermal Resources Council Bulletin*, 5, 198-205.
- Red de Políticas de Energía Renovable para el Siglo XXI (REN21) (2019). *Renewable 2019 Global Status Report*. <http://www.ren21.net/gsr-2019/>
- Reyes, V., D. Ávalos, J. García, E. Rodríguez y F. Ocampo (2019). Preliminary Conceptual Model of the Domo San Pedro Geothermal Field - Western Sector of Trans-Mexican Volcanic Belt, Nayarit, Mexico. *Proceedings*, 44th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California. 11 a 13 de febrero de 2019. SGP-TR-214.

- RJ Consultores (s.a.). Energía geotérmica. *RJ Consultores*. <https://www.rjconsultores.es/energia-geotermica/>
- Sener (2018). *Reporte de avance de energías limpias. Primer Semestre 2018*. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/418391/RAEL_Primer_Semestre_2018.pdf
- _____ (2019). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (Prodesen) 2019-2033*. <https://www.gob.mx/sener/documentos/prodesen-2019-2033>
- _____ (2022). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (Prodesen) 2022-2036*. <https://www.gob.mx/cenace/documentos/programa-para-el-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-2022-2036>
- _____ (s.a.a). *Permisos y concesiones otorgados por la Sener para la exploración y explotación de recursos geotérmicos. Gobierno de México*. <https://www.gob.mx/sener/documentos/permisos-y-concesiones-otorgadas-por-sener-para-la-exploracion-y-explotacion-de-recursos-geotermicos>
- _____ (s.a.b). *Atlas de zonas con alto potencial de energías limpias (AZEL)*. Sitio web consultado el 16 de agosto de 2020, actualmente ya no disponible en línea. <https://dgel.energia.gob.mx/azel/>

2.4 Energía de la biomasa

Raúl Tauro
René Martínez Bravo
Daniel Cohen Salgado
Víctor Ruiz
Omar Masera

INTRODUCCIÓN

Desde el Neolítico, cuando el *Homo habilis* logró controlar el fuego en una rama ardiendo, hasta la actualidad, la biomasa ha sido una fuente energética que ha acompañado la evolución del ser humano en el planeta. Definimos la bioenergía como la energía contenida en la biomasa, cuyo origen primigenio es la fotosíntesis. De esta manera, diferentes formas orgánicas y renovables de biomasa que pueden convertirse para uso energético incluyen: residuos o subproductos agrícolas y forestales, y residuos animales.

La bioenergía se obtiene de los biocombustibles, los cuales pueden ser sólidos –como la leña y los pellets–, líquidos –como el etanol y el biodiésel– o gaseosos –como el biogás. Éstos permiten sustituir la energía fósil en distintos sectores económicos y aplicaciones. El interés en la bioenergía se basa en su naturaleza renovable, ya que, si se maneja de forma sustentable en todo su ciclo de vida, produce un menor impacto ambiental comparado con los combustibles fósiles, y constituye una alternativa de mitigación al calentamiento global. Por tanto, el papel de la biomasa en la transición energética es clave en la estrategia de descarbonizar la economía global. Otras ventajas de la bioenergía incluyen: ser una fuente energética de carácter local, generar más empleos rurales por unidad

de energía entregada que otras opciones renovables (Irena 2021a), tener una gran diversidad de aplicaciones, ser escalable y brindar un respaldo a fuentes intermitentes como la solar o la eólica.

En México, la bioenergía es actualmente la fuente renovable más importante del país, con casi 10% del consumo de la energía final. Su aprovechamiento está centrado en aplicaciones llamadas “tradicionales” –como el uso de leña para la cocción de alimentos–, siendo notorio que la bioenergía es empleada por miles de pequeñas industrias rurales. Sin embargo, existe un potencial importante para un aprovechamiento energético más amplio y diversificado, que incluye principalmente el uso de los residuos agrícolas, forestales y pecuarios, así como el manejo forestal sustentable y los residuos urbanos. Las tareas energéticas donde se propone su aplicación son: usos térmicos en los diferentes sectores económicos, cogeneración y, en menor medida, como complementos de los combustibles en el sector transporte.

Este capítulo brinda, en primer lugar, un panorama general del uso de bioenergía a nivel global, su importancia en la matriz energética internacional, los principales recursos biomásicos aprovechados y sus tecnologías de uso final. La demanda de bioenergía se analiza en tres sectores económicos: residencial, industrial y transporte. Posteriormente, se resume el estado del arte de la bioenergía en México para cada uno de los sectores considerados, enfatizando la importancia que tiene la biomasa para la transición energética nacional según sus usos actuales y potenciales. Por último, se analizan las perspectivas de crecimiento del mercado de la bioenergía en el país, considerando diferentes desafíos que es necesario enfrentar y superar. El capítulo aborda la bioenergía desde el enfoque de la sustentabilidad, considerando: 1) transitar hacia materias primas de bajo costo –residuales– o hacia cultivos que no compitan por la disponibilidad de tierras para la producción de alimentos; 2) obtención de altos rendimientos; 3) altas tasas de retorno energético; 4) desarrollo de procesos de producción con bajos costos de operación y alto desempeño ecológico, y 5) usos finales con bajos impactos ambientales.

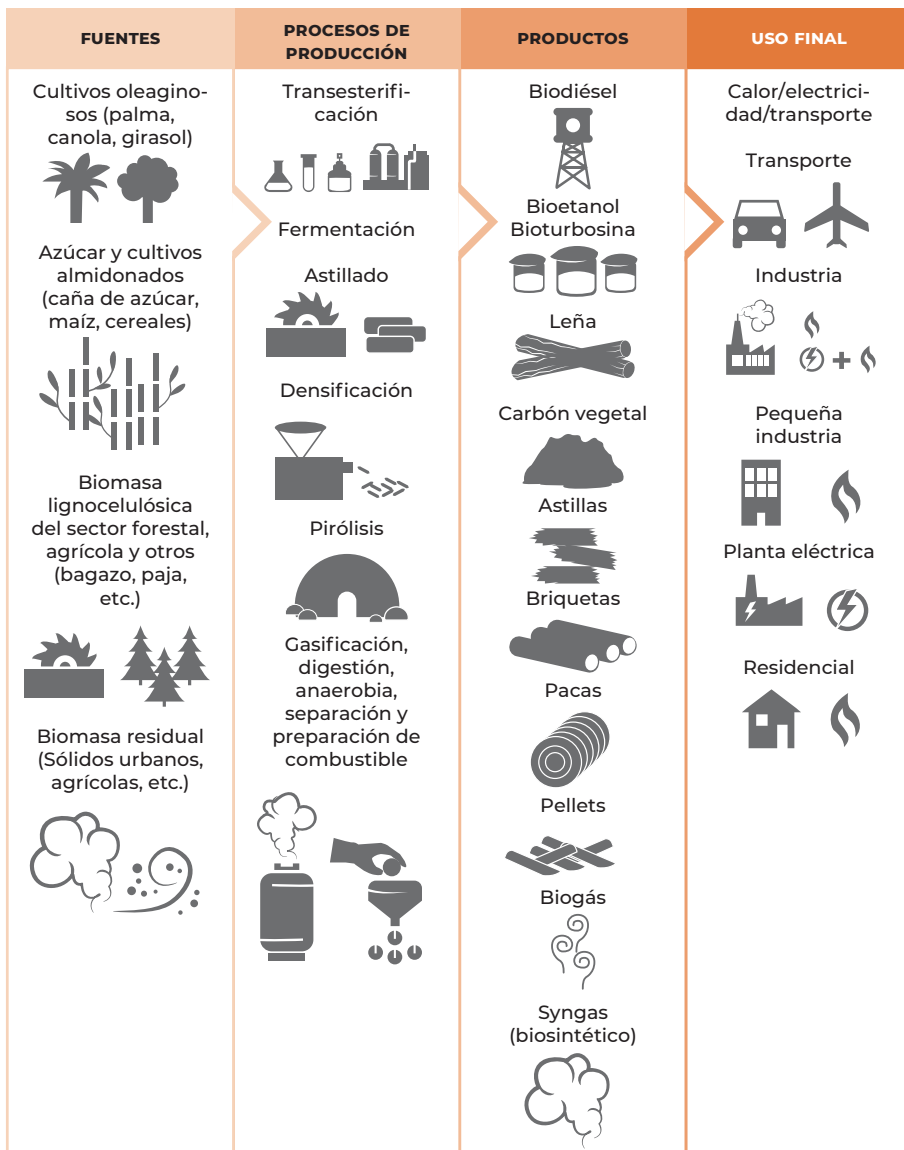
RUTAS PARA EL APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DE LA BIOMASA

La bioenergía tiene una amplia versatilidad tecnológica de acuerdo con el origen de su materia prima; en términos generales, lo anterior significa que puede ser quemada de manera directa para producir calor y/o electricidad, o puede ser convertida en combustibles líquidos o gaseosos para usos en el sector transporte, industrial o residencial (WBA 2021). El potencial de aprovechamiento y uso final de la biomasa depende del tipo de recurso biomásico existente y de sus características, de la tecnología disponible, de la existencia de políticas públicas que impulsen los mercados y de los incentivos económicos, entre otros factores.

A escala global, la bioenergía se utiliza mayormente en el sector residencial, donde predomina el uso de la leña, el carbón y algunos residuos agrícolas para tareas de cocción o calefacción, cubriendo más de 50% de toda la biomasa que se utiliza a nivel global (Irena 2021b). Para el uso de bioenergía en los sectores industrial y transporte, la biomasa se transforma en biocombustibles sólidos, líquidos o gaseosos, partiendo de recursos forestales, agrícolas y de sus respectivas industrias, además de los residuos sólidos urbanos.

Como se muestra en la figura 1, las fuentes de materias primas incluyen biomásas de diferentes orígenes, desde residuos primarios agroforestales y pecuarios hasta residuos de agroindustrias o del sector urbano. Las diversas fuentes –o insumos de biomasa– son convertidas en energía por medio de diferentes procesos, entre los que destacan: la conversión química y termoquímica, la conversión biológica y la combustión directa (IEA 2021). Además, existen diversos métodos y tecnologías que pueden combinarse y transformar materias primas de diferente origen en un producto final; tal es el caso de la bioturbosina, que puede ser obtenida de fuentes oleaginosas, de materiales con alto contenido de azúcares o de recursos lignocelulósicos, mediante procesos de conversión químicos o biológicos.

Figura 1. Rutas de transformación y aprovechamiento energético de la biomasa



Fuente: Elaboración propia.

Una vez que las diferentes fuentes de materias primas son procesadas o acondicionadas para la obtención de biocombustibles (figura 1), éstos son utilizados en diferentes tecnologías de uso final. En el sector industrial –pequeñas a medianas industrias y plantas eléctricas– destacan biocombustibles sólidos como la leña y biocombustibles sólidos procesados como las astillas, los pellets, las briquetas y las pacas de rastrojos, que suelen ser utilizados en tecnologías de combustión directa. En el sector transporte, el biodiésel y el etanol se utilizan en mezclas de diésel fósil y gasolina respectivamente; los porcentajes de mezclas son variables, y dependen de las políticas implementadas en cada región. A diferencia de estos biocombustibles, la bioturbosina tiene las mismas propiedades de la turbosina fósil, y se utiliza en motores de aviación. El biogás, por su parte, tiene un amplio campo de aplicación según la escala de uso; comprende desde el sector residencial para tareas de cocción, el sector industrial para generación térmica o eléctrica en motogeneradores y el sector transporte para carburación. Las tecnologías de uso final antes descritas se encuentran desarrolladas y disponibles a nivel comercial. De esta forma, la biomasa constituye el recurso renovable más versátil que existe, y se justifica su uso energético en todos los sectores económicos.

CONTEXTO INTERNACIONAL DE LA BIOENERGÍA

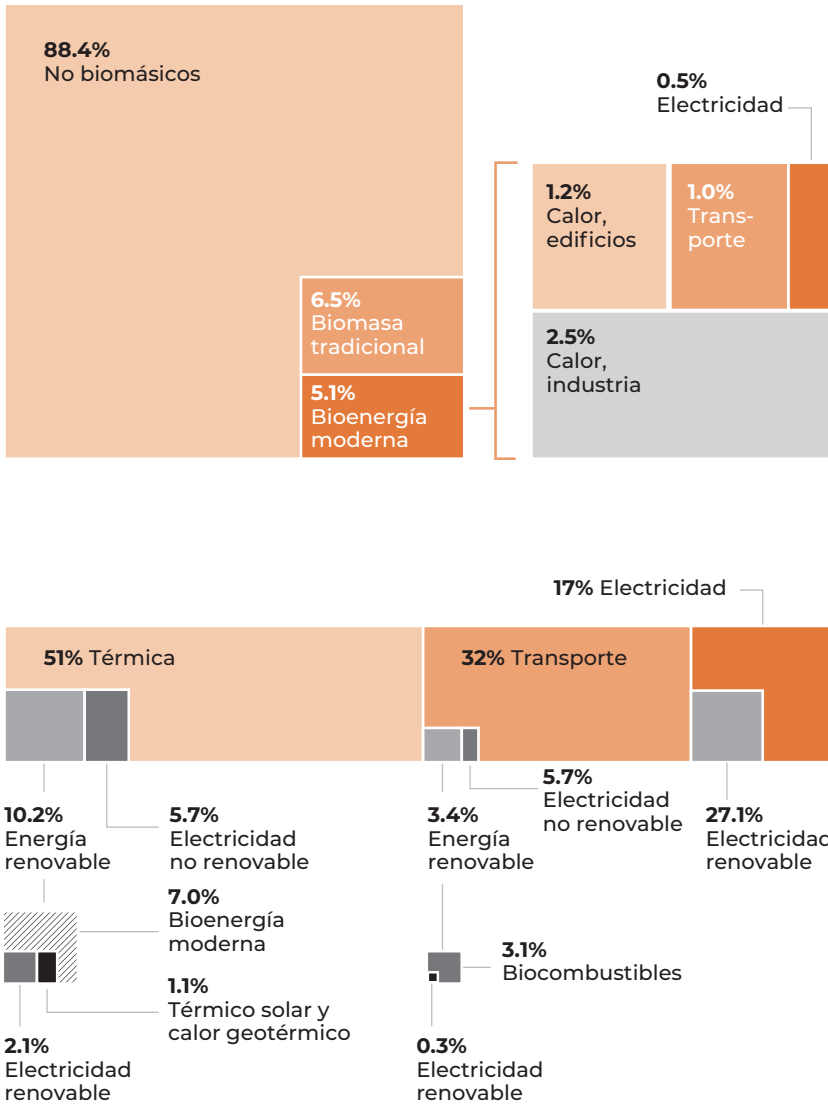
Aproximadamente tres cuartas partes del uso de energía renovable en el mundo involucran la bioenergía (Irena 2021b). A nivel global, el uso de bioenergía representa alrededor de 12% de la demanda total de energía, de la cual 6.5% corresponde al uso tradicional y el restante al uso moderno (REN21 2021) (figura 2). El uso tradicional se refiere al uso de biocombustibles sólidos –principalmente leña, carbón y residuos agrícolas– en tecnologías rústicas para cubrir tareas de cocción, calefacción o calor de proceso en el sector residencial y en las pequeñas industrias –empresas familiares de procesamiento de alimentos, ladrilleras, alfarerías, destiladoras de bebidas, entre otras. Por su parte, el uso moderno contempla

el aprovechamiento de diferentes recursos biomásicos, muchas veces procesados o estandarizados para cubrir demandas energéticas en los sectores residencial, industrial y transporte.

La versatilidad de los diferentes recursos biomásicos y de las tecnologías de uso final ha permitido su utilización en todos los sectores económicos. En la figura 2 se muestra la participación de las renovables, en particular de la bioenergía, en la demanda final de energía a nivel global. En el sector eléctrico las oportunidades de la biomasa han estado vinculadas a tecnologías de co-combustión en centrales carboeléctricas, generación con biogás, con residuos sólidos urbanos y, en menor medida, con residuos agrícolas. En el sector transporte el uso de bioenergía tuvo una limitada participación en la forma de mezclas o como agente oxigenante en el diésel y las gasolinas; sin embargo, se espera que el uso de la bioturbotina en el transporte aéreo aumente la participación de los biocombustibles líquidos en el sector. La biomasa sin duda tiene las mayores oportunidades para usos térmicos; destaca el caso de los biocombustibles sólidos, los cuales pueden ser empleados tanto en tecnologías de micropotencia –usos residenciales– como en tecnologías de alta potencia –usos industriales– para generar calor y/o electricidad.

La bioenergía es un componente clave para descarbonizar la economía y para mitigar impactos ambientales (IEA 2020), siempre y cuando se cumplan los criterios de sustentabilidad enumerados en la introducción. Tiene asimismo una importante participación en la transición energética con el fin de mitigar emisiones de dióxido de carbono y no sobrepasar el incremento de temperatura de 1.5 °C en 2050. Según un reporte de la Agencia Internacional de las Energías Renovables (Irena 2021b), la bioenergía podría representar 18% de la demanda total de energía en 2050, con los usos más promisorios: generación de calor para uso residencial –cocción, calefacción y calentamiento de agua–; producción de calor y/o generación de electricidad y como combustible para aviación en el sector transporte. A continuación, se detallan los usos actuales de la bioenergía por sector económico.

Figura 2. Distribución del uso final de la bioenergía a escala global (arriba) y participación de la bioenergía según el uso final (abajo)



Fuente: Modificado de REN21 (2021).

Sector residencial. Globalmente 2.6 mil millones de personas cocinan en fogones abiertos que utilizan biomasa –en su mayoría leña– para calefacción y cocción (Schilmann *et al.* 2021). Esta forma de uso de la bioenergía es muy accesible por su bajo costo económico, y su adaptación a los usos y prácticas locales. Sin embargo, la utilización de fogones afecta de manera particular la salud de mujeres y niñas, ya que el humo producido por la combustión de biomasa se queda en el interior de las cocinas y produce altos niveles de contaminación (RLCCL 2014). Entre los impactos a la salud producidos por estos usos podemos contar poco más de 4 millones de muertes anuales y 21% de las emisiones mundiales de carbono negro. En América Latina casi 160 millones de personas cocinan con fogones abiertos y sólo 5 millones cuentan con estufas limpias. Más aún, la contaminación intramuros por el uso de fogones tradicionales causa cada año casi 78 mil muertes (OMS 2021). Los cinco países con mayor incidencia son Brasil, México, Haití, Colombia y Perú (RLCCL 2014).

Para disminuir el uso de fogones abiertos, impulsar una transición energética limpia y mitigar el cambio climático, han surgido iniciativas internacionales como la propuesta de la Alianza Global de Cocinado Limpio –GACC, por sus siglas en inglés: Global Alliance for Clean Cookstoves–, donde se trazó la meta, para 2020, de lograr que 100 millones de hogares adopten dispositivos y combustibles limpios y eficientes, incluyendo estufas de leña, gasificadores, calefactores, pellets, briquetas y biogás, entre otros. En términos de tecnologías para la cocción limpia con biomasa, y a pesar de que los presupuestos de investigación y desarrollo para el sector son insignificantes –se estima que a nivel mundial se invierten menos de 150 millones de dólares para este objetivo–, ha habido un gran avance. Se cuenta ahora con una gran variedad de estufas, cuyo precio varía en general entre los 25 y los 200 dólares, de tiro directo o forzado, con cámaras de combustión y materiales optimizados y, de manera creciente, con microgasificadores que permiten el uso de pellets y/o astillas.

En la actualidad, tienen lugar esfuerzos para desarrollar normativas y estándares en diversos continentes –África, Asia y América Latina– con

el fin de potenciar los beneficios para los usuarios; en América Latina, México es un líder en el tema. Otra iniciativa a nivel internacional para incluir el uso eficiente de la biomasa para cocción en la transición energética es la Red Latinoamericana y del Caribe de Cocinas Limpias (RLCCL) que tiene el objetivo de transferir el conocimiento y las herramientas desarrolladas entre los países de la región, de manera que se facilite la implementación de programas y proyectos integrales para el acceso sustentable de la biomasa en sistemas de cocción limpios y eficientes.

Los resultados internacionales esperados por la difusión de tecnología limpia y eficiente para cocinar con biomasa para el año 2030 incluyen mejoras a la salud de los usuarios, aumento del número de muertes evitadas, disminución en la presión sobre los bosques, mitigación de gases de efecto invernadero (GEI) y generación de ahorros energéticos, así como mejoras en la economía regional mediante la generación de empleos con una participación activa de las mujeres (Schilmann *et al.* 2021).

Sector industrial. Según proyecciones de la IEA (2020), la bioenergía cumple un papel importante para descarbonizar la industria en el corto y en el mediano plazo, sustituyendo combustibles fósiles y mitigando emisiones de gases contaminantes. Se estima que el uso de combustibles fósiles en la industria decrecerá y será reemplazado mayoritariamente por electricidad, siendo éste un proceso en el que la bioenergía desempeñará un papel importante (WBA 2021). De esta forma, la biomasa se posiciona como un recurso imprescindible para la transición energética y su uso se incrementará en el futuro.

En el último año el empleo moderno de la bioenergía en el sector industrial representó más de 5% de la demanda energética a nivel global, cubriendo de manera aproximada la mitad de la participación de todas las energías renovables (REN21 2021). En este sector predominan tecnologías muy variadas de pequeña, mediana y gran potencia, en el rango de los 50 kW a más de 50 MW; en este sentido, la gama de dispositivos comprende quemadores con diferentes tipos de cámaras de combustión,

calderas acuopiro-tubulares, gasificadores y motores de combustión interna, entre otros.

De acuerdo con la REN21 (2021), el uso de bioenergía en el sector industrial está en constante crecimiento, impulsado por la generación de calor “verde” o calor de proceso y, en segundo lugar, por la generación de electricidad. Predomina el uso de residuos forestales y agrícolas para autoabastecer las necesidades térmicas de las agroindustrias –ingenios azucareros, procesadoras de alimentos, destiladoras de bebidas, etc.– y centros de transformación de la madera. Este sector genera también electricidad con biomasa, lo cual tiene interesantes oportunidades de crecimiento. A nivel global, la generación eléctrica mediante la bioenergía aumentó 8% en 2020 y superó así el crecimiento esperado de 7% anual para alcanzar las cero emisiones netas en 2050 (IEA 2021). La generación de bioelectricidad superó los 600 TWh en 2020, con China, Estados Unidos, Alemania, Brasil, India, Reino Unido y Japón como los países de mayor producción (REN21 2021).

Es importante mencionar que el aumento de la generación de electricidad con biomasa es impulsado por políticas e incentivos fiscales, los cuales deben tener continuidad para garantizar que el ritmo de crecimiento permanezca en el tiempo y que varían en cada país. A modo de ejemplo, el mercado de pellets certificados está en constante crecimiento para co-combustión en plantas carboeléctricas y, en menor medida, para uso en plantas termoeléctricas con consumo exclusivo de biomasa. Por lo general, el costo del pellet es más elevado que el del carbón mineral; sin embargo, en países como Reino Unido y Japón el uso de este biocombustible está subsidiado por políticas públicas e incentivos fiscales ligados a la mitigación de emisiones (Ireland 2022).

Aunque en forma minoritaria, la participación del biogás ha tenido un importante crecimiento en este sector en los últimos años; gracias a sus contribuciones a la generación de calor industrial y electricidad, reemplazó el 1% del consumo global de gas fósil en 2018 con una producción estimada de 1.4 exajoules (EJ) (REN21 2021). Este bioenergético es una

alternativa importante para el manejo de residuos y para la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). En la mayoría de los casos, se le emplea en sistemas de cogeneración o ciclo combinado.

Sector transporte. En este sector predomina el uso de biocombustibles líquidos, cuyo consumo fue de 157 billones de litros en 2021 (IEA 2022). Los principales biocombustibles producidos son el bioetanol –dirigido a sustituir la gasolina y producido en Estados Unidos, Brasil e Indonesia–, así como el biodiésel –utilizado para sustituir el diésel de petróleo y producido en la Unión Europea, Estados Unidos e Indonesia. En 2020 la producción global de biocombustibles líquidos cayó un 8% respecto de 2019 como consecuencia de la disminución del consumo energético generado por el Covid-19 (IEA 2021) (véase capítulo 1.9). No obstante, hubo un ligero aumento en la producción de biodiésel para satisfacer mercados puntuales en Indonesia, Estados Unidos y Brasil (REN21 2021).

La producción de biocombustibles líquidos ha sido promovida por políticas públicas como la reserva de cuotas de mercado o “mandatos” de uso de biocombustibles (Torroba 2020). En el presente, los biocombustibles son producidos a partir de diferentes cultivos, entre los que destacan, para el bioetanol, el maíz y la caña de azúcar, y para el biodiésel, la palma de aceite y la soya. Dos de las principales desventajas de estos biocombustibles son: 1) los costos de producción, ya que en la actualidad todavía sobrepasan los costos de los combustibles de origen fósil, y 2) la alta demanda de tierra que se necesitaría para reemplazar de manera significativa el uso de combustibles fósiles en el sector transporte. Las implicaciones energéticas y ambientales de los biocombustibles líquidos –medidas por su retorno energético (EROI, por sus siglas en inglés: Energy Return on Investment) y por su mitigación de GEI– dependen críticamente del tipo de insumo utilizado para su producción y de la sustentabilidad del manejo de las tierras. Brasil fue pionero y es líder mundial en el uso de bioetanol producido a partir de la caña de azúcar, que tiene un EROI de 7-10. Y Estados Unidos es el líder mundial de la producción de etanol a partir

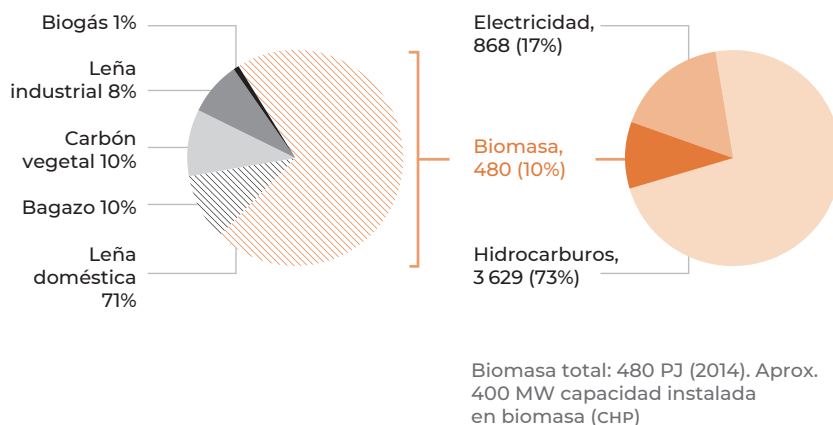
del maíz, cuyo EROI apenas llega a menos de 1.2. La producción de biodiésel proviene en su mayoría de la palma de aceite, cuyo EROI es de 4, si las plantaciones no implican deforestación, mientras que otro de los principales insumos, la soya, tiene un EROI apenas superior a 2 (Pranata *et al.* 2021; Townsend *et al.* 2014). El biodiésel puede producirse a partir de aceites de cocina usados y, aunque puede satisfacer una demanda limitada, tiene una alta sustentabilidad.

En este sector existe un creciente interés en el uso de biogás, ya que puede sustituir a la gasolina y el diésel mediante el reemplazo o la adaptación de tecnologías de uso final, lo cual incluye las que emplean gas natural. Los principales países productores de biogás para uso vehicular son Alemania, Suecia, Suiza, Reino Unido y Estados Unidos, países que producen más de 50 PJ al año (Irena 2018). El biogás se obtiene con tecnologías confiables y maduras que abarcan desde su producción hasta su distribución y uso final. Las tecnologías de producción deben adaptarse según la materia prima procesada, la cual abarca una amplia gama de materiales, desde residuos orgánicos hasta cultivos energéticos.

EL PAPEL DE LA BIOENERGÍA EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA DE MÉXICO

La bioenergía es el recurso renovable más utilizado en México. Según cifras oficiales, comprende 5.7% de la matriz energética, seguida por la hidroenergía (1.3%) y demás fuentes (geotérmica, eólica y solar 3.3%) (Sener 2019). Sin embargo, un estudio realizado por Tauro y colaboradores (2018) demostró que en México se generan más de 480 PJ de energía proveniente de biocombustibles sólidos (BCS), alrededor de 10% del consumo final de energía (figura 3), con predominio del uso de leña en el sector residencial, según se detalla en la tabla 1. Este valor es diferente al reportado en medios oficiales, los cuales no distinguen de manera adecuada el uso de leña para fines residenciales, para la producción de carbón o para usos industriales en micro y pequeñas industrias nacionales.

Figura 3. Participación de la bioenergía en la matriz energética nacional (PJ)



Fuente: Tauro et al. (2018).

Tabla 1. Consumo actual de biocombustibles sólidos en México

	RESIDENCIAL/ COMERCIAL ^a		PEQUEÑAS INDUSTRIAS ^b		SECTOR INDUSTRIAL ^c		TOTAL	
	(Tg — ma- teria seca)	PJ/año	(Tg — ma- teria seca)	PJ/año	(Tg — ma- teria seca)	PJ/año	(Tg — ma- teria seca)	PJ/año
Leña	19	286	2	29	N.A.	N.A.	21	315
Carbón	4 ^d	61	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	4	61
Residuos agrícolas	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	7	106	7	106
Total							32	482

Nota: El equivalente energético se estimó considerando un poder calorífico inferior promedio igual a 15 PJ/Tg.

Fuentes adicionales de información: ^a Serrano-Medrano y colaboradores (2014). ^b Masera y colaboradores (2012). ^c Sener (2018a). ^d Peso en leña equivalente.

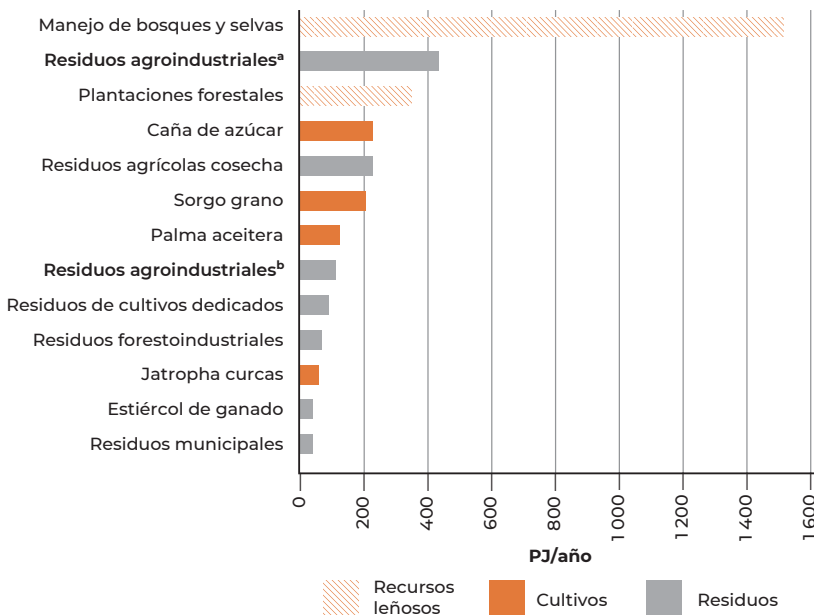
Como se puede observar, la bioenergía y en particular los biocombustibles sólidos son los recursos energéticos más utilizados a escala nacional, con una variedad de usos finales en distintos sectores, tanto tradicionales como modernos. Entre las ventajas de los biocombustibles sólidos se encuentran las siguientes:

- Están distribuidos en todo el territorio nacional y tienen un amplio potencial energético, lo que permite su aprovechamiento a escala local, regional o nacional.
- Proporcionan energía a los sectores residencial, comercial e industrial en forma de calor y electricidad, y tienen potencial de ser transformados en biocombustibles líquidos para reemplazar derivados fósiles en el sector transporte.
- Pueden obtenerse a partir de residuos de diferentes actividades agroindustriales o forestales.
- Pueden ser almacenados para ser utilizados según la demanda, lo que permite planificar y dar certidumbre a su suministro.
- Pueden transformarse o procesarse con el objeto de aumentar su densidad energética, reducir costos de logística y facilitar su manejo.
- Pueden ser producidos y utilizados local o regionalmente, mitigando emisiones de gases de efecto invernadero.
- Generan beneficios sociales y económicos al diversificar las economías rurales y crear oportunidades de empleo a lo largo de su cadena de producción.

A pesar de las ventajas mencionadas, el desarrollo tecnológico es indispensable para un uso eficiente de la biomasa, con bajas emisiones contaminantes y disminución de los impactos en la salud. Estos retos serán profundizados en las siguientes secciones. Además, la correcta estimación y evaluación del potencial energético es clave para el éxito de los proyectos.

En la figura 4 se muestra el potencial bioenergético para recursos agrícolas y forestales. El potencial técnico proveniente del sector forestal podría superar los 1 500 PJ/año, si se considera principalmente la biomasa resultante de tareas silvícolas como clareos, derribo, aprovechamiento forestal. Los residuos del sector agrícola representan alrededor de 16% del potencial total; sin embargo, son recursos promisorios por tener pocos o nulos usos actuales, lo que permitiría el aprovechamiento energético en el corto plazo. Considerar otros recursos, como el porcentaje no aprovechado de bosques y selvas con planes de manejo, así como las plantaciones dedicadas y sus respectivos residuos, permitiría duplicar el potencial llegando a superar los 3 000 petajoules por año.

Figura 4. Potencial del aprovechamiento energético de la biomasa en México



^a Residuos agroindustriales potenciales (se cuantifican a partir de modelos de producción).

^b Residuos agroindustriales actuales (existen y se generan actualmente en campo).

Fuente: Elaboración propia con datos de García y colaboradores (2015); Ríos y Kaltschmitt (2013); Valdez-Vázquez y colaboradores (2010); Johnson y colaboradores (2009); Masera (2006).

En el mapa 1 (véase “Anexos”) se muestra la distribución de los recursos biomásicos en el país; allí puede observarse que la mayor cantidad de biomasa forestal se encuentra en el sur y occidente, regiones donde los planes de manejo sustentable permitirían aprovechar residuos de los bosques y de los centros de transformación, entendiéndose para este caso en particular, que el manejo sustentable de los bosques se refiere a aprovechar únicamente el crecimiento anual de la biomasa, evitando impactar el almacén actual de biomasa. Los principales cultivos agrícolas –caña de azúcar, maíz, trigo y árboles frutales– se encuentran en las regiones centro, costa del Golfo y sector occidental. Los recursos biomásicos están ampliamente distribuidos en el territorio y, en muchas ocasiones, observamos grandes distancias entre la oferta y la demanda de la biomasa. Esto lleva a la necesidad de analizar los costos logísticos asociados a su manejo para garantizar un uso exitoso. Al estimar la cantidad de biomasa disponible y sus costos, es posible planificar el suministro a escala regional o de estudio de caso (véase “Anexos”, mapa 1).

USOS ACTUALES

Sector residencial. En México, aproximadamente 28 millones de personas dependen de la leña para satisfacer necesidades básicas como cocción de alimentos, calentamiento de agua y calefacción de espacios (Inegi 2019). La leña suele ser usada en fogones abiertos –fogones– en las zonas urbanas y periurbanas del país, que son las zonas más marginadas y en pobreza energética. Estos fogones provocan impactos a la salud de los usuarios y al medio ambiente (Medina *et al.* 2019; Ruiz-García *et al.* 2018; Medina *et al.* 2017). Además de los fogones, también hay otras tecnologías y combustibles que son utilizados para satisfacer necesidades energéticas en este sector (figura 5).

Entre las tecnologías tradicionales que consumen leña se encuentran los fogones abiertos tipo U, los de tres piedras, las chimeneas de mampostería y los anafres que utilizan carbón vegetal. Por otro lado, entre

las tecnologías emergentes se encuentran las estufas eficientes de leña, los gasificadores que funcionan con pellets o briquetas –biocombustibles sólidos densificados–, y los calentadores de interiores que pueden funcionar con leña o pellets. Para el caso particular de las estufas de leña, según su construcción las hay de tres tipos: 1) estufas fijas construidas *in situ* con materiales propios de la región, como arena, barro, roca o tabique y otros similares; 2) estufas modulares, que son prefabricadas y se terminan de ensamblar *in situ*, y 3) estufas portátiles, que por lo general son dispositivos transportables de metal (Díaz *et al.* 2011; Ruiz-García *et al.* 2021).

Como parte de la innovación en las tecnologías emergentes se han propuesto cámaras de combustión, chimeneas y accesorios que permiten mejores desempeños energéticos y de emisiones al momento de satisfacer actividades térmicas básicas (Berrueta *et al.* 2015). Entre las mejoras logradas en las cámaras de combustión tenemos los materiales aislantes y la forma de colocarlos, lo cual permite tener mayores eficiencias térmicas y menores pérdidas de energía para así garantizar que estos dispositivos no se calienten en su exterior, provocando quemaduras en los usuarios e incendios en la vivienda donde se encuentran instalados (Maccarty y Bryden 2016).

Figura 5. Tecnologías tradicionales y emergentes



Nota: A la izquierda se presenta un fogón tipo U; a la derecha, una estufa eficiente de leña.

Créditos: Red Mexicana de Bioenergía (izquierda); Clúster de Biocombustibles Sólidos-L3 (derecha).

El aislamiento también ha permitido incrementar la temperatura en la cámara de combustión, lo que reduce las emisiones no deseadas, principalmente de metano, monóxido de carbono y hollín, el cual contiene carbono negro y partículas $PM_{2.5}$ y PM_{10} (Roden *et al.* 2009). Las cámaras de combustión tienen también relaciones óptimas de aire-combustible para favorecer las reacciones de combustión. Incluso en tecnologías como los gasificadores, que tienen procesos de combustión muy limpios, se cuenta con alimentaciones de aire secundario que garantizan la disminución de emisiones –la alimentación del aire secundario se da en la parte alta de la flama, y se da la relación con el aire primario suministrado por debajo de la cámara de combustión. Además, se ha impulsado el uso de chimeneas que ventilan 95-99% de los contaminantes al exterior del cuarto de cocinado, incluso en la totalidad de la vivienda cuando no existen paredes en el interior que permitan delimitar la cocina (Ruiz-García *et al.* 2018).

Otro recurso relevante para el sector residencial es el biogás. Hay potencial para la generación de calor con biogás para actividades como cocinar o calentar agua en tecnologías de microescala. De acuerdo con lo señalado en el *Mapa de ruta tecnológica del biogás* de la Secretaría de Energía (Sener 2018d), los “quemadores de gas convencionales se pueden adaptar fácilmente para operar con biogás, simplemente cambiando la relación aire-gas; para este fin, el requerimiento de calidad del biogás es bajo”. Esta característica técnica abre una ventana de oportunidad para la implementación de sistemas de biogás en el sector residencial o comercial.

Casos de éxito en el sector residencial.

- *Proyecto Patsari®*: el Grupo de Investigación en Tecnología Rural Apropiada (GIRA) y el Instituto de Investigaciones en Ecosistemas y Sustentabilidad (IIES) de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) fomentaron el uso sustentable de la leña, e implementaron desde 2003 el proyecto Patsari®. Éste se basa en la promoción, evaluación y uso de la estufa eficiente de

leña como medida para mejorar la calidad de vida de las familias rurales y reducir los impactos nocivos a la salud y al ambiente que resultan de cocinar con leña en fuegos abiertos.

- La estufa Patsari surge mediante procesos participativos con las comunidades rurales de la cuenca del lago de Pátzcuaro, Michoacán. El programa de la estufa Patsari cuenta con la participación de los promotores comunitarios y constructores de estufas capacitados para escalar los programas de implementación de este tipo de estufas. El proyecto se implementa en la actualidad en el estado de Michoacán, y ha tenido participación en más de veinte estados de la república mexicana a través de procesos de capacitación, asistencia técnica y asesoría a decenas de organizaciones e instituciones. El proyecto Patsari ganó el premio Ashden Awards for Sustainable Energy en 2006 en Londres, Inglaterra. El premio reconoció los impactos en salud, ambiente y bienestar de la sociedad mediante el diseño de una estufa eficiente. Hoy en día el proyecto se encuentra registrado ante Gold Standard para participar en el mercado de bonos de carbono y financiar así las etapas de seguimiento, monitoreo y mantenimiento de las estufas en el largo plazo. Adicionalmente, el proyecto Patsari trabaja en conjunto con la cooperativa de mujeres tortilleras Red Tsiri con el objetivo de impulsar el uso sustentable de la leña y generar empleos locales con una participación medular de la mujer.
- *Laboratorios de evaluación y de desarrollo de normas y protocolos:* como parte de los esfuerzos para impulsar el uso sustentable de biomasa en sistemas de micro y pequeña potencia, se desarrolló el Laboratorio de Innovación y Evaluación en Bioenergía (Lineb) dentro del Instituto de Investigaciones en Ecosistemas y Sustentabilidad (IIES) de la UNAM campus Morelia. El Lineb se inició en 2008 y terminó de consolidarse mediante el apoyo del proyecto Clúster de Biocombustibles Sólidos, que formó parte

de los Centros Mexicanos de Innovación en Energía (Cemie). El laboratorio es un referente en México para la evaluación de estufas de leña, ha participado en la elaboración de una norma mexicana (NMX-Q-001 2018) y en protocolos ISO para dispositivos de cocción (ISO 2018). El Lineb ha innovado en la forma de evaluar estufas de leña tipo plancha con chimenea en términos de eficiencia térmica y emisiones intramuros –impactos a la salud–, las cuales son representativas de México, Centro y Sudamérica. También tiene las capacidades para responder a la evaluación energética, de emisiones, seguridad y durabilidad de otras tecnologías que utilizan biomasa como calentadores residenciales de pellets, briquetas o leña, gasificadores de carbón vegetal, astillas y pellets, así como hornos de diversos tipos de biomasa en el sector comercial e industrial de pequeña escala. Como parte de las evaluaciones de biomasa con fines energéticos, este laboratorio es capaz de caracterizar los biocombustibles sólidos –poder calorífico, humedad y composición elemental, por mencionar algunos parámetros– para garantizar los mejores desempeños en las tecnologías de uso final en los sectores residencial, comercial e industrial (Lineb 2021). Este laboratorio es una pieza clave a nivel nacional para normar, evaluar, innovar y formar recursos humanos en biocombustibles sólidos, lo que permite que la biomasa contribuya a la transición energética y a frenar el cambio climático.

Sector industrial. Las estadísticas actuales de consumo de bioenergía a mediana y gran escala incluyen el bagazo de caña utilizado en los ingenios azucareros (113 PJ/año) y el biogás para generación eléctrica (2.8 PJ/año) (Sener 2019). Sin embargo, los usos tradicionales de leña en pequeñas industrias tienen una gran importancia y no son contabilizados por los medios oficiales. Según los valores mostrados en la tabla 1, tiene lugar un importante consumo de leña para usos en pequeñas industrias –ladrilleras, destilerías de mezcal, panaderías, alfarerías y muchas

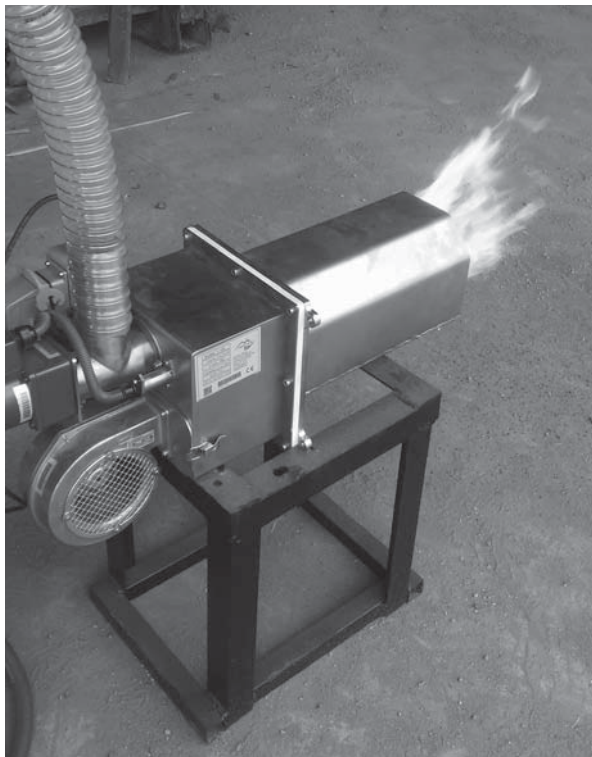
otras— con un total de 29 PJ/año (6% del consumo total). Los hornos de ladrillos se encuentran entre los mayores usuarios de biocombustibles sólidos dentro de la pequeña industria (19 PJ/año); sin embargo, estas tecnologías tienen bajas eficiencias de combustión y grandes emisiones de contaminantes, liberando partículas (PM) a la atmósfera. Los hornos de cerámica constituyen otro sector que depende en gran medida de la biomasa. La demanda anual total de leña por parte de la industria alfarera en México se estimó en alrededor de 10 PJ. Además, se da una gran demanda de biomasa en lo que se refiere a la producción de carbón vegetal —incluidos los sectores comercial y residencial— estimada en 61 PJ/año. El carbón vegetal se produce en hornos tradicionales con eficiencias promedio de 18% —leña a carbón vegetal. Existe, por tanto, una oportunidad de desarrollo y transferencia tecnológica en términos de disminuir el consumo de biomasa y mitigar emisiones contaminantes.

Tampoco están cuantificadas en las estimaciones oficiales las tecnologías de pequeña y mediana potencia que utilizan recursos biomásicos (tabla 2); algunos ejemplos son: las astillas de madera en los ingenios azucareros, el bagazo en las destiladoras de agave y otros residuos agroindustriales como cáscaras de cítricos o cascarillas de café para reemplazar el combustóleo en las agroindustrias. Además, se han dado diferentes proyectos particulares que intentan impulsar el pellet para usos industriales, con la posibilidad de sustituir combustibles fósiles reemplazando los quemadores de las calderas (figura 6).

Como se muestra en la figura 6, los pellets son los biocombustibles sólidos de mayor costo; sin embargo, podrían sustituir al diésel y al gas LP según sus precios actuales. Hay disponibles, además, otras opciones de biocombustibles sólidos que podrían tener uso inmediato al sustituir el combustóleo y el gas natural, sobre todo si se considera la fluctuación actual de los precios del gas y los potenciales riesgos de falta de suministro. Para el caso del coque y el carbón, sus bajos costos limitan su reemplazo por biomasa residual, como el aserrín y las cortezas. No obstante, al igual que en el caso del gas, las importaciones de dichos combustibles

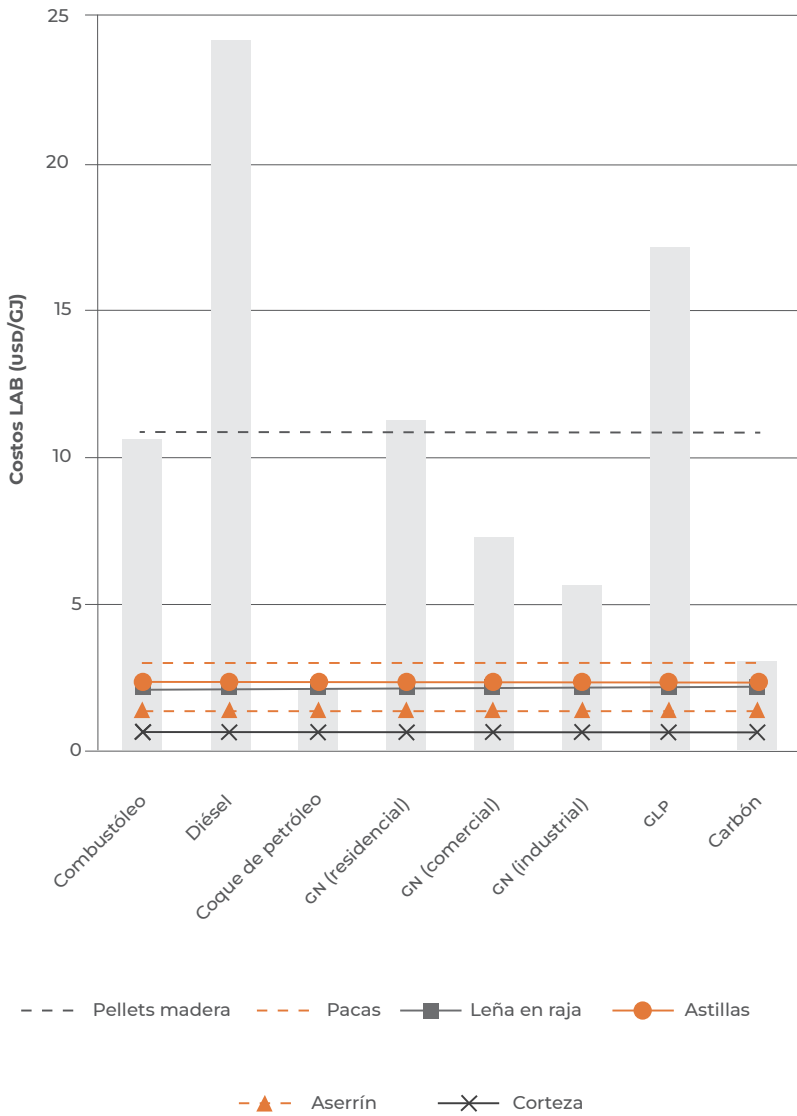
fósiles y las fluctuaciones de costos en el mercado internacional hacen cada vez más atractivo el uso de la biomasa. Es importante recordar que, además de las comparaciones económicas, la biomasa cobra aún más importancia por sus posibilidades de generar “calor verde” y mitigar gases contaminantes en el sector.

Figura 6. Quemador de pellets para uso industrial (A)



Crédito: Raúl Tauro.

Figura 6. Gráfica de comparación de costos entre combustibles fósiles y biocombustibles (B)



Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 2 se detallan los usos actuales de los biocombustibles sólidos (BCS) en el sector industrial de pequeña y mediana potencia. En la actualidad, la industria alimentaria y la de procesamiento de madera tienen las mejores perspectivas de uso de biomasa por contar con el recurso *in situ*, de manera que generan bajos costos logísticos. Pese a ello, en algunos casos los procesos de pretratamiento o acondicionamiento –*i.e.*, secado de bagazo– pueden ocasionar altos costos de capital y de operación. El uso energético de residuos agroforestales debe ser analizado con detalle en cada caso, generando estudios tecno-económicos que garanticen su aprovechamiento en el mediano o el largo plazo.

En el sector industrial también se emplea el biogás, y su principal uso se da en la generación eléctrica (Sener 2018d). El biogás permite aprovechar el metano generado en los rellenos sanitarios, que en la actualidad es liberado a la atmósfera con evidentes afectaciones ambientales; en otras palabras, este biocombustible ayuda a mitigar el problema actual asociado con el cambio climático, promoviendo además el uso de combustibles alternativos.

En el país la producción de biogás se deriva fundamentalmente de dos materias primas: 1) residuos pecuarios y 2) residuos urbanos. De los primeros, destacan el porcícola y el bovino, respecto de los cuales se ha estimado que podrían producir 652 millones de m³ al año el primero y 1 476 millones de m³ el segundo (Sener 2018d). Con residuos urbanos obtenidos de los rellenos sanitarios y los lodos de tratamiento de aguas residuales también se puede obtener biogás, pero al momento faltan estimaciones sobre su potencial (Sener 2018d). Aunque en el presente los proyectos de biogás no han experimentado un crecimiento tan vertiginoso como en años anteriores, existe un importante potencial e interés como para continuar aumentando la participación de este biocombustible en la matriz energética nacional.

Tabla 2. Usos actuales de los biocombustibles sólidos en la industria nacional

SUBSECTOR INDUSTRIAL	DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDAD	USO DE BCS
Agrícola	Huertas de manzanas y otros frutos	Combustión de leña y aserrín en quemadores para proteger las huertas de las heladas
Industria de procesamiento de comida	Producción, conserva, procesamiento y empaque de comida	Biomasa utilizada para generar calor y vapor de proceso
	Producción de jugos y concentrados de fruta	Cáscaras de cítricos para sustituir combustóleo en calderas generadoras de vapor
Bebidas y tabaco	Producción de bebidas y tabaco	Leña utilizada para el destilado de bebidas. Algunas destilerías utilizan astillas de madera mezcladas con bagazo de agave para sustituir combustóleo en calderas generadoras de vapor
Industria forestal	Fabricación de paneles y laminados	Algunos establecimientos utilizan aserrín o astillas con corteza para la generación de vapor de proceso, agua caliente o el secado de madera
	Producción y comercialización de tableros	Astillas y corteza para el secado de la madera
Pulpa y papel	Obtención de pulpa, papel y cartón	Aserrín, astillas y corteza utilizada para la generación de vapor

Fuente: Elaboración propia.

Sector transporte. A pesar de ser el sector que más energía consume, el uso de biocombustibles líquidos y/o gaseosos para satisfacer esta demanda es todavía incipiente en nuestro país. No obstante, se han observado avances en la producción de bioetanol y biodiésel.¹ El bioetanol se utiliza mayormente en mezclas con gasolina y, de acuerdo con Amaya y colaboradores (2016), presenta las siguientes ventajas: 1) mayor octanaje –116 AKI, 129 RON contra 86/87 AKI, 91/92 RON de la gasolina–, y 2) es un “oxigenante que puede sustituir a oxigenantes fósiles que generan impactos negativos en la salud y el ambiente, como el MTBE”. Aun así, su poder calorífico es más bajo comparado con el de las gasolinas.

A pesar de las ventajas mencionadas, en 2019 se produjeron apenas 54 millones de litros de bioetanol en México, mientras que en el mismo año se consumieron 44 000 millones de litros de gasolina (CEDRSSA 2020). La Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos y su reglamento –promulgados en 2008 y 2009, respectivamente– no tuvieron el impacto esperado y al día de hoy el mandato nacional no se ha cumplido. En 2016 se generó el acuerdo de expedición de la NOM-016-CRE-2016, en la que se estableció el uso de etanol en las gasolinas considerando un volumen de 5.8% de etanol anhidro –excluyendo este porcentaje en las principales áreas metropolitanas del país. En 2017 se intentó aumentar el porcentaje a 10%, como en Estados Unidos, pero a principios de 2020 la Suprema Corte determinó inconstitucional la modificación, con base en el *principio de precaución ambiental*, por el posible aumento en daños a la calidad del aire (CEDRSSA 2020). Esta controversia sigue sin resolverse, retrasando el impulso que puede tener este combustible desde la legislación.

En 2018 la Sener publicó el *Mapa de ruta tecnológica del bioetanol*, en el que se hace un diagnóstico de la situación en nuestro país. Destaca el hecho de que la mayoría de las iniciativas apoyadas por el gobierno han sido

¹ Una discusión detallada sobre el uso de biocombustibles líquidos para el transporte en México es compleja y está fuera de los límites del presente trabajo. Véase, por ejemplo, Maser y colaboradores (2006) para un análisis exhaustivo del tema, todavía relevante a pesar de no ser reciente.

pilotos para promover su uso como componente en gasolinas. Desde el ámbito industrial, se señalan múltiples pruebas piloto y de concepto que sólo han quedado en esa escala (Sener 2018b). La producción de bioetanol ha sido controvertida; esto se debe a que los insumos requeridos para la producción de primera generación pueden competir con otros usos, por ejemplo, el alimentario y el químico.

En cuanto al biodiésel, se han logrado múltiples avances de investigación para el desarrollo y la innovación en la producción del combustible. En sus orígenes, el gobierno apostó por especies oleaginosas como materia prima; no obstante, hoy predominan proyectos para obtener el biodiésel a partir de aceites residuales llevados a cabo por el sector privado (Amaya *et al.* 2016). De acuerdo con proyecciones hechas en 2016, para sustituir 5% del diésel de petróleo utilizado en México sería necesario instalar 10 plantas con capacidad de 100 000 t/año (Amaya *et al.* 2016). El problema es que las semillas oleaginosas consumidas en México en su mayoría son importadas (90%), por lo que en términos económicos sería inviable enfocarse en estas materias primas. Para el éxito de este biocombustible, es necesario: 1) fortalecer el marco legal de modo que se incentive su producción; 2) explorar diferentes cultivos que permitan generar biodiésel con altas tasas de retorno energético y bajos impactos ambientales, y 3) sostener un desarrollo continuo en tecnología para disminuir los costos de producción.

En el sector transporte existe también el potencial de utilizar biogás como combustible en vehículos, en reemplazo del gas natural convencional. No obstante, debe tener una calidad similar a la del gas natural a fin de que pueda usarse en los vehículos que funcionan ya con este tipo de combustible. Como se menciona en el *Mapa de ruta tecnológica del biogás* (Sener 2018d), éste puede ser utilizado en motores de combustión interna de gasolina o diésel. Sin embargo, es necesario realizar ciertas modificaciones y adecuaciones tecnológicas en los vehículos, como la instalación de un tanque de gas comprimido y un sistema de dosificación que reemplaza los sistemas de inyección de combustibles líquidos (Sener 2018d).

PERSPECTIVAS DE LA BIOENERGÍA EN MÉXICO

Biocombustibles sólidos. Como se mencionó en la sección anterior, los BCS son los recursos biomásicos más utilizados en el país para satisfacer necesidades energéticas en los sectores residencial e industrial. En el sector industrial predomina el interés en el uso de residuos agrícolas y forestales para reemplazar combustibles fósiles en tecnologías de generación de calor y/o electricidad. En el sector residencial, Tauro y colaboradores (2018) afirman que se podría generar un ahorro en el consumo de leña por sustitución tecnológica, lo que permitiría mitigar anualmente más de 22 MtCO₂e (millones de toneladas de CO₂e), mientras que en el sector industrial hay un potencial económico que permitiría sustituir 496 PJ/año de combustóleo. Esta sustitución permitiría mitigar 35 MtCO₂e/año, posicionando a la biomasa como un recurso estratégico para descarbonizar el sector residencial e industrial de México.

Conforme al *Mapa de ruta tecnológica de los biocombustibles sólidos* (Sener 2018e), se espera que para 2030 se desarrollen tres mercados usuarios de biomasa sólida: 1) generación de calor residencial; 2) generación de calor comercial e industrial, y 3) generación de electricidad. Para el primero, la meta a 12 años es generar 160 PJ de energía mediante la introducción de sistemas eficientes de cocción y calefacción de biocombustibles sólidos. Para el segundo, se espera alcanzar un uso de hasta 192 PJ/año de energía para las industrias azucarera, cervecera, tequilera y de la cal, con base en residuos agrícolas y forestales. Para el tercero, la visión a 2030 considera sólo proyectos de co-combustión de biomasa en carboeléctricas; sin embargo, las oportunidades de uso de biomasa a corto plazo para generar electricidad podrían abarcar la cogeneración y la generación distribuida, lo que podría lograrse con tecnologías de autoabastecimiento en que las agroindustrias se posicionan como posibles usuarios debido a las características de su consumo térmico/eléctrico y a la disponibilidad de biomasa a bajo costo. Las proyecciones oficiales del sector eléctrico no le dan prácticamente

ningún rol a la biomasa (Cenace 2021). Sin embargo, existe un potencial importante de cogeneración eléctrica en el sector azucarero y en el área de co-combustión, como se indicó líneas arriba. Para lograr la inserción de la biomasa en el sector, será necesario compensar los bajos costos de generación eléctrica con combustibles fósiles. Una alternativa podría ser implementar esquemas económicos que favorezcan el uso de la biomasa en instalaciones de pequeña y mediana potencia, como los certificados de energía limpia (CEL).

Biogás. Para 2030 se espera contar con una industria de biogás desarrollada con una capacidad instalada de producción anual de 200 a 250 millones de metros cúbicos de biometano equivalente. El potencial, estimado sólo para el sector porcícola, es de 652 millones de m³ al año. En cuanto al sector bovino –sobre todo establos lecheros–, se reporta que alrededor de 51% de las unidades productivas en el país cuenta con las características adecuadas para la producción del biogás en biodigestores, con un potencial de 1 476 millones de m³ al año. Esa visión implica una tasa de crecimiento de capacidad anual de 16 a 18% (Sener 2018d). Avanzar en ese camino implica generar conocimiento en torno a los potenciales usos del biogás, entrenar mano de obra capacitada, transferencia tecnológica y esquemas de financiamiento. El uso del biogás generaría fuentes de empleo y reduciría el impacto ambiental de los residuos orgánicos.

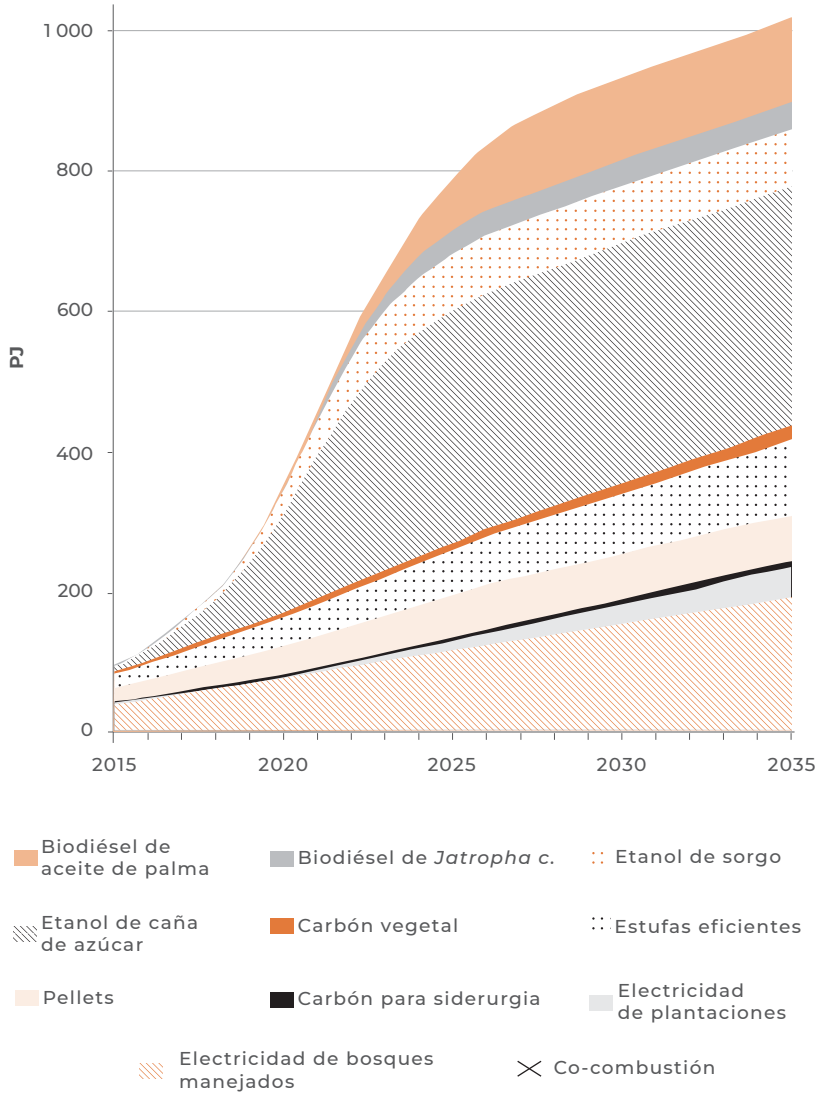
Biocombustibles líquidos. Como se explica a continuación, las expectativas de producción de biocombustibles en México son muy altas; sin embargo, subsisten muchas barreras antes de alcanzar las metas. El *Mapa de ruta tecnológica del biodiésel* de la Sener (2018c) señala que para 2030 se espera alcanzar una capacidad instalada superior a los 900 millones de litros de dicho combustible. Ese volumen de producción abastecería alrededor de 2% de la demanda proyectada de diésel en el sector transporte para 2030 (Sener 2018c). En cuanto al bioetanol, en 2030 se espera producir

al menos 2 000 millones de litros anuales provenientes sobre todo de bioetanol de caña de azúcar y sorgo por sobre el bioetanol de segunda generación –residuos agrícolas y agroindustriales– (Sener 2018b). Otro biocombustible con grandes expectativas de crecimiento es la bioturbosina, que podría mitigar hasta 80% de las emisiones de CO₂ en el sector (Rocha-Lona 2019).

Las metas proyectadas son ambiciosas si se consideran las condiciones tecno-económicas y legales de la producción actual. Para alcanzar las metas planteadas por la Sener e impulsar la producción de biocombustibles a gran escala, será necesario superar varios obstáculos. En primer lugar, será fundamental avanzar en las políticas de mandatos de mezclas. Al mismo tiempo, será necesario promover incentivos fiscales –como subsidios– de modo que se pueda impulsar la producción y se generen condiciones tecno-económicas que permitan un mercado pujante y dinámico. A su vez, deberá haber reglas claras que garanticen el suministro de materias primas –sin competencia de precios en los mercados nacionales– y que no pongan en riesgo la disponibilidad de tierras dedicadas al cultivo de alimentos. Por otro lado, se deberá seguir avanzando en investigación y desarrollo para encontrar soluciones que permitan reducir los costos de producción de los diferentes biocombustibles. El último y tal vez el principal reto será producir estos insumos de manera sustentable, considerando aspectos sociales y ambientales.

Escenarios futuros para el uso sustentable de la bioenergía en México. Diferentes estudios han desarrollado escenarios futuros sobre el papel que podría tener la bioenergía en la transición energética de México (Octaviano *et al.* 2016; Veysey *et al.* 2016; García *et al.* 2015; Johnson *et al.* 2009; Islas *et al.* 2007). Por su parte, García y colaboradores (2015) estimaron que el potencial técnico de la bioenergía podría cubrir entre 1 000 y 1 100 PJ en el año 2035, lo que equivale a más de 16% de la energía final consumida en México, principalmente en los sectores industrial y transporte (figura 7).

Figura 7. Escenarios de penetración de la bioenergía en México



Nota: La combustión de biomasa en centrales eléctricas de carbón podría sustituir el 10% del uso de energía primaria de dichas centrales (18 PJ).

Fuente: García y colaboradores (2015).

El estudio de García y colaboradores (2015) señala que la penetración de bioenergía en la matriz energética nacional podría mitigar una cantidad de alrededor de 78 MtCO₂e por año a partir de su aplicación en el sector transporte y en la generación de electricidad. Se estima que la mitigación que se podría alcanzar representa 13% de las emisiones totales de CO₂e en el país.

Recientemente, el estudio de Ruiz-Carmona y colaboradores (2021) sobre escenarios de implementación de biocombustibles sólidos en pequeñas industrias del país concluye que la leña seguirá siendo el principal biocombustible utilizado en el mediano plazo en este sector. Este trabajo señala que el uso de biocombustibles sólidos para la producción de mezcal artesanal y las empresas de lácteos y cerveza artesanal presentan costos de mitigación negativos, mientras que la sustitución tecnológica en ladrilleras y hornos de cal permitiría aumentar el potencial de mitigación, si bien con costos más elevados.

USO SUSTENTABLE DE LA BIOENERGÍA

En la producción de biocombustibles han sido identificadas áreas que requieren de pronta atención y barreras que deben superarse para poder posicionarlos como una opción sustentable en el mercado energético. La producción sustentable es una de las áreas más preocupantes, por lo que diversos organismos gubernamentales e iniciativas voluntarias han realizado estudios a fin de analizar los factores que deben ser considerados en relación con la producción de biocombustibles; dos de ellos, por ejemplo, consisten en evitar la competencia por el uso de suelo con fines de alimentación y asegurar la disponibilidad de materias primas.

El riesgo de que la producción de materias primas para biocombustibles origine conflictos con la producción de alimentos promovió la investigación y desarrollo tecnológico para favorecer los biocombustibles de segunda y tercera generaciones mediante el uso de residuos o cultivos no alimenticios como materia prima (tabla 3).

Tabla 3. Clasificación de los biocombustibles en México

BIOCOMBUSTIBLE	SÓLIDO	LÍQUIDO	GASEOSO
1ª Generación	Leñas, carbón vegetal, densificados (pellet y briqueta)	Bioetanol, biodiésel, licor negro	Biogás, gas de síntesis
2ª Generación	Biochar, torrefactos, torpellets	Bioetanol celulósico, syndiésel, aceite de pirólisis	Biometano
3ª Generación		Biodiésel y bioetanol de algas	Biohidrógeno

Fuente: García-Bustamante y Masera (2016).

Las iniciativas para lograr sustentabilidad también se focalizan en la importancia de mitigar las emisiones de GEI en todo el ciclo de vida del biocombustible. Estándares para producción de biocombustibles como el RFS de Estados Unidos y la Directiva Europea de Energías Renovables (RED) incluyen criterios e indicadores en la evaluación de las dimensiones ambiental, social y económica de la sustentabilidad para certificar y avalar el uso de los biocombustibles.

A pesar de la promoción y buena voluntad para la aplicación de la normativa de sustentabilidad, el cumplimiento de los criterios y los indicadores es un tema no resuelto por completo. Si bien en la dimensión ambiental el cambio de uso de suelo es un tema con grandes avances, no se ha podido tener avances significativos en indicadores para mantener o incrementar la biodiversidad, además de que persiste una gran controversia. Lo mismo ocurre con indicadores como la creación de empleos, equidad de género, seguridad social y remuneraciones adecuadas para las dimensiones social y económica. El escenario se complica aún más, sobre todo cuando se intenta la aplicación de los criterios de sustentabilidad en sistemas productivos tradicionales, debido en gran medida a que los estándares están diseñados para sistemas productivos

estrechamente relacionados con el mercado y la producción comercial, por lo que es necesario un mayor trabajo e investigación para lograr alternativas acordes con los biocombustibles tradicionales.

LIMITACIONES Y DESAFÍOS PARA EL USO DE LA BIOENERGÍA EN MÉXICO

Barreras políticas. La Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos, cuyo decreto se publicó en febrero de 2008, fue la primera política pública específicamente desarrollada para impulsar el uso de la bioenergía en México. Publicada en un contexto internacional orientado a reducir emisiones de GEI, esta ley promovió la producción de biocombustibles líquidos para el sector transporte como una alternativa energética al uso del petróleo. Aunque el decreto de la ley sobre bioenergéticos pretendía ser el punto de partida para promover la producción agrícola sustentable, con impactos positivos en el sector social, buscando generar empleos, coadyuvar al desarrollo del campo bajo criterios de sustentabilidad y con una reducción significativa de GEI, estos aspectos no quedaron reflejados en la redacción final de la ley. En la actualidad, se está revisando dicho texto, con la intención de incluir nuevos recursos biomásicos basados en el uso de residuos.

Barreras logísticas. Ante la cantidad de recursos biomásicos y su amplia dispersión geográfica, y tomando en cuenta que la bioenergía es una fuente indispensable para transitar hacia sistemas energéticos sustentables, es necesario el desarrollo de estimaciones de potencial económico a escala regional, a fin de obtener un panorama completo sobre la localización, productividad, costos y accesibilidad de los recursos de biomasa. También es necesario identificar las formas de gestión o manejo de esos recursos, con miras a obtener los mayores niveles de producción sustentable, en particular respecto a los recursos de bosques nativos.

Como señalan Tauro y colaboradores (2016), identificar geográficamente los potenciales de productividad por tipo de área y recurso biomásico es clave, ya que de ellos depende la magnitud de las áreas a manejar y las inversiones necesarias para producir bioenergía. Los aspectos relacionados con la localización y accesibilidad de los recursos también son decisivos para la planificación energética, porque determinan los requerimientos logísticos que son un componente mayor de los costos finales del aprovechamiento de la biomasa y de la rentabilidad de cualquier proyecto. Aunado a esto, es importante considerar sistemas logísticos eficientes y técnicas de preprocesamiento adecuadas, que favorezcan la reducción en los costos de producción y transformación de la biomasa.

Barreras tecnológicas. Para incrementar la participación de la biomasa en la matriz energética, será necesario validar y adaptar tecnologías disponibles, utilizadas y comprobadas en otros países, así como comenzar a generar una industria nacional en la materia. Por un lado, será importante adaptar las tecnologías de acondicionamiento, producción o uso final a las características de los recursos biomásicos nacionales, que muchas veces distan de los recursos comercializados a escala internacional. Por otro lado, es indispensable considerar sistemas de recolección de biomasa que se adapten a las características del territorio nacional. Por ejemplo, es difícil pensar en un sistema de cosecha mecanizado de caña de azúcar tal como se efectúa en Brasil; esto se debe a que en México la mayoría de los productores tienen pequeñas parcelas distribuidas en zonas con pendientes que imposibilitan la entrada de una cosechadora convencional. El sector forestal también requiere mejoras en las tecnologías de cosecha.

Barreras para el abastecimiento de materia prima. La materia prima para la producción de bioenergía es utilizada para distintos fines, por lo que existe competencia entre usos, lo cual impacta en los precios finales. Por ejemplo, la caña de azúcar podría competir como insumo para la producción de azúcar o de bioetanol, poniendo en juego el abasto

de los productos finales a corto o mediano plazo. En este sentido, es fundamental que haya reglas claras respaldadas por los gobiernos en turno, que busquen resolver las disyuntivas en función de las prioridades y necesidades, tanto regionales como nacionales. Lo mismo sucede en el sector forestal, allí los llamados “residuos” se posicionan en la actualidad como “subproductos” debido a su uso final en el mercado. Así, son pocos los centros de transformación de la madera que cuentan con residuos, pues la mayoría de los ofertantes vende sus “subproductos” –el aserrín, los recortes y cortezas– en un mercado informal, para usos no energéticos o como combustible.

Lo anterior lleva a la necesidad de desarrollar un marco legal donde se regularice la comercialización de la materia prima. Para esto será necesario contar con reglas claras de operación que aseguren al usuario final el suministro de biomasa a mediano y largo plazos. Antes, sin embargo, es imprescindible avanzar con el desarrollo de normas de calidad y mecanismos de certificación de los productos finales que garanticen su calidad y aseguren su procedencia.

CONCLUSIONES

Tanto a nivel internacional como nacional, la bioenergía constituye en la actualidad la principal fuente de energía renovable. Asimismo, la bioenergía será uno de los pilares de la transición energética en el corto y mediano plazos. En México, hemos visto que el potencial de los recursos bioenergéticos es amplio, y está distribuido en todo el país. Además, la bioenergía tiene aplicaciones importantes en todos los sectores económicos: el residencial rural y urbano, la pequeña y mediana industria, la generación de electricidad y el sector transporte. En el presente, sus aplicaciones más costo-efectivas están en la generación de calor verde residencial e industrial y la cogeneración de electricidad.

La biomasa es crucial para lograr la eliminación de la pobreza energética rural en el ámbito de la cocción, problema que afecta a 28

millones de mexicanos. Los proyectos bioenergéticos deben priorizar el uso de residuos de otras actividades económicas, y de este modo asegurar su manejo sustentable. Bajo estas condiciones, la bioenergía puede ser catalogada como una fuente limpia, renovable y con importantes beneficios en el desarrollo local, en particular en comunidades marginadas. Sin duda, la bioenergía puede fortalecer la soberanía energética del país, contribuyendo a su vez al cumplimiento de las metas que México tiene en relación con la mitigación del cambio climático.

Para que esto ocurra, son necesarias varias acciones estratégicas en el corto plazo. En primer lugar, es crucial darle visibilidad a la bioenergía dentro de las discusiones sobre transición y política energética en México. En segundo lugar, se debe impulsar el desarrollo de mercados de los diversos bioenergéticos desde el gobierno, y se requiere garantizar la sustentabilidad técnica, económica y ambiental de las cadenas tecnológicas.

Un punto nodal para el futuro de la bioenergía es brindar las condiciones para el manejo sustentable de sus insumos: bosques, residuos agrícolas, residuos forestales y residuos urbanos. Para crear y garantizar el mercado de los biocombustibles es primordial regular de forma adecuada las materias primas de los biocombustibles. En el terreno forestal, se debe garantizar el mantenimiento de sus funciones ecológicas, de servicios ecosistémicos –como sumideros de carbono atmosférico– y sociales –como proveedores de madera y de energía para la tercera parte de la población mundial. Se requiere del fortalecimiento de instrumentos de planeación, como el manejo forestal comunitario sustentable y prácticas orientadas al desarrollo rural sustentable en la producción de materia prima para la generación de biocombustibles; es ejemplo de ello la formación de cooperativas o empresas sociales comunitarias, entre otras opciones. Por otro lado, se requiere la implementación de políticas e incentivos que permitan el manejo de residuos como una opción comercial, para proporcionar un valor agregado a este tipo de biomasa.

Dentro del ámbito de políticas públicas, es importante apoyar la investigación y el desarrollo dirigidos a consolidar una industria nacional de tecnologías bioenergéticas. Se requiere también el desarrollo de normas que aseguren la calidad de los insumos y de las tecnologías de uso final. Brindar incentivos al uso de la bioenergía en el sector industrial en reemplazo de los combustibles fósiles, como por ejemplo mediante certificados de “calor verde”, es también una opción que debería examinarse, así como el desarrollo de proyectos piloto en diferentes áreas. En aquellas aplicaciones cuyos beneficios y factibilidad ya han sido ampliamente demostrados, se deberían instaurar programas nacionales con metas claras en el corto y mediano plazos; éste es el caso de la cogeneración de calor y electricidad en los ingenios azucareros o las estufas ecológicas de leña para reemplazar a los fogones abiertos en el sector rural.

Más allá de los aspectos económicos, la producción de bioenergía a escala local y regional tiene la capacidad de propiciar una relación armónica ser humano/naturaleza, la cual, en conjunto con prácticas agroecológicas para la producción de alimentos, reafirme la sustentabilidad del aprovechamiento de los recursos biológicos. Para lograrlo, sin embargo, no es suficiente una transición de fuentes energéticas *per se*, sino cambios en el modelo de desarrollo a nivel nacional e institucional, orientados a plantear alternativas de consumo sustentable, y un cambio de modelos aspiracionales a nivel de población para reducir la brecha de inequidad y la pobreza energética, priorizando el bienestar de todos.

REFERENCIAS

- Amaya, L., E. Alarcón, N. Gutiérrez, E. Ramos, L. Mendoza, R. Contreras, A. Serafín, J. Sacramento, G. Cuevas, J. Chavarría, G. Sandoval y L. Barahona (2016). Biocombustibles líquidos. En: Carlos Alberto García-Bustamante y Omar Masera (Coords.), *El estado del arte de la bioenergía en México*. México: Red Mexicana de Bioenergía (Rembio) y Red Temática de Bioenergía (RTB) del Conacyt, 34-53.

- Berrueta, V.M., M. Serrano-Medrano, C. García-Bustamante, M. Astier y O.R. Masera (2015). Promoting sustainable local development of rural communities and mitigating climate change: the case of Mexico's Patsari improved cookstove project. *Climatic Change*, 140. <https://doi.org/10.1007/s10584-015-1523-y>
- Centro de Estudios para el Desarrollo Rural Sustentable y la Soberanía Alimentaria (CEDRSSA) (2020). *La producción y el comercio de los biocombustibles en México y en el Mundo*. Reporte técnico. México: CEDRSSA y Cámara de Diputados.
- Centro Nacional de Control de Energía (Cenace) (2021). *Programa de ampliación y modernización de la red nacional de transmisión y redes generales de distribución del mercado eléctrico mayorista (PAMRNT) 2021-2035*. México.
- Clúster de Biocombustibles Sólidos (s.f.). *Plataforma Geoespacial del Clúster de Biocombustibles Sólidos*. <https://www.wegp.unam.mx/cemie/Mexico#>
- Cramer, J., E. Wissema y E. Lammers (2006). *Criteria for sustainable biomass production Netherlands*. Reporte final del proyecto grupal "Sustainable production of biomass".
- De Jong, B., O. Masera, M. Olguín y R. Martínez (2007). Greenhouse gas mitigation potential of combining forest management and bioenergy substitution: A case of study from central highlands of Michoacan Mexico. En: *Forest Ecology and Management*, 242, 398-411.
- Díaz, R., V. Berrueta y O. Masera (2011). *Cuadernos temáticos sobre bioenergía: estufas de leña*. Red Mexicana de Bioenergía, vol. 3. <http://rembio.org.mx/wp-content/uploads/2014/12/CT3.pdf>
- Energy Information Administration (EIA) (2021). Biomass explained. U.S. EIA. <https://www.eia.gov/energyexplained/biomass/>
- García, C., E. Riegelhaupt, A. Ghilardi, M. Skutsch, J. Islas, F. Manzini y O. Masera (2015). Sustainable bioenergy options for Mexico: GHG mitigation and costs. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 43, 545-552.
- International Energy Agency (IEA) (2020). The role of biomass in industry in IEA SDS scenarios. *Contribution of sustainable biomass and bioenergy in industry transitions towards a circular economy*, e-Workshop. 19 de octubre

- de 2020. https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2020/10/IEA_Bioenergy_eWorkshop_2021_1-2_PaoloFrankl_IEA.pdf
- _____. (2021). *Bioenergy Power Generation*. París: IEA. <https://www.iea.org/reports/bioenergy-power-generation>
- Instituto Nacional de Estadística y Geografía (Inegi) (2019). *Encuesta Nacional sobre Consumo de Energéticos en Viviendas Particulares (ENCEVI) 2018*.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (1990). *Climate Change: the IPCC Scientific Assessment*. Australia: Cambridge University Press.
- _____. (2007). *Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change, Working Group III to the Fourth Assessment Report*. Reino Unido y Estados Unidos: Cambridge University Press.
- Ireland, R. (2022). The Rise of Utility Wood Pellet Energy in the Era of Climate Change. U.S., Working Paper ID-088 International Trade Commission (USITC).
- International Renewable Energy Agency (Irena) (2018). *Biogas for road vehicles: technology brief*. Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos.
- _____. (2021a). *Renewable Energy and Jobs Annual Review 2021*. Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos.
- _____. (2021b). *World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway*. Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos.
- ISO (2018). International Standard Solutions – Harmonized laboratory test protocols – Part 1: Standard test sequence for emissions and performance, safety and durability (Vol. Part 1).
- Johnson, T., C. Alatorre, Z. Romo y F. Liu (2009). *México: estudio sobre la disminución de emisiones de carbono*. Banco Mundial y Mayol Ediciones.
- Laboratorio de Innovación y Evaluación en Bioenergía (Lineb) (2021). *Laboratorio de Innovación y Evaluación en Bioenergía*. <https://lineb.unam.mx/>
- Maccarty, N.A., y K.M. Bryden (2016). A generalized heat-transfer model for shielded-fire household cookstoves. *Energy for Sustainable Development*, 33, 96-107. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2016.03.003>
- Martínez-Bravo, R., y O. Masera (2019). Bioenergía (capítulo 29). En: F.J. Pellat, J.M. Hernández Ayón, R. Sosa Ávalos y A.S. Velázquez Rodríguez (Eds.),

Ciclo del carbono: Agenda azul y verde. Texcoco, México: Programa Mexicano del Carbono.

Masera, O. (Coord.) (2006). *La bioenergía en México: un catalizador del desarrollo sustentable*. México: Comisión Nacional Forestal (Conafor).

_____. N. Rodríguez Martínez, I. Lazcano Martínez, L.A. Horta Nogueira, I.C. Macedo, S.C. Trindade, D. Thrän, O. Probst, M. Weber y F. Müller-Langer (2006). *Potenciales y viabilidad del uso de bioetanol y biodiésel para el transporte en México*. Ciudad de México: Sener /BID/GRZ. https://www.researchgate.net/publication/272820587_Potenciales_y_viabilidad_del_uso_de_bioetanol_y_biodiesel_para_el_transporte_en_Mexico

_____, V. Berrueta, C.A. García, M. Serrano-Medrano y R. Martínez-Bravo (2012). *Escenarios de mitigación de gases efecto invernadero, carbono negro y otros forzadores climáticos de vida corta, mediante el uso de biocombustibles sólidos*. Proyecto GEPFIMS4371CC, Quinta Comunicación Nacional de México a la CMNUCC. Morelia, México: GIRA, A.C.

Medina, P., V. Berrueta, L. Cinco, V. Ruiz-García, R. Edwards, B. Olaya, A. Schilmann y O. Masera (2019). Understanding household energy transitions: From evaluating single cookstoves to “clean stacking” alternatives. *Atmosphere*, 10(11). <https://doi.org/10.3390/atmos10110693>

_____, M. Martínez, V. Ruiz, I. Ruiz-Mercado y O.R. Masera (2017). Closing the gap between lab and field cookstove tests: Benefits of multi-pot and sequencing cooking tasks through controlled burning cycles. *Energy for Sustainable Development*, 41, 106-111. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2017.08.009>

NMX-Q-001 (2018). *Estufas que funcionan con leña - evaluación de funcionalidad, seguridad, durabilidad, eficiencia térmica y nivel de emisiones- especificaciones, métodos de prueba y requisitos mínimos*. http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5551618&fecha=01/03/2019

Prananta, W., e I. Kubiszewski (2021). Assessment of Indonesia’s Future Renewable Energy Plan: A Meta-Analysis of Biofuel Energy Return on Investment (Eroi). En: *Energies*, 14(10). <https://doi.org/10.3390/en14102803>

- REN21 (2018). *Renewables 2018 Global Status Report*. París: Irena/IEA/PNUMA.
- _____. (2021). *Renewables 2021 Global Status Report*. París: REN21.
- Ríos, M., y M. Kaltschmitt (2013). Bioenergy potential in Mexico: status and perspectives on a high spatial distribution. *Biomass Conversion and Biorefinery*, 3(3), 239-254.
- Rocha-Lona, L., C. Muñoz-Sanchez, J.A. Garza-Reyes, V. Kumar y G.C. López-Torres (2019). Aerospace industry in México and biofuels: a sustainability approach. *International Journal of Smart Grid and Clean Production*, 8(2), 206-216. <https://doi.org/10.12720/sgce.8.2.206-216>
- Roden, C.A., T.C. Bond, S. Conway, A.B. Osorto Pinel, N. MacCarty y D. Still (2009). Laboratory and field investigations of particulate and carbon monoxide emissions from traditional and improved cookstoves. *Atmospheric Environment*, 43(6), 1170-1181. <https://doi.org/10.1016/j.atmosenv.2008.05.041>
- Ruiz-Carmona, O., J.M. Islas Samperio, L. Larrondo-Posadas, F. Manzini, G.K. Grande-Acosta y C. Álvarez-Escobedo (2021). Solid Biofuels Scenarios from Rural Agricultural and Forestry Residues for Mexican Industrial SMEs. *Energies*, 14(20), 6560. <https://doi.org/10.3390/en14206560>
- Ruiz-García, V.M., R.D. Edwards, M. Ghasemian, V.M. Berrueta, M. Princevac, J.C. Vázquez, M. Johnson y O.R. Masera (2018). Fugitive Emissions and Health Implications of Plancha-Type Stoves. *Environmental Science and Technology*, 52(18), 10848-10855. <https://doi.org/10.1021/acs.est.8b01704>
- _____. V., P. Medina, J. Vázquez, D. Villanueva, S. Ramos y O. Masera (2021). Bioenergy Devices: Energy and Emissions Performance for the Residential and Industrial Sectors in Mexico. *BioEnergy Research* (0123456789). <https://doi.org/10.1007/s12155-021-10362-5>
- Sener (2018a). *Balance Nacional de Energía 2018*. México.
- _____. (2018b). *Mapa de ruta tecnológica del bioetanol*. Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) y Sener. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/296710/MRT_BIOETANOL_02022018_06_Feb_18-RED2.pdf

- _____ (2018c). *Mapa de ruta tecnológica del biodiésel*. IMP y Sener. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/313545/Mapa_Ruta_Tecnologica_BIODIESEL_200318-RED1.pdf
- _____ (2018d). *Mapa de ruta tecnológica del biogás*. IMP y Sener. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/329895/Mapa_Ruta_Tecnologica_BIOGAS_Final-Red.pdf
- _____ (2018e). *Mapa de ruta tecnológica de los biocombustibles sólidos*. IMP y Sener. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/306074/Mapa_de_Ruta_Tecnologica_BCS_SENER_220218-Red1.pdf
- _____ (2019). *Balance Nacional de Energía 2019*. México.
- Schilman, A., V. Ruiz-García, M. Serrano-Medrano, L.A. de la Sierra de la Vega, B. Olaya-García, J.A. Estevez-García, V. Berrueta, H. Riojas-Rodríguez y O. Masera (2021). Just and fair household energy transition in rural Latin American households: are we moving forward? *Environmental Research Letters*, 16(10), 105012. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ac28b2>
- Serrano-Medrano, M., T. Arias-Chalico, A. Ghilardi y O. Masera (2014). Spatial and temporal projection of fuelwood and charcoal consumption in Mexico. *Energy for Sustainable Development*, 19, 39-46. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2013.11.007>
- Tauro, R., A. Ghilardi, C. García y O. Masera (2016). Recursos biomásicos (capítulo 2). *El estado del arte de la bioenergía en México*. México: Rembio y RTB del Conacyt, 15-22.
- _____, M. Serrano-Medrano y O. Masera (2018). Solid biofuels in Mexico: a sustainable alternative to satisfy the increasing demand for heat and power. En: *Clean Technologies and Environmental Policy*, 20(5). <https://doi.org/10.1007/s10098-018-1529-z>
- _____, R. Rangel, R. Suárez, J.L. Caballero, C. Anaya-Merchant, M. Salinas-Melgoza, H. Guzmán y A. Ghilardi (2021). An integrated user-friendly web-based spatial platform for bioenergy planning. *Biomass and Bioenergy*, 145 (105939). <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2020.105939>

- Torroba, A. (2020). *Atlas de los biocombustibles líquidos*. San José, Costa Rica: Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura.
- Townsend, J.M., C.A.S. Hall, T.A. Volk, D. Murphy, G. Ofezu, B. Powers, A. Quaye y M. Serapiglia (2014). Energy Return on Investment (EROI), Liquid Fuel Production, and Consequences for Wildlife. En: J.E. Gates, D.L. Trauger y B. Czech (Eds.), *Peak Oil, Economic Growth, and Wildlife Conservation*. Nueva York: Springer. <https://doi.org/10.1007/978-1-4939-1954-3>
- Valdez-Vázquez, I., J.A. Acevedo-Benítez y C. Hernández-Santiago (2010). Distribution and potential of bioenergy resources from agricultural activities in Mexico. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(7), 2147-2153. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.03.034>
- World Bioenergy Association (WBA) (2021). *Global bioenergy statistics 2021*. <https://www.worldbioenergy.org/uploads/211214%20WBA%20GBS%202021.pdf>

2.5 Energía hidroeléctrica de pequeña escala social y ambientalmente sustentable

Ana Alicia Palacios Fonseca
Eduardo López Ramírez
María Antonieta Gómez Balandra
Roberto Galván Benítez
Ángeles Baltazar Lázaro

INTRODUCCIÓN

La contribución de la energía hidroeléctrica, ya con cerca de 140 años de desarrollo, hace que se mantenga como la más importante cuando se compara con las demás energías renovables: representa 16% de la energía generada en el mundo y 63% de la energía renovable (REN21 2022). Más de 60 países dependen mayoritariamente (> 50%) de la hidroelectricidad. Es una forma de generación que cuenta con alta flexibilidad y bajos costos de operación y mantenimiento, un amplio ciclo de vida y con capacidad de dar soporte a la participación de otras fuentes de generación de energía. No obstante, este tipo de generación de energía no ha estado exento de ciertas afectaciones sociales y medioambientales que se hallan relacionadas con su uso, sobre todo en los proyectos con alta capacidad instalada y grandes embalses (World Commission on Dams [wcd] 2000).

El sector hidroeléctrico en nuestro país afronta diversos retos: la alta competitividad económica con otras fuentes renovables; la percepción negativa y su impacto socioambiental; la inexistencia de un inventario del potencial y la disponibilidad hídrica para este tipo de generación; las restricciones en el uso del agua; la falta de cobertura y capacidad de las redes eléctricas; las dificultades en la evaluación de externalidades y en el análisis financiero de los proyectos hidroeléctricos; la carencia de esquemas de financiamiento debido al escaso atractivo en los ingresos por capacidad, y el bajo diferencial en precios de generación de base y de punta, entre otros retos.

En consecuencia, dada la necesidad de impulsar en México una transición energética que supere la dependencia de las energías fósiles, es necesario desarrollar esquemas de aprovechamiento viables e inmediatos en pequeña escala. En este contexto, se han sometido a revisión las posibilidades de desarrollo del sector, entre las que destacan: 1) minihidroeléctricas a filo del agua –hidrocinéticas–; 2) modernización y repotenciación de centrales que ya cumplieron su vida útil; 3) equipamiento en presas de riego; 4) minihidroeléctricas en canales de riego, y 5) proyectos híbridos solar-hidroeléctricos. Asimismo, es prioritario atender aspectos legales, ambientales, sociales y financieros con el propósito de identificar y consolidar “buenas prácticas” que posibiliten el desarrollo de las pequeñas centrales hidroeléctricas en el país.

El presente capítulo desarrolla estos esquemas y elementos a fin de encontrar un camino viable y sustentable social y ambientalmente, en el que la innovación brinde además la oportunidad de entender las ventajas de este tipo de aprovechamientos energéticos.

CONCEPTOS DE LA ENERGÍA HIDROELÉCTRICA

La hidroenergía, también llamada *hidroelectricidad* o *energía hidráulica*, es una forma de energía generada por la fuerza del movimiento de una

corriente de agua que una máquina primaria transforma inicialmente en energía mecánica y que, más tarde, una máquina secundaria transforma en energía eléctrica. Las centrales hidroeléctricas más comunes operan en presas que generan un almacenamiento y un desnivel que permite controlar los caudales o gastos variables de las corrientes o ríos a lo largo del año. Lo anterior permite obtener un caudal o gasto Q y un desnivel o carga hidráulica H para un tiempo determinado (Berezowsky *et al.* 1981).¹

Dado que las presas son proyectos multipropósito —es decir, son susceptibles de emplearse en el abasto doméstico e industrial, el riego, la hidrogenación, la navegación, el control de inundaciones y de calidad del agua, el mantenimiento de la vida silvestre, pesquerías y acuicultura, además del turismo, por mencionar algunos ejemplos—, la operación de estos sistemas puede generar grandes conflictos en sus usos, en particular durante los periodos de sequía (Labadie 1997).

HIDROELECTRICIDAD COMO ENERGÍA LIMPIA Y RENOVABLE

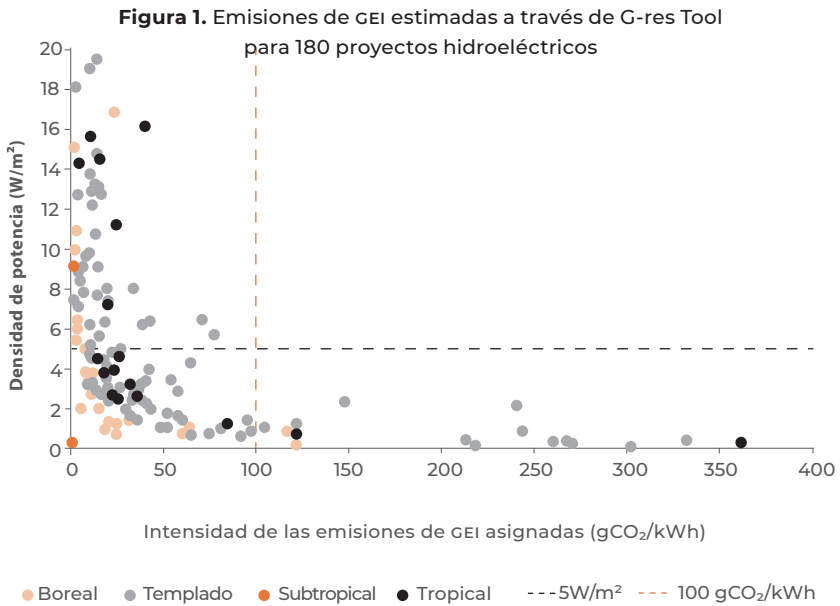
En un informe del Banco Mundial (2017) a partir de un estudio de la Asociación Internacional Hidroeléctrica (IHA, por sus siglas en inglés) en conjunto con la UNESCO sobre la emisión de gases de efecto invernadero (GEI), se identificó la relación entre las emisiones y la densidad de potencia en 180 proyectos hidroeléctricos con capacidades instaladas

¹ El gasto Q está sujeto a diversos factores, como la hidrometría, la climatología, la naturaleza del terreno y la cubierta vegetal. La carga hidráulica H es el diferencial entre el nivel del embalse y el nivel de la obra de toma, y se mide en metros.

La potencia media o capacidad instalada en MW de la central se define a partir del gasto Q (en m^3/s) por la carga hidráulica H (en m), por la eficiencia total de la planta (75% a 90%), por el peso específico del agua y la aceleración de la gravedad.

La generación media anual (GMA) se expresa en GWh/año. Se define como la potencia por el número de horas de operación en un año y está definida por el factor de planta (FP), con base en el cual, cuando es cercano a uno, se considera que la central trabaja en base, o firme, es decir, las 24 horas del día y los 365 días del año; también se puede estimar en función del valor regional de las centrales.

de 1.2 a 2 735 MW y áreas desde 1.4 a 5 400 km². Los resultados permitieron identificar que los proyectos hidroeléctricos por debajo de 5 W/m² tienen perfiles de emisión inferior a 100g CO₂ eq/kWh (figura 1). Asimismo, todos los embalses maduros –mayores de dos años a partir de su llenado– no continúan produciendo la misma proporción de GEI, la cual es considerablemente más baja que la de otras fuentes de generación fósil (figura 2).



Fuente: Banco Mundial (2017).

CLASIFICACIÓN DE LOS ESQUEMAS DE APROVECHAMIENTO DE LAS PEQUEÑAS CENTRALES

Entre los principales tipos de aprovechamiento hidroeléctrico se encuentran: 1) desviar el agua de un cauce y conducirla hasta un sitio

adecuado para bajar bruscamente hasta la turbina y después bajar a la casa de máquinas y el generador, y 2) construir una presa en un lugar adecuado del cauce natural para generar un almacenamiento de agua y elevar así el nivel hasta obtener una carga hidráulica utilizable (Domínguez 1980). Hasta el momento está más extendido el uso de las centrales hidroeléctricas tradicionales –que corresponden en su desarrollo y explotación al siglo xx–, aunque desde inicios del siglo xxi han surgido algunas innovaciones que se conocen como centrales *hidrocinéticas* o centrales *a filo del agua*, las cuales no requieren un embalse ni un desvío, pues se aprovecha el caudal que transita en los cauces y sólo se instalan turbinas que funcionan mediante la fuerza cinética del agua.

ESTADO ACTUAL DE LA HIDROELECTRICIDAD

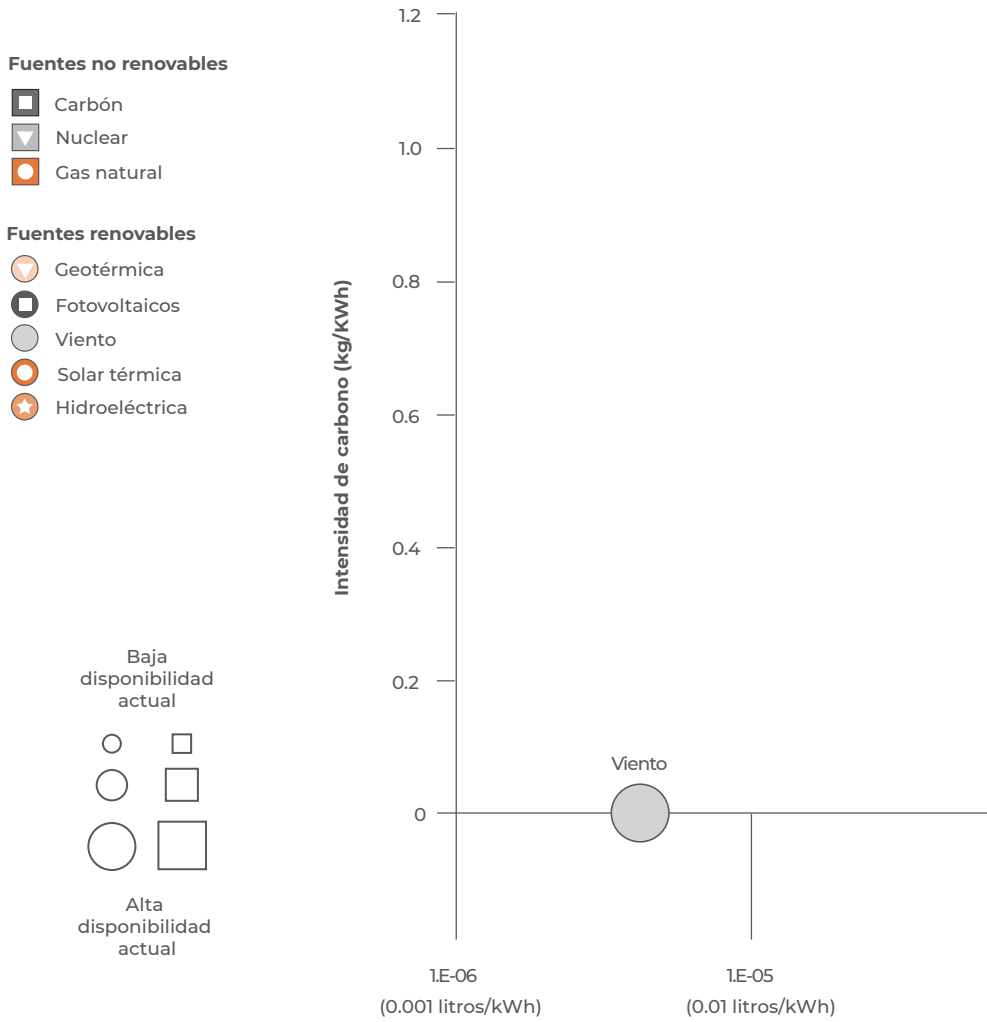
De acuerdo con el *Reporte del estado del sector mundial de la hidroelectricidad* (IHA 2020), en 2019 se tuvo una capacidad instalada de 1 308 GW (1.2% más que en 2018), lo que significa un incremento de 15.6 GW adicionales de capacidad. En el top 10 mundial de 2019 de las centrales hidroeléctricas (IHA 2020) con mayor capacidad instalada destacan (figura 3): China (29.2%), Brasil (8.9%), Estados Unidos (8.4%), Canadá (6.7%), India (4.1%), Japón (4.1%), Rusia (4.1%), Noruega (2.7%), Turquía (2.3%) y Francia (2.1%).

CAPACIDAD Y GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA EN MÉXICO

En México, de acuerdo con el *Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (Prodesen) 2021*, en ese año se tuvo una capacidad instalada de hidroeléctricas de 12 614 MW (Sener 2021), que corresponde a 14% del *mix* energético nacional. En 2020 la generación fue de 26 816 GWh, correspondiente a 9% de la matriz energética.

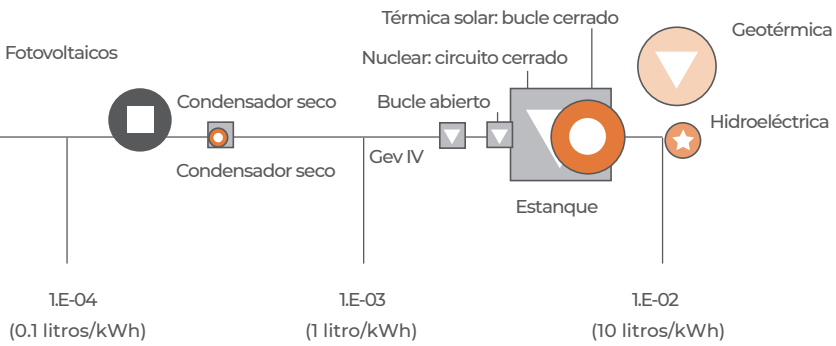
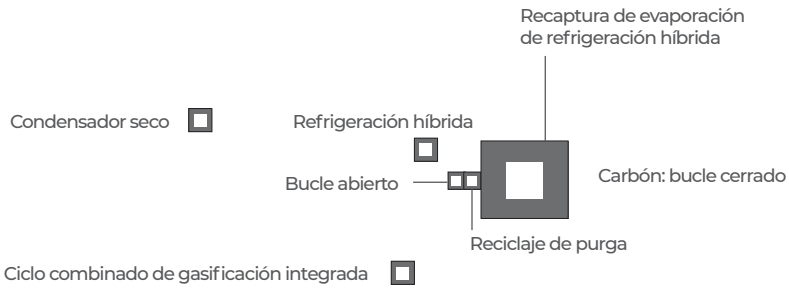
De acuerdo con el *Inventario de energías renovables* (Sener 2017), en el presente se identifican 101 presas de generación actual, tanto de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) como de privados; por su

Figura 2. Intensidad de carbono e indicadores de huella de agua en la producción de energía por fuente



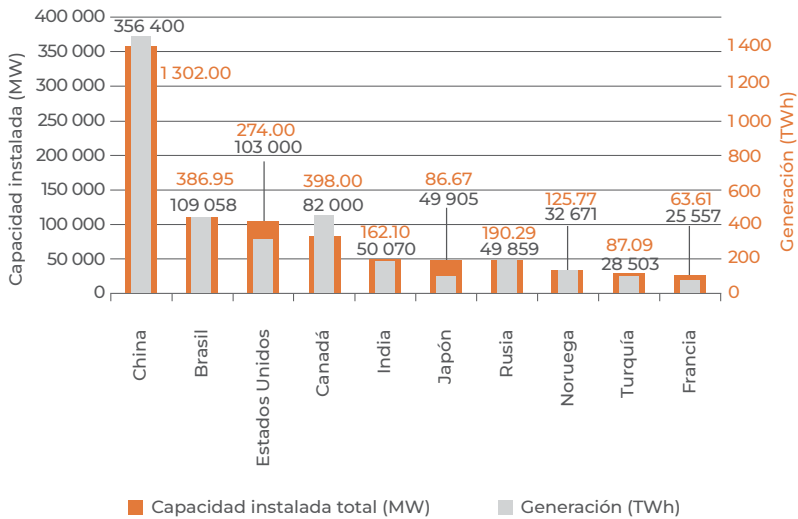
Fuente: UNESCO (2020).

ENERGÍA HIDROELÉCTRICA DE PEQUEÑA ESCALA SOCIAL Y AMBIENTALMENTE SUSTENTABLE



capacidad instalada, éstas se dividen en grandes –mayores a 30 MW– y pequeñas –menores a 30 MW–, y abarcan de una a ocho unidades de generación. Sin embargo, el grupo de generación hidroeléctrica con capacidad de regulación, que representa 80.1% del total en operación, está integrado por 12 grandes centrales hidroeléctricas: Angostura (Chiapas), Chicoasén (Chiapas), Malpaso (Chiapas), Peñitas (Chiapas), Caracol (Guerrero), Infiernillo (Michoacán), Villita (Michoacán), Temazcal (Oaxaca), El Cajón (Nayarit), Aguamilpa (Nayarit), La Yesca (Jalisco) y Zimapán (Hidalgo).

Figura 3. Top 10 de capacidad instalada y generación mundial en hidroelectricidad



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

RETOS AL DESARROLLO HIDROELÉCTRICO EN MÉXICO

En la actualidad, el desarrollo de las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) afronta retos de diferentes órdenes que tienen que ver con cinco aspectos principales:

- *Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)*. El modelo energético actual promueve la competitividad económica, lo que sin embargo no es posible frente a otras tecnologías limpias renovables –eólica y solar– debido a sus bajos precios y menores tiempos de construcción. En las PCH se tiene un bajo nivel de ingresos por capacidad instalada, así como en el diferencial en precios de generación de base y punta, lo que genera incertidumbre en los precios futuros de comercialización de la energía eléctrica. Asimismo, se requiere una mayor inversión por MW y no se tiene cobertura ni capacidad instalada en las redes eléctricas de algunas áreas con alto potencial.
- *Aspectos ambientales*. Para que los proyectos sean sustentables es necesario que los estudios de identificación de potencial hidroeléctrico en las distintas etapas de su desarrollo cumplan con estándares internacionales como los propuestos dentro del *Protocolo de sustentabilidad para hidroeléctricas (IHA 2022)* –disponible en línea mediante el enlace incluido en el apartado de “Referencias” de este capítulo. Aunque se han desarrollado y cumplido algunos de estos estándares, entre otros requerimientos de organismos internacionales como los del Banco Mundial y su Corporación Financiera Internacional para grandes proyectos como Aguamilpa y Zimapán (CFI 2012; BM 2022), sólo se ha cumplido de forma parcial con aspectos ambientales y sociales, y sigue sin abordarse el establecimiento de indemnizaciones.
- *Aspectos sociales*. El desarrollo de las PCH debe incluir la participación social de los posibles beneficiarios mediante mecanismos transparentes y representativos que consideren las legítimas demandas de la población y garanticen los derechos de ésta a la información y a la consulta libre, previa e informada.
- *Retos científicos y tecnológicos*. Principalmente se requiere desarrollar la industria nacional de turbomáquinas para pequeñas centrales, lo que permitiría disminuir los costos. Hay elevados

costos en las redes de transporte o distribución para cubrir zonas con potencial hidroeléctrico. No se cuenta con un inventario del potencial hidroeléctrico aprovechable –pequeña, mini y microgeneración– en cauces naturales, a partir del cual se debería planear la modernización y repotenciación de centrales existentes, así como el almacenamiento por bombeo.

- *Inversión, financiamiento y políticas públicas.* Se requiere de sistemas fiscales *feed-in tariff* (FIT), esenciales para atraer inversiones financieras. Son asimismo necesarias políticas concretas diseñadas específicamente para el desarrollo de la PCH. Por otro lado, hay que aclarar que no se invierte en estudios de factibilidad que no tienen certeza de obtención de permisos de explotación, lo que repercute en escasos financiamientos acordes al ciclo de vida de las centrales hidroeléctricas. Además, es importante ajustar las políticas de restricción del uso del agua para fomentar la generación de pequeña escala.

POSIBILIDADES DE DESARROLLO HIDROELÉCTRICO SOCIAL Y AMBIENTALMENTE SUSTENTABLE MEDIANTE PROYECTOS DE PEQUEÑA ESCALA

Desde 2016, el Instituto Mexicano de Tecnología del Agua (IMTA) y el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL) han realizado diversas reuniones de análisis para identificar las posibilidades de desarrollo en la generación hidroeléctrica de México. En la actualidad, ambas instituciones, junto con la Asociación Mexicana de Energía Hidroeléctrica (Amexhidro) y el Instituto para las Pequeñas Centrales en China (ICSHP, por sus siglas en inglés), desarrollan el proyecto Cooperación Internacional entre México y la República Popular de China para la Investigación en la Planificación y Desarrollo de Centrales Hidroeléctricas de Energía Renovable Ambiental y Socialmente Sustentables. El objetivo de este programa es identificar posibles líneas de acción y de estrategias

que propicien las condiciones para el desarrollo de este sector, así como los beneficios que resultan de ello, integrando los problemas del agua y la energía para la formulación de políticas que consideren de forma adecuada los riesgos del agua, tanto en la evaluación de proyectos hídricos y planes de energía como en los planes hidrológicos de las diversas cuencas.

En México hay más de 500 mil viviendas sin electricidad –principalmente en comunidades indígenas y rurales–, en las que con un manejo social adecuado se puede generar desarrollo local, por lo que el proyecto hidroeléctrico sería una contribución para mejorar las condiciones de vida en las diversas regiones y con beneficios locales claros. De manera adicional, el uso del caudal ambiental brinda ventajas a las minihidroeléctricas al proveer electricidad a las localidades que se encuentran alejadas de las líneas de transmisión. Las hidroeléctricas manejan factores de planta del orden de 30% a 50%, con tiempos de vida útil de 50 años. Además, la hidroelectricidad ofrece la posibilidad de propiciar mejoras productivas en las zonas de riego mediante el aprovechamiento y la reconversión de la infraestructura hidráulica en dichas zonas.

A continuación, se identifican cuatro esquemas de aprovechamiento que son no sólo viables, sino sustentables en términos sociales y ambientales.

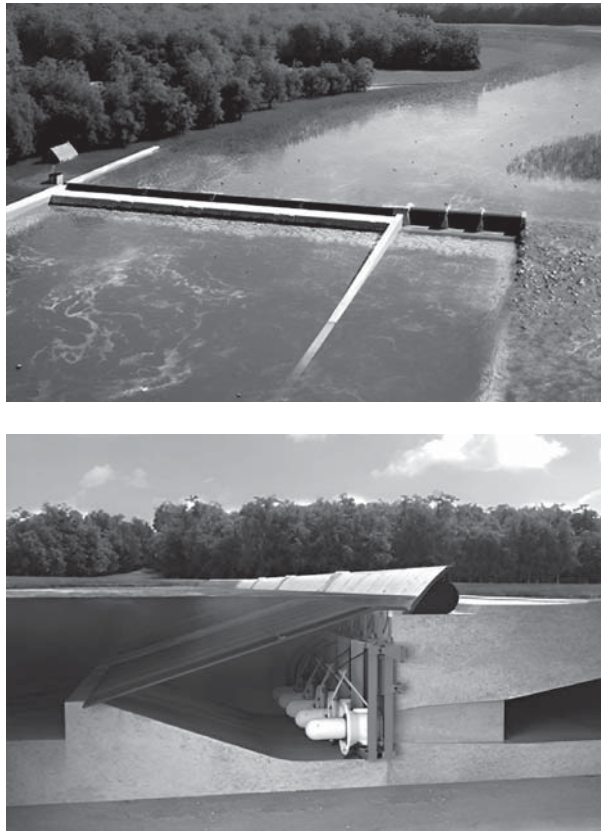
MINIHIDROELÉCTRICAS A FILO DE AGUA (HIDROCINÉTICAS)

Se refiere al estudio de nuevas centrales de generación hidroeléctrica con límite de capacidad menor o igual a 10 MW. En diversas zonas del país la construcción de centrales minihidroeléctricas puede ser la mejor opción, e incluso la única, de generación eléctrica. Su impacto ambiental es casi inexistente comparadas con las grandes centrales. Estas centrales no cuentan con un lugar de almacenamiento del agua, por lo que aprovechan la energía del flujo de agua “al momento”, dando como resultado la generación de más o menos electricidad de acuerdo con el caudal disponible.

Se puede generar electricidad mediante turbinas hidrocinéticas a filo de corriente o a filo del agua (figura 4). En México aún no se ha

implementado este tipo de proyectos. Sin embargo, existe un potencial hidroeléctrico notable en las zonas sur-sureste y Pacífico norte: los estados de Chiapas, Tabasco, Oaxaca y Veracruz representan el mayor potencial y es donde se han construido grandes centrales; no obstante, hay cuencas que se pueden aprovechar con desarrollos dentro de este esquema, pero que requieren ser evaluados.

Figura 4. Minihidroeléctrica a filo del agua y turbinas hidrocinéticas



Fuente: VOITH (<https://voith.com>).

MODERNIZACIÓN DE CENTRALES QUE CUMPLIERON SU VIDA ÚTIL: POTENCIAL

La vida útil de muchas instalaciones puede superar los 100 años, y es usual contar con equipos con bajas eficiencias de operación, ya sea por su diseño original o por las pérdidas acumuladas durante su vida de servicio. Por estos motivos, se puede trabajar en la modernización de lo ya construido, lo que implica diversos estudios topográficos y topobatiométricos que permitan definir las capacidades actuales de almacenamiento y descarga al detectar si se tienen ya efectos de azolvamiento; después, se realiza una evaluación de los componentes mecánicos que se requieren y de sus instalaciones auxiliares; tras lo anterior, se hace un nuevo estudio hidroenergético con la revisión hidráulica e hidrológica de la cuenca y la presa actual para obtener la generación real en un horizonte de 30 a 50 años y, por tanto, la capacidad de almacenamiento y descarga; y, por último, se concluye con una revisión de la rentabilidad de la modernización –costos y beneficios– orientada a obtener una serie de alternativas.

En un estudio (Palacios *et al.* 2018) se identificó que, de las 101 presas de generación actual, hay 54 presas mayores a 50 años de operación, y 43 de ellas son menores a 30 megavatios.

EQUIPAMIENTO EN PRESAS DE RIEGO

Consiste en aprovechar la infraestructura hidráulica existente en el país utilizando obras que no tienen aprovechamiento de energía eléctrica, pero que son susceptibles de tenerlo considerando la operación del agua para riego. El Sistema de Seguridad de Presas (Sisp) de la Comisión Nacional del Agua (Conagua) cuenta con información de 5 828 estructuras hidráulicas –presas, bordos, derivadoras, centrales de generación, para uso de riego o agua potable, entre otras–; de ellas, 822 corresponden a presas de control de avenidas y 2 740 a presas de almacenamiento y

derivadoras. Se ha identificado un potencial de generación en 362 presas con estas características (mapas 1,2 y 3) en los rangos de pequeña generación –menor a 30 MW–, lo que suma un potencial instalable de entre 484.41 MW y 1 697 GWh de generación anual (Palacios *et al.* 2018).

Mapa 1. Infraestructura existente con potencial de 5 a 30 megavatios



**Infraestructura hidráulica existente
(Pequeñas centrales)**

- | | |
|------------------------------------|-------------------------------|
| 1. Cajón de Peñas | 14. Picachos |
| 2. Francisco Zarco | 15. Basillo Vadillo |
| 3. Lázaro Cárdenas | 16. Valle de Bravo |
| 4. Solís | 17. Javier Rojo Gómez |
| 5. Amata | 18. Guadalupe |
| 6. Josefa Ortiz de Domínguez | 19. Ing. Rodolfo Félix Valdés |
| 7. Corazón de María | 20. Villa Hidalgo |
| 8. Internacional Anzaldúas | 21. Manuel Ávila Camacho |
| 9. Ing. Aurelio Benassini Vizcaíno | 22. El Centenario |
| 10. Francisco I. Madero | 23. Ing. Luis L. León |
| 11. Presidente Benito Juárez | 24. El Jacoqui |
| 13. Laguna Colorada | 25. Endhó |

Fuente: Palacios *et al.* (2018).

Mapa 2. Infraestructura existente con potencial de 1 a 5 megavatios



Fuente: Palacios et al. (2018).

Mapa 3. Infraestructura existente con potencial menor a 1 megavatio



Fuente: Palacios et al. (2018).

MINIHIDROELÉCTRICAS EN CANALES DE RIEGO

De acuerdo con las *Estadísticas del agua en México* (Conagua 2019), en el país hay 86 distritos de riego (DR) y 40 000 unidades de riego (UR), que suman 6.5 millones de hectáreas –el equivalente a 67 263.7 hm³–, donde 63.4% proviene de fuentes superficiales y 36.6% de fuentes subterráneas. En 2018 el uso agrícola equivalió al 75.7% del total de volúmenes concesionados consuntivos. Dicho porcentaje es conducido principalmente por canales con los que es posible generar energía hidroeléctrica (figura 5). A su vez, se identifican 52 distritos de riego en los que existe al menos un punto para generar energía hidroeléctrica (Palacios *et al.* 2019). La ventaja de estos proyectos es que la infraestructura civil ya fue construida, los problemas sociales ya fueron resueltos, no se tienen mayores impactos ambientales y se pueden promover de acuerdo con el modelo energético actual en esquemas llamados de “microrred” o “generación distribuida” –cuando son menores a 500 kW–, donde sólo se celebran acuerdos de operación entre el generador y el suministrador. Asimismo, en estos casos la Ley de Aguas Nacionales (LAN) establece que no se requiere una “concesión” cuando no se afecta su cantidad y calidad, y cuando se tiene el propósito de generación hidroeléctrica de pequeña escala (Palacios *et al.* 2021).

Figura 5. Sitio con potencial microhidroeléctrico en el Distrito de Riego (DR) 014 de San Luis Río Colorado

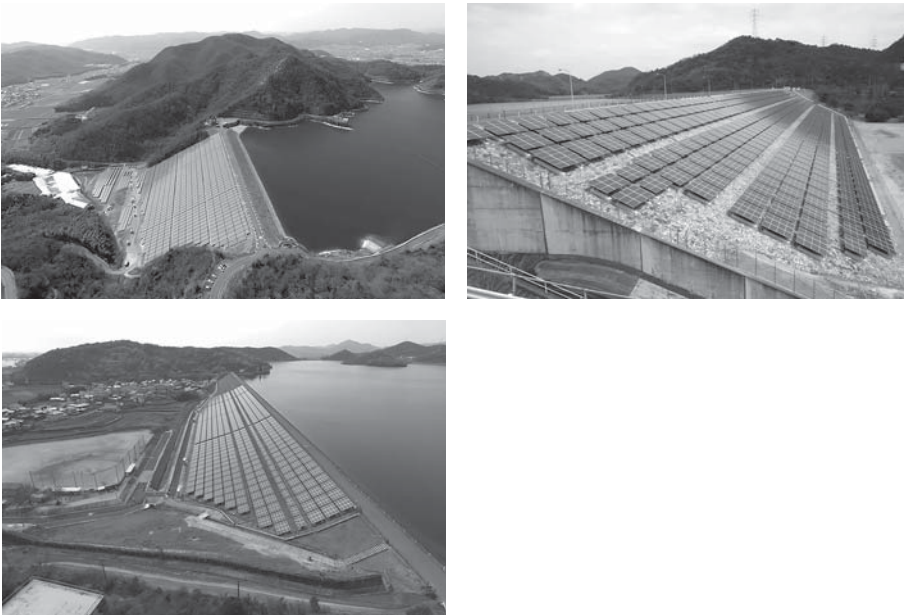


Fuente: Palacios *et al.* (2019).

PROYECTOS HÍBRIDOS SOLAR-HIDROELÉCTRICOS

Los sistemas híbridos pueden ser definidos como la asociación de dos o más fuentes de generación de energía para una determinada carga, ya sea aislada o integrada al sistema. En este sentido, se pueden instalar sistemas fotovoltaicos en presas y centrales hidroeléctricas. Este tipo de aprovechamientos se da en Japón: en 2014, en las presas de Kotani, Gongen y Heiso (figura 6), para la instalación de sistemas fotovoltaicos, y en 2018 la planta fotovoltaica flotante más grande del mundo en la presa Yamakura con 13.7 MW. A nivel global, hay más de 70 plantas con sistemas fotovoltaicos flotantes, es decir, en el espejo del agua del embalse. En el mundo hay 93 MW de capacidad instalada, tanto en Japón como en China (Baltazar 2018).

Figura 6. Presas Kotani, Gongen y Heiso con sistemas fotovoltaicos en cortinas



Fuente: Baltazar (2018).

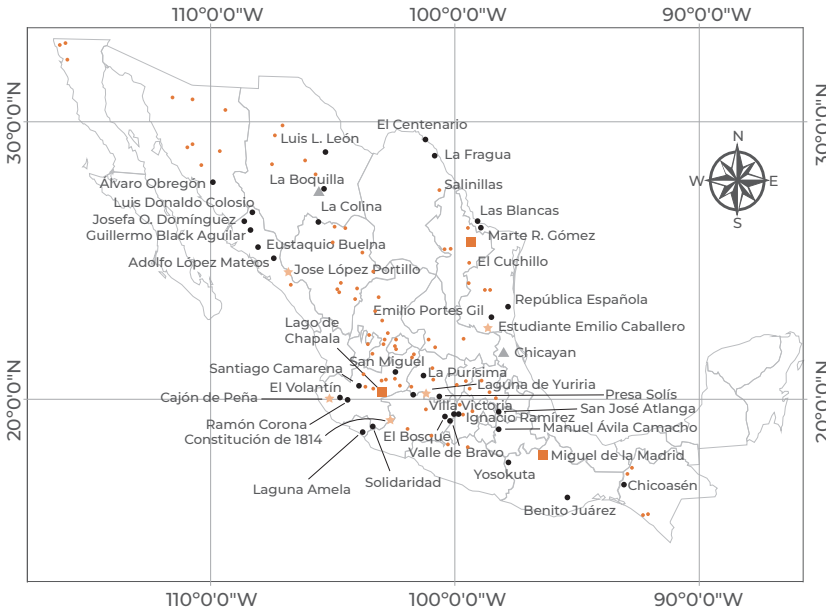
México, debido a sus condiciones geográficas y climáticas, se encuentra entre los países con mayor potencial solar, ya que recibe hasta un 70% más de irradiación en comparación con otros países (véase capítulo 2.1). Al mismo tiempo, las presas representan un gran potencial para la generación de energía eléctrica mediante la instalación de sistemas fotovoltaicos, tanto sobre la superficie aguas abajo de la cortina como en el espejo de agua de los embalses. Ésos son los sitios que ofrecen protección a los equipos ante un posible robo o daño, además de que cuentan con las líneas que realizan la transmisión eléctrica mediante la red existente. Asimismo, las presas cuentan con superficies de gran extensión y condiciones de instalación adecuadas para la generación de energía eléctrica.

En un estudio reciente (Baltazar 2018), se calculó en el territorio nacional un potencial de generación híbrida en 1 600 cortinas de capacidad instalada de 1 730 MW y una generación anual de 3 793.3 GWh. Asimismo, en la superficie del espejo de agua de 180 embalses se identificó un potencial para instalar una capacidad de 18 422 MW y una generación anual de 40 346 GWh. Esto último, considerando que las 180 presas alojan 80% del almacenamiento nacional (150 000 hm³) y que cuentan con información de niveles diarios de la superficie libre del agua; por otra parte, en el rango superior a 100 GWh, se identificaron 45 embalses (mapa 4) cuyo potencial suma 16 914 MW de capacidad instalable y 37 042 GWh de generación media anual.

CONSIDERACIONES PARA EL DESARROLLO DE PEQUEÑAS CENTRALES SOCIAL Y AMBIENTALMENTE SUSTENTABLES

Ahora bien, ¿qué se requiere para diseñar una estrategia de desarrollo de PCH que sea social y ambientalmente sustentable? Desde la experiencia del IMTA, y en concordancia con otra experiencia en América Latina, consideramos que deben priorizarse los siguientes aspectos.

Mapa 4. Embalses de presas con potencial de generación híbrida mayor o igual a 100 GWh



Simbología

Potencial de generación GWh

- 0.000000 - 100.000 000
- 100.000000 - 500.000 000
- ★ 500.000000 - 1000.000 000
- ▲ 1000.000 000 - 1500.000 000
- 1500.000 000 - 17913.475 177

Fuente: Baltazar (2018).

ASPECTOS JURÍDICOS

La normatividad en materia hídrica, de saneamiento y ambiental de nuestro país no considera de manera específica los criterios para la construcción y desarrollo de las PCH, lo que dificulta el planteamiento de un esquema de desarrollo de dichas centrales. Sin embargo, hay

compromisos internacionales firmados por el país, como el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) 6 y 7, que se refieren a mejorar el acceso al agua y al saneamiento, así como a contar con energía asequible y no contaminante, vinculando de esta manera el agua y la energía como medios de desarrollo económico y social. Por ello, creemos que es importante revisar el marco normativo para lograr una armonización jurídica en la materia.

En los ámbitos nacional e internacional se pueden identificar los siguientes instrumentos normativos relacionados con la explotación, uso o aprovechamiento de las aguas nacionales, y que tienen impacto en el desarrollo de PCH en México:

- *Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (CPEUM)*. En el artículo 27, párrafo sexto, establece que la explotación, el uso o aprovechamiento de las aguas nacionales se deben realizar mediante concesión por los particulares o sociedades constituidas conforme a los instrumentos normativos mexicanos aplicables y otorgadas por el Ejecutivo federal a través de la Conagua (C. Diputados 2021).
- *Ley de Aguas Nacionales (LAN)*. En el artículo 120 de su reglamento define a la generación de energía hidroeléctrica en pequeña escala como la “que realizan personas físicas o personas morales aprovechando las corrientes de ríos y canales, sin desviar las aguas ni afectar su cantidad ni calidad, y cuya capacidad de generación no exceda de 30 MW” (C. Diputados 2014). Pese a ello, dicha ley no prevé la definición del concepto “uso no consuntivo” de las aguas nacionales, por lo que es importante llevar a cabo la armonización jurídica de dicho concepto en la LAN, ya que las PCH en México usan las aguas nacionales en forma no consuntiva. Por tanto, al tratarse de las PCH, esta disposición parecería ser contradictoria e inconstitucional. Por esta razón, consideramos que adecuar el marco normativo representa una oportunidad de mejora que puede permitir a los generadores de hidroelectricidad a pequeña

escala contar con una concesión que les dé certeza jurídica, toda vez que estarían cumpliendo con lo que mandata la CPEUM. Otro aspecto relevante que debemos destacar en relación con la LAN es que ésta no prevé –entre otras facultades de la Conagua– la elaboración de programas especiales orientados a dotar de agua para la generación de energía eléctrica, lo que representa un vacío importante que debe ser subsanado.

- *Ley de la Industria Eléctrica (LIE)*. El artículo 3, fracción XXII, inciso “h” (C. Diputados 2022), define como energías limpias aquellas fuentes de energía y procesos de generación de electricidad cuyas emisiones o residuos, cuando los haya, no rebasen los umbrales establecidos en las disposiciones reglamentarias que para tal efecto se expidan. Entre las energías limpias se consideran las que son producidas por centrales hidroeléctricas. Con base en lo señalado en la LIE, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) establece que la energía no es limpia cuando sobrepasa los 30 MW y cuando no cumple el criterio de 10 W/m² que está establecido en la Ley de Transición Energética, por lo que se propone recurrir a este apartado de la LIE para demostrar que las PCH pueden ser definidas como energías limpias por estar dentro del rango de 30 MW, de acuerdo con revisiones referentes a GEI por organismos internacionales como la Asociación Internacional Hidroeléctrica.

ASPECTOS AMBIENTALES

Las repercusiones ambientales de las diversas obras de infraestructura hidráulica es otro de los temas relevantes para el desarrollo de PCH. En México, su evaluación comienza en la Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos (SARH) en la década de 1970 con la emisión de guías y manuales específicos de la Comisión del Plan Nacional Hidráulico (SARH 1977 y 1981), que incorporan aspectos reconocidos por

la Ley de Protección Ambiental de Estados Unidos de 1970, aunque sin especificaciones para las pequeñas centrales.

En México, la Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección Ambiental (LGEEPA) de 1988 y su reglamento (RLGEEPA-EIA 2000) definen la evaluación del impacto ambiental (EIA) como el procedimiento a través del cual la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (Semarnat) “establece las condiciones a que se sujetará la realización de obras y actividades que puedan causar desequilibrio ecológico o rebasar los límites y condiciones establecidas en las disposiciones aplicables para proteger el ambiente y preservar y restaurar los ecosistemas, a fin de evitar o reducir al mínimo sus efectos negativos sobre el ambiente” (LGEEPA 1988, artículo 28). A partir de la formalización del procedimiento de EIA, se señalan sus pasos, actividades y plazos, así como los trámites y documentos asociados que son necesarios para obtener la autorización de los proyectos. En el RLGEEYPA-EIA se indica que las obras de almacenamiento menores a 1 Mm³ pueden exentar el procedimiento de EIA, siempre y cuando no se ubiquen en zonas forestales o áreas naturales protegidas.

En la LGEEPA y en su reglamento también se determina qué ampliaciones, modificaciones, sustituciones de infraestructura, rehabilitación y mantenimiento de obras hidráulicas que estén en operación no requerirán de autorización en materia de impacto ambiental si se demuestra que no causarán desequilibrios ecológicos, ni rebasarán los límites y las condiciones establecidos en las disposiciones jurídicas relativas a la protección del ambiente y preservación y restauración de los ecosistemas, además de cumplir con las siguientes condiciones: 1) contar con la autorización respectiva o cuando no se hubiere requerido de ésta; 2) que las acciones por realizar no tengan relación alguna con el proceso de producción que generó dicha autorización, y 3) que dichas acciones no impliquen incremento alguno en el nivel de consecuencias o riesgo ambiental por su ubicación, dimensiones, características o alcances.

Sin embargo, los promoventes deberán dar aviso a la Semarnat de las acciones que pretendan realizar para que ésta, dentro del plazo de 10 días,

determine si es necesaria la presentación de una manifestación de impacto ambiental (MIA), o si las acciones no requieren ser evaluadas y, por tanto, pueden realizarse sin contar con autorización.

El requerimiento de informe preventivo, que implica una menor complejidad en la recopilación y análisis de la información, requiere que los proyectos de PCH se limiten a los términos de un plan, programa sectorial u ordenamiento territorial autorizado por la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA), y que sus impactos estén normados por los instrumentos regulatorios. La respuesta puede ser afirmativa si se cumplen las condiciones señaladas o bien puede requerirse una manifestación de impacto ambiental.

Los proyectos están obligados a presentar una MIA cuando se trate de:

presas de almacenamiento, derivadoras y de control de avenidas con capacidad mayor de 1 millón de metros cúbicos, jagüeyes y otras obras para la captación de aguas pluviales, canales y cárcamos de bombeo, con excepción de aquellas que se ubiquen fuera de ecosistemas frágiles, Áreas Naturales Protegidas y regiones consideradas prioritarias por su biodiversidad e impliquen la inundación o remoción de vegetación arbórea o de asentamientos humanos, la afectación del hábitat de especies incluidas en alguna categoría de protección, el desabasto de agua a las comunidades aledañas, o la limitación al libre tránsito de poblaciones naturales, locales o migratorias (véanse reformas del 31/10/2014 al RLGEPA, capítulo II, artículo 5º; RLGEYPA-EIA 2000).

Por la magnitud y tecnologías de las pequeñas centrales, podrán necesitarse en la mayoría de los casos: solicitud de exenciones al procedimiento –miniproyectos a hilo de corriente con autorizaciones de asignación de agua, uso de suelo, construcción, etc.– o bien informes preventivos –considerando que se obtendrán las autorizaciones señaladas y que las actividades están normadas, o el proyecto se ha considerado dentro de un plan regional o sectorial previamente autorizado por la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental.

De ser necesaria una MIA en particular para evaluar un sitio y su área de influencia, será necesario integrar los capítulos que se indican en la tabla 1. La información solicitada tendrá un mayor alcance cuando se trate de proyectos en cascada que contengan embalses, incluida una MIA regional. En todos los casos, la Semarnat indica los trámites, montos, documentación y plazos necesarios para la gestión.

La autorización de las pequeñas centrales o minicentrales en general se emite condicionada al cumplimiento de los requerimientos que se marcan en el oficio resolutivo. Estas condicionantes se hallan sujetas a verificación de cumplimiento, por ejemplo, de las superficies declaradas de reforestación, o con límites de ruido o descargas, etc., por la Procuraduría de Protección al Ambiente (Profepa).

El plazo para obtener el resolutivo puede ser un mínimo de 40 y un máximo de 180 días o más, de acuerdo con la modalidad de la MIA (particular o regional); puede depender también de que se ingrese información adicional, de que se lleve a cabo una audiencia pública o de que se solicite una suspensión o extensión del plazo.

Si bien muchos de estos impactos propiciados por las grandes centrales hidroeléctricas son ampliamente conocidos, sería importante caracterizar los impactos específicos que puedan ser atribuibles a las PCH, ya que éstas son diferentes y de menor escala. Incorporar en la legislación ambiental esta caracterización y diferenciación para este tipo de proyectos sería un avance importante que permitiría orientar de forma adecuada una estrategia dirigida a desarrollar las PCH en México.

A nivel internacional, diversos países —entre ellos los europeos— están desarrollando estrategias e indicadores para apoyar el desarrollo de las PCH en sus países y, en otros, como Ecuador, Bolivia y Colombia en América Latina, dentro del programa Soluciones para la Hidroelectricidad (HYPOSO 2022). Dos de sus principales objetivos son promover las hidroeléctricas como energía sustentable y la electrificación rural. En este sentido, y en colaboración con la República Popular de China, se han tenido numerosas experiencias con los beneficios

rurales y estas tecnologías, durante muchos años, además de contar con indicadores de sustentabilidad nacionales, destacan también los ambientales y sociales (Shiji *et al.* 2021).

Tabla 1. Capítulos de la manifestación de impacto ambiental e información que deben contener

-
- I. Datos generales del proyecto, del promovente y del responsable del estudio de impacto ambiental (incluyendo comprobantes legales).
 - II. Descripción del proyecto: naturaleza, programa de obras y actividades, usos de suelo, disponibilidad de agua, concesión o asignación del volumen requerido, autorizaciones para la utilización de recursos naturales (bancos de materiales), requerimientos de materiales y mano de obra; generación de residuos, descargas de aguas residuales, inversión y buenas prácticas.
 - III. Vinculación a los ordenamientos jurídicos aplicables en materia ambiental y, en su caso, a la regulación sobre uso de suelo.
 - IV. Descripción del sistema ambiental y señalamiento de la problemática ambiental detectada en el área de influencia del proyecto; sobre todo de los indicadores o parámetros que se verían modificados por el proyecto.
 - V. Identificación, descripción y evaluación de los impactos ambientales.
 - VI. Medidas preventivas y de mitigación de los impactos ambientales.
 - VII. Pronósticos ambientales y, en su caso, evaluación de alternativas, considerando los indicadores o parámetros asociados al proyecto que se verán impactados significativamente.
 - VIII. Identificación de los instrumentos metodológicos y elementos técnicos que sustentan la manifestación de impacto ambiental.
-

Fuente: Elaboración propia con base en el artículo 12 del RLGEPA.

ASPECTOS SOCIALES

Una preocupación que siempre ha habido de parte de autoridades y empresas es la posibilidad de conflicto que la construcción de obras pueda generar en las zonas en que se proyectan, debido a que la población pueda sentirse afectada en su territorio, sus recursos o su cultura. La construcción de presas genera un rechazo casi automático en las localidades aledañas a las zonas donde se proyectan, sin importar si los embalses generan beneficios directos o indirectos a la población. En las últimas décadas, ha aumentado el rechazo hacia la construcción de presas –en particular de hidroeléctricas– y ha surgido una verdadera resistencia social.

Hasta el momento no hay evidencia empírica de que las PCH generen impactos sociales negativos y, pese a las bondades mostradas en experiencias de este tipo de centrales en diferentes países (Duque y Arango 2016; Hueso 2007; BIRD 2011), en México subsiste un alto riesgo de que su construcción genere un rechazo social por la asociación inmediata que se hace con las grandes centrales hidroeléctricas y los impactos negativos que éstas han provocado.

Revertir la resistencia social no es sencillo. Existen, por un lado, décadas de construcción de obras sin poner en consideración la presencia ni la opinión de las comunidades de habitantes; por otro, se ha construido una percepción social —a veces imprecisa, a veces documentada— sobre el papel de las hidroeléctricas. En este contexto social se ubican las posibilidades de desarrollar pequeños proyectos hidroeléctricos con fines multipropósito (Palacios 2018) y, además, modelos productivos que se articulen en función de las actividades propias de las zonas en que se construyan o rehabiliten, y cuya función se oriente a propiciar un uso justo y sustentable de los recursos.

En consecuencia, es necesario repensar y redefinir varios de los temas que están directamente relacionados con la aceptación o el rechazo social de las PCH y, por tanto, con los beneficios sociales que pueden derivarse de su instalación:

1. *Aplicación y cumplimiento de la normatividad en la materia.* Si bien existe normatividad en materia ambiental, hídrica o energética, su aplicación y cumplimiento no siempre se llevan a cabo o, en otros casos, no se piensa en ello específicamente para la construcción de PCH. Por tal razón, es pertinente realizar las modificaciones necesarias en la legislación correspondiente y garantizar su cumplimiento.
2. *Provisión y transparencia de información sobre proyectos hidroeléctricos.* Hacer pública la información básica de la construcción o rehabilitación de proyectos hidroeléctricos es fundamental para garantizar el derecho a la información; su provisión y apertura

hacia las partes interesadas garantiza transparencia y puede incidir de forma positiva en el rechazo social hacia estas obras.

3. *Cumplimiento de consultas.* Las consultas libres, previas e informadas son un mecanismo que existe en diversos ordenamientos legales nacionales y acuerdos internacionales.² Sin embargo, no siempre se llevan a cabo en tiempo y forma, son obviadas por diferentes razones, o se consideran sólo un requisito administrativo. Pensar y hacer este tipo de consultas de manera adecuada garantiza un derecho fundamental de las comunidades, legitima las obras y disminuye el riesgo de un conflicto social.
4. *Participación social de las localidades.* En concordancia con el punto anterior, la participación de la población también resulta relevante, pues si bien la consulta debería ser una condición indispensable para la construcción de PCH, también lo deben ser la afluencia, cantidad y calidad de quienes participan en un ejercicio de esta naturaleza, pues el rechazo o la aceptación de una obra hidroeléctrica debe sustentarse justamente en la participación de los posibles beneficiarios.
5. *Cumplimiento y avance de compromisos contraídos.* En muchas ocasiones, los gobiernos prometen a las comunidades la construcción de diferentes servicios de infraestructura que suelen ofrecerse como compensación por aceptar la construcción de una presa en su territorio, generando con ello altas expectativas en las comunidades y, sin embargo, el incumplimiento de tales promesas o su cumplimiento deficiente se vuelve otra fuente de conflictos. Por ello, cuando hay acuerdos entre las partes interesadas, resulta pertinente que éstos puedan evaluarse para ponderar su avance y orientar actividades que garanticen su cumplimiento.

² Las consultas deben ser previas, libres, informadas y culturalmente adecuadas, de acuerdo con el Convenio 169 de la OIT firmado y ratificado por México.

Los instrumentos programáticos o normativos que orientan la participación social y la consulta entre los habitantes de las localidades presentan algunas limitaciones que pueden resolverse en lo fundamental con voluntad política para así lograr su adecuada aplicación, con disposición de las autoridades a eliminar problemas en los procesos constructivos de obras como las PCH, y garantizando el derecho que tienen las localidades a la información, la consulta y la participación.

CONCLUSIONES

La hidroelectricidad de pequeña escala es una opción viable social y ambientalmente que puede ser desarrollada mediante diversos esquemas de aprovechamiento, considerando el potencial de desarrollo en México. Éstos son: 1) minihidroeléctricas con embalse y a filo del agua; 2) equipamiento en presas de riego; 3) modernización y repotenciación de centrales que ya cumplieron su vida útil; 4) minihidroeléctricas en canales de riego, y 5) sistemas híbridos solar-hidroeléctricos. Por ello se necesita, entre otras cosas, lo siguiente:

- Que la normatividad sea clara y precisa en cuanto a la construcción de PCH, garantizar la transparencia durante el desarrollo de los proyectos, integrar las consultas sociales para una mejor participación común y, finalmente, dar cumplimiento a los acuerdos establecidos en el marco del proyecto para brindar una certeza jurídica y posibilidades de financiamiento.
- Impulsar buenas prácticas sociales y ambientalmente sustentables como la atención integral del cumplimiento normativo de la evaluación de impacto ambiental (EIA), en consideración a las preocupaciones locales, las compensaciones ambientales, la atención y vinculación tanto social como ambiental en las diversas etapas de desarrollo de estos proyectos, para mejorar el manejo de los impactos socioambientales.

- Propiciar un esfuerzo nacional de inversión pública y privada en este sector, pero con una valoración justa y adecuada para los participantes públicos o privados del mercado eléctrico, procurando que dicha inversión valore las externalidades positivas de estos proyectos, como su capacidad de regulación y potencia en los proyectos de pequeña escala con posibilidades de planeación en el corto y mediano plazo para el despacho eléctrico; de esta manera se podría impulsar la construcción de centrales.

REFERENCIAS

- Baltazar Lázaro, M.A. (2018). *Aprovechamiento de embalses y cortinas de presas para la generación de energía eléctrica* [Tesis de maestría]. <https://repositorio.unam.mx/contenidos/62600>
- Berezowsky, V.M., M.R. Domínguez, M.O. Fuentes y V. Franco (1981). *Planeación de sistemas de aprovechamiento hidroeléctrico. Manual de Diseño de Obras Civiles*. México: CFE.
- BIRD (2011). *Potencial hidroeléctrico de Antioquia. Inventario, perspectivas y estrategias*. Medellín: Banco de Iniciativas Regionales para el Desarrollo de Antioquia.
- BM (2017). *Greenhouse Gases from Reservoirs Caused by Biogeo-chemical Processes*. Water Global Practice. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/29151>
- _____ (2022). *Políticas ambientales y sociales para proyectos*. <https://www.bancomundial.org/es/projects-operations/environmental-and-social-policies>
- CFI (2012). *Normas de desempeño sobre sostenibilidad ambiental y social*. Washington: IFC-WB.
- DOF (25 de agosto de 2014). *Reglamento de la Ley de Aguas Nacionales*. Cámara de Diputados del Congreso de la Unión. México: Secretaría de Gobernación.

- _____ (28 de mayo de 2021). Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (2021). Cámara de Diputados del Congreso de la Unión. México: Secretaría de Gobernación.
- _____ (15 de noviembre de 2022). Ley de la Industria Eléctrica. Cámara de Diputados del Congreso de la Unión. México: Secretaría de Gobernación.
- Conagua (2019). *Estadísticas del agua en México 2019*. México: Conagua.
- Domínguez, M.R. (1980). Consideraciones generales. Hidrología. Hidrotecnia. En: *Manual de obras civiles*. México: CFE-Instituto de Investigaciones Eléctricas.
- Duque Grisales, E.A., y L. Arango Vásquez (2016). Alternativa de las pequeñas centrales hidroeléctricas de Antioquia en el mecanismo de desarrollo limpio. *Revista Ciencias Estratégicas*, 24(35). <https://www.redalyc.org/pdf/1513/151352655005.pdf>
- Hueso González, A. (2007). Estudio sobre el impacto social, económico y ambiental de pequeñas centrales hidroeléctricas implantadas en comunidades rurales de La Paz, Bolivia [Proyecto de grado]. La Paz, Bolivia: Universidad Mayor de San Andrés/Universidad Politécnica de Valencia.
- HYPOSO (2022). *Hydropower Solutions*. <https://www.hyposo.eu/en/home/>
- IHA (2021). *Hydropower Status Report. Sector Trends and insights*. International Hydropower Association.
- _____ (2022). *The Hydropower Sustainability Assessment Protocol*. HSAP <https://www.hydrosustainability.org/assessment-protocol>.
- _____ (s.a.). *International Hydropower Association* <https://www.hydropower.org/>
- Labadie, J.W. (1997). *Reservoir System Optimization Models*. Colorado State University.
- LGEEPA (1988). Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente. *Diario Oficial de la Federación*, 28 de enero de 1988. Última reforma publicada. DOF, 11 de abril de 2022.
- Palacios Fonseca, A., C.A. Cervantes y J. Bravo (2019). *Equipamiento de presas de riego para generación de energía hidroeléctrica* [Informe final]. México: IMTA.
- _____, C.A. Cervantes y R.A. Güitrón (2021). *Equipamiento de un canal de riego para generación de energía hidroeléctrica*. XXIX Congreso Latinoamericano de Hidráulica.

- REN21 (2022). *Renewables 2022. Global Status Report*. https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2022_Full_Report.pdf
- RLGEEYPA-EIA (2000). Reglamento de la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental. *Diario Oficial de la Federación*, 30 de mayo de 2000. Última reforma publicada, DOF, 31 de octubre de 2014.
- SARH (1977). *Impacto ambiental de las obras hidráulicas*. Comisión del Plan Nacional Hidráulico. Documento 17.
- SARH (1981). *Manual del curso sobre impacto ambiental*. Dirección General de Protección y Ordenación Ecológica.
- Sener (2017). *Inventario Nacional de Energías Renovables (INERE)*. <https://www.gob.mx/sener/articulos/inventario-nacional-de-energias-limpias>.
- _____ (2021). Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional. En: *Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (Prodesen) 2021-2035*. México: Sener.
- Shiji, C., S. Dhakal y C. Ou (2021). Greening small hydropower: A brief review. *Energy Strategy Reviews*, 36. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2021.100676>
- UNESCO (2020). *Agua y Cambio Climático. Informe Mundial de las Naciones Unidas sobre el Desarrollo de los Recursos Hídricos 2020*. <https://es.unesco.org/themes/water-security/wwap/wwdr/2020>
- WCD (2000). *Dams and Development A new frame-work for decision-making*. Londres: Earthscan.

2.6 Límites de las fuentes renovables

Luca Ferrari
Omar Masera
Sofía Ávila
José Rafael Flores Hernández

INTRODUCCIÓN

Muchos de los estudios llevados a cabo en la última década en México se han enfocado en mostrar el potencial teórico y técnico de las fuentes renovables del país o en desarrollar innovación sobre aspectos específicos de cada tecnología. Esto incluye también los estudios que han sido financiados por el Conacyt a través de los grandes proyectos del sexenio pasado, como los Centros Mexicanos de Innovación en Energía (Cemie). Como se puede apreciar en los capítulos de esta sección, resulta claro que México cuenta con un vasto abanico de recursos para ser aprovechados en el sector de las energías renovables, además de tener una capacidad técnica y oportunidades importantes para su desarrollo. No obstante, para asegurar que la transición energética hacia fuentes renovables tenga una dimensión justa y sustentable, es fundamental considerar la naturaleza intrínseca de estas fuentes y sus limitaciones para ser aprovechadas a gran escala.

La experiencia internacional muestra que hay problemas de no fácil solución si las fuentes renovables –por ser más diluidas y, en algunos

casos, no controlables— se piensan como simples sustitutos de la generación de energía de fuentes concentradas y controlables, como los combustibles fósiles (Friedemann 2021; Moriarty y Honnery 2022). A lo anterior se suma el hecho de que la infraestructura para el aprovechamiento de las energías renovables no es renovable —necesita ser reconstruida periódicamente con fuentes de energía fósil y materiales que casi no se reciclan— (Valero *et al.* 2021), y se suma también el hecho de que hay una interrelación entre combustibles fósiles y el ecosistema industrial globalizado que permite la construcción de la infraestructura renovable. Asimismo, los actuales planes de transición energética se enfocan principalmente en la producción de electricidad, una nueva forma de energía que en México sólo representa la quinta parte del consumo en el país y que, por tanto, genera retos adicionales a ser considerados con mayor detenimiento (véase capítulo 1.1).

En este capítulo se presenta un análisis de los principales límites para el despliegue de fuentes renovables que se deben considerar para impulsar una verdadera transición energética justa y sustentable en México. Como complemento, incluimos un breve análisis sobre las controversias, oportunidades y limitantes de la energía nuclear, una fuente que a pesar de no ser renovable ha tomado fuerza en los debates y las estrategias de descarbonización tanto en México como en el resto del mundo. Considerando todos estos elementos, las conclusiones sugieren algunas rutas para diseñar una estrategia de transición con perspectiva de sustentabilidad ambiental, social y económica de largo plazo.

CONTRIBUCIÓN DE LAS FUENTES RENOVABLES A LA MATRIZ ENERGÉTICA MUNDIAL Y NACIONAL

A pesar del incremento importante en la instalación de parques eólicos y solares en la última década, a nivel global los combustibles fósiles representaron en 2021 todavía alrededor de 82.5% del consumo total de energía, mientras que la energía nuclear constituyó apenas 4.2%

(BP 2022). Por su parte, si se quita la contribución de la biomasa utilizada en forma tradicional para cocinar,¹ las fuentes renovables “modernas” representaron 13.4%, con un crecimiento modesto después del 8.7% de 2009, si bien la mitad de esta energía procede de la hidroelectricidad (6.7%) (BP 2022). Si consideramos los datos de la Agencia Internacional de Energías Renovables (Irena 2022a), para 2020 sólo 2.8% de la matriz global procedía de energía solar, eólica, geotermia y biomasa para electricidad. En cuanto a la electricidad, la contribución de las renovables fue de 28.3% en 2021 con un 15% procedente de la generación hidroeléctrica y 10% de solar y eólica (Irena 2022a).² El papel de las fuentes renovables en los usos térmicos fue de 11.2% y en el transporte de 3.7% (Irena 2022a).

En México, para 2019 las renovables representaron 7.5% de la oferta interna bruta de energía, excluyendo la biomasa tradicional –leña, bagazo, etc.–, y 13% incluyéndola (véase capítulo 1.1). En cuanto a la generación eléctrica, para 2021 constituían ~23% del total, siendo 9.9% hidroeléctrica, 6.5% eólica, 5.5% solar y 1.3% geotermia (ObtrenMx s.a.). Los datos anteriores muestran que, a pesar de la retórica sobre la transición a energías “verdes” y del énfasis en la importancia de la energía nuclear, el mundo sigue girando alrededor de los combustibles fósiles, y México no es la excepción. Aunque hemos sido testigos de un gran crecimiento en el número de proyectos eólicos y solares en la última década, el ritmo de sustitución de las fuentes no renovables y sucias es demasiado lento. La lentitud de este cambio tiene razones de peso que serán analizadas en los siguientes apartados.

¹ La biomasa tradicional en 2020 representó un 8% del consumo total de energía, cantidad que se ha mantenido más o menos constante desde 2008 (IEA 2020).

² Es importante considerar que la electricidad sólo representó 17% de la matriz energética global en 2019.

LOS RETOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LAS FUENTES RENOVABLES

FUENTES FÓSILES Y RENOVABLES: ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO VS FLUJOS DE ENERGÍA

Para entender las limitaciones de las fuentes renovables es importante recordar primeramente el origen de los combustibles fósiles. Los yacimientos de petróleo, gas y carbón se formaron a partir de plantas y fitoplancton —algas y microorganismos marinos— que capturaron un poco de la energía solar del pasado. Este material orgánico, enterrado en cuencas sedimentarias en condiciones anaeróbicas, se transforma en energía química altamente concentrada por el incremento de la presión y la temperatura a lo largo de millones de años. En este sentido, se puede decir que los combustibles fósiles son grandes repositorios de energía solar del pasado condensada a través de enormes cantidades de “energía geológica” por las cuales no tuvimos que pagar. Esta herencia geológica es un almacén de energía que se va agotando y, además, tiene efectos desestabilizadores sobre el clima. Sin embargo, la tecnolozada civilización moderna, con todos los servicios que damos por hecho en el mundo desarrollado —electricidad, internet, agua potable, comida y gasolina siempre disponibles—, se ha construido sobre este almacén de energía concentrada que podemos transformar en otra forma de energía cuando lo necesitamos. Por el contrario, las fuentes renovables representan flujos de energía diluidos y, en algunos casos, no controlables.³

³ Todas las fuentes de energía renovables —solar, eólica, hidroeléctrica, biomasa y geotermia— son menos concentradas que los combustibles fósiles. Estos últimos son un almacén de energía química, producto de la transformación de biomasa sobre tiempos geológicos que puede producir energía térmica de manera controlada. La biomasa, la hidroeléctrica y la geotermia, bajo ciertas condiciones, pueden también producir energía de manera controlada. En cambio, la electricidad, producto de las fuentes eólica y solar, se genera en flujos variables y no controlables de viento y sol.

Pasamos ahora al análisis de los principales retos que enfrentan las fuentes renovables para poder sustituir a los combustibles fósiles y al sistema productivo que éstos sostienen. Consideramos las cualidades energéticas de estas fuentes alternativas, su versatilidad y su actual dependencia de las fuentes fósiles.

POTENCIAL ENERGÉTICO Y SUS LIMITACIONES

A pesar de ser menos concentradas que los combustibles fósiles, las energías hidráulica, geotérmica y biomasa tienen la ventaja de ser capaces de producir energía de forma controlada, razón por la que se han aprovechado desde hace varios siglos. Sin embargo, cada una de ellas presenta varias limitaciones en cuanto a su potencial de crecimiento futuro. En lo que concierne a la energía hidráulica y geotérmica, los mejores sitios ya han sido ocupados, y lo que queda son lugares más pequeños, remotos y/o con impactos socioambientales significativos que impiden su desarrollo.

En el caso de la hidráulica o hidroeléctrica, sólo 21 de los 91 ríos del mundo de más de 1 000 km están libres de presas y se hallan ubicados en regiones remotas del Ártico, la cuenca del Amazonas y la cuenca del Congo (Grill *et al.* 2019). Además, se llegó al “pico” de la instalación de presas y de la capacidad de los embalses desde la década de 1970, y a lo largo de este tiempo han ido disminuyendo tanto la construcción de represas como el tamaño de los embalses (Chen *et al.* 2016). Si bien existe todavía la posibilidad de desarrollar un buen número de sitios medianos y pequeños a nivel tanto internacional como nacional (véase capítulo 2.5), la generación hidroeléctrica puede tener reducciones importantes debido a las modificaciones en el patrón de lluvias asociadas al cambio climático, como ocurrió en Brasil, Turquía y Estados Unidos en el periodo 2020-2021. En los escenarios correspondientes a 2026, la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) prevé incluso una disminución de la contribución de la fuente hidroeléctrica dentro de la matriz energética (IEA 2021a).

En cuanto a la geotermia, si bien es una excelente fuente renovable por su baja ocupación territorial y su capacidad de proveer carga base, las condiciones de explotación para la generación eléctrica sólo se dan en unos cuantos países. Aun en estos países –entre los que se encuentra México después del crecimiento importante que tuvo en la década de 1980– el desarrollo de nuevos campos geotérmicos se ha estancado, en parte porque las condiciones geológicas ideales para la existencia de yacimientos de alta entalpía –los más productivos– sólo se dan en un número limitado de sitios, los primeros en ser desarrollados (véase capítulo 2.3). Es cierto que queda todavía un potencial de crecimiento, pero se encuentra en campos de menor tamaño, en lugares remotos o bajo condiciones de explotación más difíciles (véase capítulo 2.3). En síntesis, aunque las fuentes hidroeléctrica y geotermia son importantes para la matriz energética, se prevé que su crecimiento a futuro será modesto en todos los escenarios (IEA 2021a; Irena 2022).

La biomasa es otra fuente madura, controlable y que presenta una gran versatilidad en vista de poder sustituir a los combustibles fósiles, ya que permite desarrollar combustibles para el transporte, calor residencial e industrial, así como electricidad (véase capítulo 2.4). De hecho, en la actualidad es la mayor fuente de energía renovable a nivel mundial considerando su contribución para satisfacer las necesidades de cocción de 2 800 millones de personas en el Sur global (IEA 2020). Asimismo, la biomasa representa un 75% del calor renovable a nivel mundial y es la única que puede brindar combustibles alternativos para el transporte de manera competitiva fuera de la electricidad (IEA 2020). Sin embargo, como veremos en el siguiente apartado, tiene también una densidad energética baja y, aunque esté ampliamente distribuida, presenta interacciones importantes con el sistema alimentario y en general con el uso del territorio. Su potencial puede ser también afectado por el cambio climático, al alterarse las condiciones de crecimiento de los cultivos o al presentarse fenómenos extremos como incendios, entre otros.

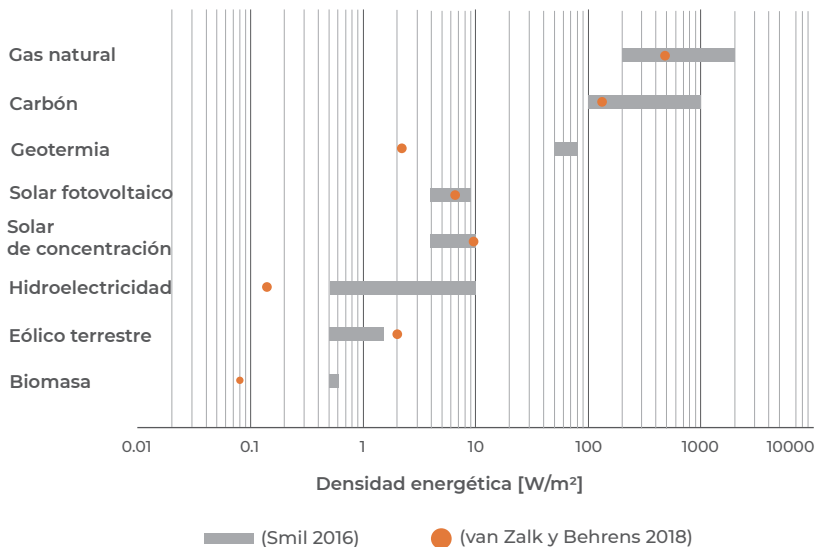
Aunque no hay un consenso en la literatura, se considera que un potencial global sustentable y “conservador” de la biomasa para 2050 producirá alrededor de 100 EJ/año (Creutzig *et al.* 2014); una parte sustantiva de este potencial proviene de subproductos de otras actividades económicas, como residuos del proceso de la producción de alimentos –bagazo, cáscaras, etc.–, fibras y productos maderables –astillas, aserrín, etc.– o residuos orgánicos. En México, la biomasa se ha utilizado hasta el momento mayormente para satisfacer necesidades de calor para la cocción de alimentos y en las pequeñas industrias del sector rural y periurbano, así como para la cogeneración en los ingenios azucareros (véase capítulo 2.4). No obstante, se cuenta con un potencial energético importante, correspondiente a alrededor de 30% del consumo de energía final (véase capítulo 2.4), lo que permitiría diversificar sus usos y convertirla en un pilar fundamental y complementario a las otras energías renovables, con miras a garantizar una transición energética justa en el país. Es importante señalar que, como en el caso de las otras fuentes renovables, la sustentabilidad socioambiental del aprovechamiento energético de la biomasa dependerá en mucho de su articulación con otros proyectos a pequeña y mediana escala, fundamentalmente en torno a los subproductos de otras actividades, más que en planear grandes extensiones de cultivos energéticos.

DENSIDAD ENERGÉTICA

En la literatura sobre el tema no hay una definición única de la densidad energética para fines comparativos entre diferentes fuentes, pero la fórmula más empleada consiste en dividir la generación de energía eléctrica anual entre el espacio que ocupa la instalación para producirla –planta termoeléctrica, presa hidroeléctrica, etc.– (Smil 2016). Se muestran (figura 1) las estimaciones de densidad energética de las diferentes fuentes, donde se reportan tanto el rango a nivel mundial (Smil 2016) como las estimaciones promedio para Estados Unidos basadas en

el análisis de 177 valores de la literatura (van Zalk y Behrens 2018). Estos estudios no incluyen datos para México, que, particularmente en el caso de la fuente eólica, tiene valores más elevados.

Figura 1. Densidad energética de diferentes fuentes de generación eléctrica medidas en W/m^2



Nota: Los valores del eje X se presentan en una escala logarítmica.

Fuente: Elaboración propia con datos de Smil (2016), Van Zalk y Behrens (2018).

Como se puede apreciar, aparte de los valores absolutos, los combustibles fósiles tienen valores de dos órdenes de magnitud mayor que la energía solar y aún más para la hidroeléctrica, eólica y biomasa. Lo anterior se puede explicar si consideramos las características de cada fuente. Si bien la radiación solar y, en menor medida, el viento son fuentes distribuidas sobre toda la superficie del planeta, se trata de recursos diluidos, por lo que la infraestructura para su aprovechamiento requiere grandes espacios. De manera adicional, por su naturaleza intermitente no pueden producir energía de manera continua, por lo que la cantidad

que pueden producir en el tiempo resulta incluso menor. Esto afecta también a la hidroeléctrica, ya que, si bien es una fuente controlable, rara vez genera de manera continua si no se usa para cubrir los picos de la demanda eléctrica. Por su parte, la geotermia tiene limitaciones intrínsecas en referencia a la cantidad de energía que puede generar: los mejores pozos geotérmicos mexicanos producen en promedio ~39 GWh, una cantidad de energía en orden de magnitud menor que el promedio de los pozos petroleros (véase capítulo 2.3). En el caso de la biomasa, su baja densidad energética proviene del hecho de que la fotosíntesis tiene una eficiencia promedio de 1 a 2% en convertir la energía solar en energía química.

La densidad energética –por volumen o masa– de los sistemas de almacenamiento eléctrico (baterías) es también mucho menor que la de los derivados del petróleo: con un contenido energético de 49.5 MJ/kg, el diésel es de 61 a 117 veces más potente que las baterías de iones de litio, las cuales rondan en el presente entre 0.4 y 0.8 MJ/kg (118-225 Wh/kg) (Cushman-Roisin y Cremonini 2021). Por esta razón, los vehículos eléctricos que funcionan con baterías son mucho más pesados y voluminosos que los de gasolina o diésel. A pesar de que el motor eléctrico es mucho más eficiente que el de combustión interna, debido a la baja densidad energética de las baterías y los materiales especiales que se requieren para aligerar el peso, los vehículos eléctricos siguen siendo mucho más caros y con menor rango de autonomía que sus homólogos de gasolina o diésel.⁴ Y acerca del transporte pesado por tierra, mar y aire, si bien existen prototipos de vehículos y aviones eléctricos,

⁴ En cuanto al precio de venta, es necesario considerar que, por razones de mercado, la mayoría de los modelos comercializados son de alta gama, con motores innecesariamente poderosos, si bien es posible fabricar coches de menor potencia y costo. En materia de precios, un coche eléctrico siempre tendrá menos autonomía que otro de combustión interna. Además, el tiempo de carga de un vehículo eléctrico es entre 8 y 80 veces mayor que el de un coche de gasolina o diésel. Finalmente, un obstáculo mayor para la adopción masiva del coche eléctrico es la falta de puntos de carga, ya que la mayoría de los poseedores de dichos vehículos no dispone de ellos.

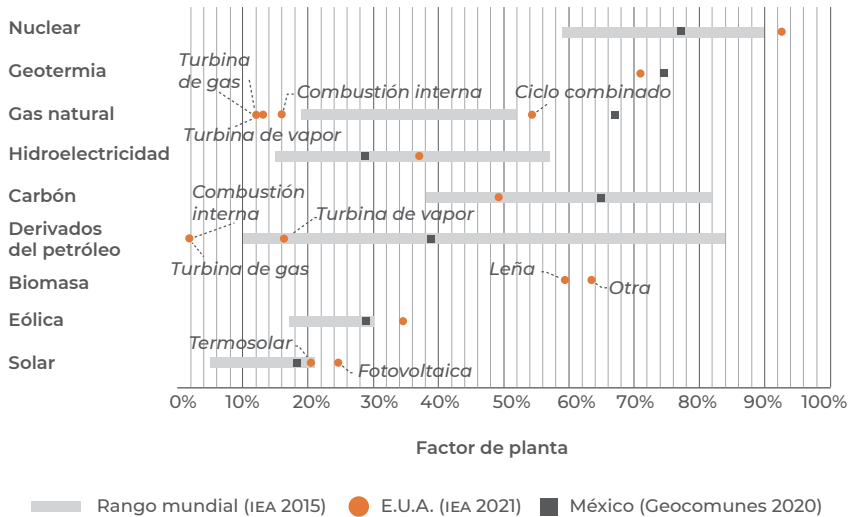
el peso y volumen de las baterías implica una mucha menor carga útil, lo que hace que la operación del transporte a largas distancias no sea económica, incluso sin mencionar el alto costo inicial. En otras palabras, el hecho de que se tenga la posibilidad “técnica” de producir equipos de transporte con propulsión eléctrica no implica que haya alternativas viables –en términos comerciales– al diésel para mover camiones de carga y maquinaria agrícola o minera (Friedemann 2021), o al combustóleo, para los barcos. Si bien es posible utilizar biocombustibles líquidos para estos tipos de uso, su mayor costo y los límites técnicos y ambientales de su producción sugieren que una transición en la que se sustituyan los combustibles fósiles por fuentes alternativas de energía requiere un cambio en las formas de movilidad y, de manera general, en los esquemas de producción y consumo que se sustentan en la velocidad y la globalización como metas civilizatorias de la modernidad (Illich 1974) (véase capítulo 3.2).

FACTOR DE PLANTA PARA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD

Otra manera de comparar las fuentes de energía para producción de electricidad es el factor planta, que se define como el cociente entre la energía real generada durante un periodo –generalmente anual– y la energía generada si una planta hubiera trabajado a plena carga durante el mismo periodo. El factor planta se calcula con base en los datos empíricos de cada planta y tiene variaciones significativas según la región o el país. En la figura 2 se reportan los valores recopilados a nivel mundial (IEA 2015) para Estados Unidos (IEA 2021) y para México hasta 2018 (Geocomunes 2021). Los cálculos se hicieron con la generación horaria por tecnología publicada en el portal del Centro Nacional de Control de Energía (Cenace) del Mercado Eléctrico Mayorista, así como los valores para la capacidad instalada reportados para 2020 en el Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (Prodesen); los valores de las fuentes eólica y solar fotovoltaica para

México suben y se sitúan cerca de los disponibles para Estados Unidos (37.5% para eólica y 28.1% para solar).

Figura 2. Factor de planta de diferentes fuentes de energía para producción de electricidad



Fuente: Elaboración propia con datos de EIA (2015, 2021) y Geocomunes (2020).

La energía nuclear tiene el mayor factor de planta por las características técnicas intrínsecas de esta fuente, y aunque no tiene la flexibilidad de variar la generación –prender y apagar una central–, sí tiene forzosamente que producir todo el tiempo, salvo para trabajos de mantenimiento y recarga de combustible nuclear. La geotermia también tiene poca flexibilidad, ya que variar la extracción de vapor puede perjudicar la permeabilidad del campo y, en consecuencia, la productividad de los pozos. Por otro lado, debido a la irregularidad de la fuente, el factor de planta de las energías solar y eólica es significativamente inferior al de la nuclear y la geotermia. Otras fuentes controlables, como los combustibles fósiles y la

hidroeléctrica, tienen un factor de planta muy variable porque se usan para compensar la generación fluctuante de las fuentes no controlables, así como por la continua variación de la demanda eléctrica que tiene que ser constantemente balanceada por la generación.

Para fuentes renovables modernas como la solar y la eólica, el factor de planta puede mejorar en el curso del tiempo, a medida que crece la eficiencia de los aparatos de conversión de energía radiante y energía cinética a electricidad, respectivamente. Sin embargo, hay límites físicos a la eficiencia de la conversión fotovoltaica –i.e. el límite Shockley-Queisser: 33.7%–⁵ y de la conversión eólica –límite de Betz: 59%. Por otro lado, un factor importante, que va en sentido opuesto, está relacionado con los retornos decrecientes en el despliegue de nuevos parques solares y eólicos, ya que los sitios con mejores condiciones de viento y sol son aprovechados primero y con el paso del tiempo quedan lugares progresivamente menos productivos.

TASA DE RETORNO ENERGÉTICO (EROI)

Tanto la densidad energética como el factor planta desempeñan un papel importante en el principal indicador de la calidad de las fuentes de energía: la tasa de retorno energético –EROI, por sus siglas en inglés. Se trata de un indicador que compara la cantidad total de energía que se obtiene durante el proceso de explotación de un recurso energético contra la energía necesaria para conseguir el recurso (véase capítulo 1.3). Una disminución del EROI implica un incremento en el costo energético de obtener energía, y se traduce en una reducción de la energía neta o energía que se puede dedicar a otras actividades distintas a las de la obtención de energía. Lang y colaboradores (2014) han mostrado que

⁵ El límite Shockley-Queisser aplica sólo en sistemas monoceldas. Tecnologías con múltiples capas pueden sobrepasar el límite. Idealmente, dispositivos con un número infinito de capas pueden alcanzar rendimientos de 86% usando radiación solar concentrada, pero con un costo exorbitante, imposible de sostener a escala industrial, además de tener mucha menor vida útil.

cuando el EROI se sitúa por debajo de 10, el costo energético de la energía representa un factor de importancia para determinar la disponibilidad de energía para el resto de los sectores económicos y sociales, lo cual afecta de manera significativa el bienestar de la población.

Las investigaciones iniciales han mostrado que, a pesar de que el EROI de los combustibles fósiles va disminuyendo desde hace varias décadas (véase capítulo 1.3), éste sigue siendo más alto que el de la mayoría de las fuentes renovables (Hall *et al.* 2014). Sin embargo, en la práctica resulta complicado calcular el EROI pues existen muchas variables que pueden ser incluidas o dejarse fuera del análisis: *a)* la delimitación del sistema bajo estudio –se puede estudiar en el punto en el que se extrae el recurso primario o en el punto de uso final–; *b)* los diferentes tipos de entradas y salidas de energía que ocurren desde y hacia la fuente de energía que se explota –se puede incluir sólo la energía directamente empleada al explotar una fuente de energía o también se puede considerar la energía asociada a la construcción de la infraestructura empleada–, y *c)* el lapso de tiempo a considerar –es posible tener presentes los flujos que ocurren de forma anual o las cantidades totales de energía consumidas y producidas durante todo el ciclo de vida del recurso. En este sentido se han generado grandes debates en la literatura científica en torno a fuentes energéticas tales como la energía solar fotovoltaica, pues hay quienes sostienen que se trata de una fuente con un valor de EROI por encima de 10, mientras que otros sostienen que está muy por debajo de este valor (Prieto y Hall 2013; Weissbach *et al.* 2013, 2014; Raugei 2013; Raugei *et al.* 2015).

En respuesta a estos problemas, el trabajo reciente de Murphy y colaboradores (2022) propone una metodología para armonizar los resultados obtenidos en distintos trabajos y tener una comparación más objetiva entre las distintas fuentes de energía. Entre otros aspectos, los mencionados autores proponen que el EROI tiene que ser medido en el punto de uso final y no en el punto de su extracción; además señalan que sólo se pueden comparar vectores energéticos que cumplan con una función común, es decir, fuentes cuya aplicación final es la generación de calor –combustibles

fósiles y biocombustibles— o fuentes de generación eléctrica. En el caso de los combustibles para la generación de calor —petróleo, carbón, gas natural, biodiésel, bioetanol y biogás— los resultados de este análisis muestran que, tanto para los recursos fósiles como para los renovables, el EROI se encuentra por debajo de 10, aunque los primeros están por encima de los segundos.

En relación con las fuentes de generación eléctrica, Murphy y colaboradores (2022) encuentran que el mejor EROI corresponde a la energía hidroeléctrica y la nuclear con valores muy por encima de 10, el resto de las fuentes renovables tienen valores de EROI por encima de 10, y la eólica, solar y la generación con astillas de leña son superiores a la geotermia. En cuanto a los combustibles fósiles utilizados para generación eléctrica —carbón y gas natural—, los valores de EROI están ahora en el rango de 10 a 12. En el caso de las fuentes eólica y solar, el EROI se reduciría un poco debido a que la intermitencia de estos recursos se compensa en gran medida con combustibles fósiles. En general, tanto para los renovables como para la energía nuclear, hay que notar que la infraestructura de aprovechamiento también depende de los combustibles fósiles, por lo que, al disminuir su EROI, irá también disminuyendo el de estas fuentes renovables. Además, tal como ocurre con los combustibles fósiles, para las fuentes renovables se ocupan primero los lugares con mejor rendimiento —áreas con vientos sostenidos, regiones de mayor insolación y menor nubosidad—, por lo que con el tiempo disminuyen tanto el rendimiento como el EROI.

LÍMITES MATERIALES

La narrativa dominante sobre la transición energética ha promovido la idea de que es posible dejar de usar los combustibles fósiles por sus efectos dañinos sobre el clima, sustituyendo petróleo, gas y carbón con fuentes renovables. En otras palabras, dicha narrativa sugiere que sólo con un cambio tecnológico podemos dejar fuentes no renovables que se están agotando y son contaminantes, por fuentes infinitas y limpias.

Sin embargo, esta visión simplista no toma en cuenta que la infraestructura para el aprovechamiento de varias de las fuentes renovables y todo el sistema eléctrico están estrechamente ligados a la minería de elementos cada vez más difíciles de extraer de la corteza terrestre (Valero *et al.* 2018; Hund *et al.* 2020). De esta manera, sustituir combustibles fósiles por fuentes “renovables” significa pasar de la extracción de hidrocarburos a la extracción de minerales. Como veremos en este apartado, la extracción minera se ha caracterizado a lo largo de su historia por generar amplios impactos socioambientales y, por tanto, este aspecto demanda replantear cómo avanzar hacia las fuentes renovables de forma justa y sustentable. La transición energética, como la plantean los escenarios de las agencias internacionales y los pactos verdes de Estados Unidos y Europa, implica un incremento sustancial de la minería de cobre, litio, cadmio, cobalto, zinc, aluminio, níquel, plata y tierras raras, entre otros minerales (Pérez 2021; Valero *et al.* 2021). Por ejemplo, una sola turbina eólica de tamaño industrial puede requerir hasta tres toneladas métricas de cobre e imanes permanentes compuestos por decenas de kilogramos de tierras raras, principalmente neodimio, praseodimio, disprosio y terbio. Conforme al escenario de desarrollo sustentable de la IEA (2021b), la demanda de neodimio podría aumentar en más de 600% para 2040. De manera similar, a medida que crece la adopción de la energía solar, para 2040 la demanda de silicio para paneles fotovoltaicos podría incrementar en un 210%, la demanda de cadmio y telurio podría aumentar hasta siete veces, y la demanda de galio podría ser 10 veces mayor que la producción actual (IEA 2021b).

Estudios muy detallados muestran que no hay suficientes reservas de minerales críticos para construir la infraestructura renovable necesaria para sustituir los combustibles fósiles en los escenarios inerciales de las agencias internacionales (Michaux 2021; Valero *et al.* 2018, 2021). En particular, en su monumental estudio para el Servicio Geológico de Finlandia, Michaux (2021) muestra que sólo para fabricar las baterías que sustituirían a los combustibles fósiles en el transporte terrestre se

necesitaría descubrir entre 6 y 7 veces los depósitos de cobalto, litio y níquel más grandes del mundo, pero además, aunque existieran tales depósitos, con la tasa de extracción de 2018 tardaríamos 56 años para el cobalto y 72 años para el litio.

Al igual que los combustibles fósiles, los yacimientos minerales son ocurrencias geológicas que se han formado en cientos de miles de años y, por tanto, son también recursos no renovables. De la misma forma, primero se explotan los yacimientos más ricos, por lo que con el tiempo el EROI o la “ley” del mineral va decreciendo. Al disminuir la ley se requiere más energía para remover y procesar el mineral. En el caso del cobre, Calvo y colaboradores (2016) han demostrado que la ley promedio del mineral ha disminuido alrededor de un 25% en sólo 10 años, mientras que el consumo total de energía ha aumentado a un ritmo mayor que la producción: 46% de aumento contra el 30% de aumento de producción. Por otro lado, con base en el estudio de 28 proyectos mineros de cobre a nivel mundial, Koppelaar y Koppelaar (2016) han establecido que el gasto energético crece de manera exponencial cuando la ley del mineral llega a menos de 1%. En la actualidad el promedio mundial es de 0.6%, y sólo las minas más grandes y productivas del mundo tienen valores superiores al 2 por ciento.

Por otro lado, así como incrementa el gasto energético, también crece el consumo de agua, ya que este recurso es indispensable en la mayoría de los procesos de refinación de metales. El agua que se usa para procesar los minerales queda contaminada por compuestos tóxicos, y en esa medida no puede ser utilizada para necesidades humanas y ecosistémicas a menos que se le apliquen costosos procesos de tratamiento. Si bien, en teoría, es posible reciclar una parte de los elementos que entran en la infraestructura eléctrica y electrónica, en la práctica las tierras raras, litio (Li), bario (Ba), arsénico (As) y osmio (Os) casi no se reciclan, mientras que en lo que se refiere a otros elementos, como el cobre (Cu), zinc (Zn), galio (Ga), cadmio (Cd), titanio (Ti) y cromo (Cr), se recicla menos de la cuarta parte (Graedel *et al.* 2011).

Al mismo tiempo, hay que considerar que la infraestructura de aprovechamiento de las fuentes renovables requiere de energía fósil en cada etapa de su ciclo de vida. Las plantas solares y eólicas necesitan energía fósil para la extracción de los minerales, la fabricación de los generadores o paneles, la construcción de la planta, su mantenimiento y el desmantelamiento de la planta después de su periodo de vida. Considérense, por ejemplo: 1) la cantidad de cemento –cuya producción se hace con carbón o gas natural– que se emplea en la cortina de una presa; 2) el acero –cuya producción se hace en su mayoría con carbón– de cada torre eólica; 3) el consumo de diésel de la maquinaria para construir una presa o de la que se emplea en la minería de elementos críticos para paneles solares, baterías y toda la electrónica asociada a las renovables; 4) las gigantescas aspas de los aerogeneradores –producidas con materiales plásticos derivados del petróleo–, y 5) la maquinaria para el mantenimiento y desmantelamiento de la planta después de su periodo de vida.

Además de los requerimientos de energía fósil, agua y materias primas, la construcción de la infraestructura para energía renovable genera emisiones, contaminantes y residuos sólidos que constituyen una amenaza para el medio ambiente. Asimismo, la construcción de la infraestructura renovable genera en gran escala emisiones, contaminantes y diversos impactos para el medio ambiente y las comunidades que habitan en territorios ricos en recursos. Como veremos en las pp. 478-479, estos procesos representan limitantes de tipo socioambiental para los escenarios que sólo apuestan por sustituciones tecnológicas.

Por ejemplo, la presión para conseguir cantidades crecientes de minerales críticos para la industria renovable implica necesariamente un incremento masivo de la minería y sus afectaciones ambientales (Ferrari y Pérez Jiménez 2021). De acuerdo con el estudio global de Sonter y colaboradores (2020), la expansión de la minería puede afectar 50 millones de km² de la superficie terrestre, donde el 8% de esa extensión coincide con áreas protegidas, el 7% con áreas clave de

biodiversidad y el 16% con áreas silvestres remanentes; los autores mencionados concluyen que estas nuevas amenazas a la biodiversidad pueden superar las que se evitarían por la mitigación del cambio climático.

LÍMITES ECONÓMICOS: FLUCTUACIÓN DE PRECIOS Y VULNERABILIDAD EN LAS CADENAS DE SUMINISTRO

Otro tema recurrente en el debate sobre la implementación de las fuentes renovables se relaciona con la disminución en el costo de la infraestructura de las fuentes eólica y solar. A nivel global, el promedio ponderado del costo nivelado de la electricidad (LCOE, por sus siglas en inglés) de los proyectos de energía solar fotovoltaica a gran escala cayó 85% entre 2010 y 2020, el de la energía eólica terrestre 56% y el de la energía eólica marina 48% (Irena 2022b), y se ubica ahora dentro del rango de costo de la electricidad de las nuevas plantas de combustibles fósiles. Sin embargo, este proceso, que responde a la mejora tecnológica y a la economía de escala, no ha continuado más allá de 2020 sino que se ha revertido. En Estados Unidos los incrementos del precio de la energía solar a gran escala alcanzaron hasta 18% anual para los proyectos con paneles de inclinación fija y 14.2% para los proyectos con seguimiento en un solo eje (Wood Mackenzie 2022). A nivel mundial se estima que los costos de fabricación de los módulos fotovoltaicos aumentaron desde menos de 0.20 USD por vatio pico (Wp) en 2020 a entre 0.26 y 0.28 USD por Wp en la segunda mitad de 2021, que representa un aumento de casi 50% en un año (Rystad Energy 2021). Entre las principales causas de dicho incremento se hallan el aumento de más de 300% en el costo del silicio policristalino –un componente central en la fabricación de módulos fotovoltaicos–, así como el alza constante en el precio de otras materias primas –plata, cobre, aluminio– desde enero de 2020. A su vez, la causa central de estos incrementos se debe a las alzas en los precios de petróleo, gas y carbón, que inciden sobre toda la cadena de valor, desde la minería hasta la fabricación de los módulos y su envío desde Asia, donde se ubica 90% de la producción

—con China en un 80%. Como resultado, el LCOE de los nuevos proyectos ha aumentado entre 10 y 15% en 2021, y se prevé que lo seguirá haciendo al menos hasta 2023 (Rystad Energy 2021). Aunque se afirma que esta alza es temporal, la disminución continua del EROI de los hidrocarburos a nivel mundial (véase capítulo 1.3), el inicio del descenso de su producción desde 2019 (Ferrari 2020)⁶ y la disminución de la ley del mineral, todo en conjunto, hacen difícil que los precios puedan volver a bajar.

Aun suponiendo que en el futuro el costo nivelado de la electricidad para las fuentes renovables no crezca, diferentes autores han mostrado que este indicador no refleja de manera completa los costos que debe soportar el sistema eléctrico para mantener su estabilidad y confiabilidad tras la creciente integración de fuentes intermitentes y no despachables (Greenstone y Nath 2020; Schernikau *et al.* 2022). De hecho, una limitante del LCOE es que no toma en cuenta otros gastos que carga la compañía de servicio eléctrico —un aspecto que, en el caso de México, ha sido observado en numerosas ocasiones por la Comisión Federal de Electricidad (CFE)—, pues en particular no se consideran: 1) los costos para suplir la intermitencia, como centrales de respaldo y/o almacenamiento; 2) los costos de interconexión de las centrales solares y eólicas —por un lado, debido a que se tienen que ubicar donde el recurso es máximo, las plantas solares y eólicas pueden situarse en lugares alejados de la red de transmisión; y, por otro, el bajo factor de planta hace necesario sobredimensionar la potencia instalada, lo que a la vez puede hacer necesario instalar líneas adicionales—, y 3) los costos asociados al retiro o desmantelamiento prematuro de las centrales tradicionales planeadas para pagarse entre 30 y 40 años, liquidaciones sin concluir al momento de realizarse la introducción de las renovables.⁷ Para una

⁶ La evolución histórica de la producción global de petróleo indica que el pico de este energético, incluidos los recursos no convencionales, se tocó a finales de 2018, antes del inicio de la pandemia de Covid-19 (BP 2022).

⁷ Este aspecto, que se presenta de forma general, es secundario en el caso de México, si se toma en cuenta que buena parte de las centrales térmicas de la CFE tienen más de 30 años.

correcta evaluación y comparación entre fuentes renovables y fósiles, además del LCOE deben considerarse también los costos de las externalidades ambientales y sociales –que incluyen no sólo las emisiones de gases de efecto invernadero, sino costos asociados a la ocupación territorial y al uso de agua y materias primas, entre otros– para llegar al costo completo de la generación de energía.⁸

La hipótesis de que hay costos adicionales al LCOE con la introducción de fuentes renovables variables a la red eléctrica se confirma si comparamos los precios de la electricidad con el grado de penetración de las fuentes solar y eólica en la red. Para este caso, en Estados Unidos, Greenstone y Nath (2019) encontraron que los precios de la electricidad son 11% más altos siete años después de haber sido aprobada la legislación que favorece la introducción de fuentes renovables –Renewable Portfolio Standard (RPS)–, en gran parte debido a los costos indirectos de integración a la red –transmisión e intermitencia. Hay información de una correlación positiva entre la penetración de renovables intermitentes y el costo de la electricidad, también para los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OECD, por sus siglas en inglés) (Oosthuizen *et al.* 2022) y en los de la Unión Europea (Trujillo Baute *et al.* 2018). Por el lado de los beneficios, en Estados Unidos las emisiones de carbono bajaron entre 10 y 25%, pero con un costo por tonelada de reducción de CO₂ –que oscila entre 58 y 298 USD–, el cual suele ser superior a los 100 USD (Greenstone y Nath 2020).

Un ejemplo paradigmático en cuanto a los costos para el despliegue de fuentes renovables de generación variable lo tenemos en Alemania, un país altamente desarrollado que ha invertido de forma masiva en estas fuentes. Entre 2002 y 2021, Alemania casi duplicó la capacidad

⁸ En este aspecto, si bien las fuentes renovables presentan ventajas incuestionables en cuanto al impacto sobre el clima (Arvesen 2020), los impactos territoriales y de requerimiento de materias primas son mucho mayores que para las fuentes fósiles, como se describe en el capítulo 2.6 de este libro.

instalada de generación eléctrica –de 115 GW a 222 GW–, mientras que el consumo total de electricidad se mantuvo prácticamente estable (Schernikau *et al.* 2022). Buena parte del incremento se debió a las fuentes solar y eólica que en 2021 llegaron a representar 55% de la capacidad instalada –122.5 GW contra 12 GW en 2002–, aunque sólo generan 28% de la electricidad –168 TWh/año. Para alcanzar esta generación eléctrica –que equivale a 52% del consumo eléctrico de México– mediante solar y eólica, Alemania ha necesitado 20 años y ha invertido más de 200 mil millones de euros, el equivalente a 4.2 billones de pesos, es decir, 9.3 veces el presupuesto de la CFE para 2021, o 59% del presupuesto de la federación para 2022. Si bien la calidad del recurso solar en México es muy superior a la de Alemania y los costos de las energías renovables son ahora menores que hace 20 años, esta comparación puede dar una idea de las cuantiosas inversiones y el tiempo necesarios para cubrir sólo una parte de la generación eléctrica nacional, que a su vez representa la quinta parte de la energía que nosotros consumimos.

CONSIDERACIONES SOBRE LA ENERGÍA NUCLEAR

La generación eléctrica, impulsada por energía nuclear, como se ha desarrollado desde la posguerra, es una fuente no renovable, ya que el combustible se produce a partir de minerales de uranio, cuyas reservas son finitas. Sin embargo, debido a que las plantas nucleares no tienen emisiones de gases de efecto invernadero durante su funcionamiento, se han promovido como una fuente “limpia” que bien puede contribuir a una transición energética enfocada sólo a la mitigación del cambio climático. En este apartado analizaremos brevemente los límites de esta fuente en relación con los retos que presenta la sustitución de los combustibles fósiles, así como su viabilidad económica y ambiental.

Densidad energética y factor de planta

Uno de los argumentos de los defensores de la energía nuclear es que, desde un punto de vista exclusivamente técnico, la energía nuclear está muy por encima de las fuentes eólica y solar en cuanto a densidad energética y factor de planta. En efecto, se estima que la densidad energética del combustible nuclear es hasta seis órdenes de magnitud mayor que la de los combustibles fósiles (Asubel 2007) y cerca de ocho veces la de las fuentes renovables. Además, el factor de planta es cerca de 92.5% (IEA 2022), pues, como ya se ha mencionado, una central nuclear tiene por sus características poca flexibilidad en cuanto a generación, por lo que funciona casi constantemente a su capacidad nominal. Si bien esto permite que la fuente nuclear se use como carga base en el sistema eléctrico, también limita su uso para soportar las variaciones de la demanda.

Dependencia de los combustibles fósiles

Como sucede con las fuentes renovables, la infraestructura para el aprovechamiento de la energía nuclear depende fuertemente de los combustibles fósiles, necesarios para la producción del combustible y para la construcción de la planta. El combustible nuclear debe fabricarse a partir de uno de los pocos elementos fisionables en la naturaleza (^{235}U), el cual sólo se puede encontrar en muy baja concentración en unos cuantos minerales. La extracción y concentración del uranio requiere de un largo proceso que involucra minería y procesado, usando grandes cantidades de energía de origen fósil. Asimismo, la construcción de las plantas nucleares, su posterior desmantelamiento y la disposición a largo plazo de los residuos nucleares son tareas que requieren de ingentes cantidades de energía fósil, además de cemento, acero y otros materiales intensivos en energía.

Disponibilidad del combustible

El principal límite físico de la tecnología nuclear es su combustible, pues como se ha dicho se trata de un recurso finito. Los yacimientos de uranio con características adecuadas se hallan en pocos lugares del planeta: 92% de la producción procede de tan sólo siete países, entre los cuales el primero, Kazajistán, por sí solo representa 45% (World Nuclear Association 2022). Si bien los recursos totales identificados en el planeta durarían 127 años a la tasa de extracción de 2021 (World Nuclear Association 2022); el máximo de la producción de uranio –pico del uranio– se tocó en 1980 con casi 70 000 Tn/año (figura 3). Después de la disminución que siguió a la caída de la URSS –entonces el mayor productor–, hubo un repunte, seguido por un segundo pico en 2016 de alrededor de 62 000 Tn/año (World Nuclear Association 2022). Desde entonces la producción ha bajado y llegó a cerca de 48 000 Tn/año en 2021 (véase “Anexos”, figura 3).

El pico de producción de 2016 había sido previsto en un estudio anterior, basado en el patrón de producción de los mayores yacimientos, donde no se extrae más de 50-70% del uranio presente en las rocas (Dittmar 2013). Desde 1991, la extracción de uranio es inferior a los requerimientos mundiales para los reactores nucleares, con la excepción de 2016, año en que se llegó a un equilibrio entre demanda y oferta (figura 3). El déficit se ha estado cubriendo con los inventarios disponibles en algunos países y empresas. Sin embargo, cumplir con los requisitos mundiales de reactores nucleares hasta 2040 consumiría alrededor de 87% de la base total de recursos identificados en 2019 (Grancea 2020).

Costos de la fuente nuclear

La construcción de una planta nuclear requiere de grandes capitales y largos periodos de tiempo. Los costos de capital –preparación del sitio,

ingeniería, fabricación, construcción, puesta en marcha y financiación— son mucho mayores que los costos operativos —combustible, mantenimiento, desmantelamiento y disposición de los desechos radiactivos—, además de ser mucho más altos que los de las demás fuentes fósiles y renovables. Esto se debe a que las centrales nucleares son técnicamente muy complejas y deben cumplir estrictos requisitos de seguridad en términos de licencia y diseño. El tiempo que lleva la puesta en marcha de una central desde su diseño es largo, entre ocho y 10 años, lo que agrava los costos de financiación, que pueden llegar a ser significativos. La construcción de plantas de energía nuclear es típica de los grandes proyectos de infraestructura, donde los costos y tiempos de entrega tienden a subestimarse.

Al igual que en la explotación de cualquier recurso finito, la tendencia natural es explotar primero los yacimientos con mayor ganancia económica —es decir, los de mayores concentraciones de uranio y menores costos de extracción—, por lo que con el tiempo la producción se vuelve más cara y difícil. El precio del uranio se elevó con rapidez a partir de 2005, en línea con los precios del petróleo, llegando a un precio máximo en 2008-2009. Tiempo después, cayó tras el accidente de la planta nuclear de Fukushima en 2011, por el cierre de algunas centrales y por la cancelación de nuevos proyectos, lo que produjo una disminución en la demanda. A partir de 2021 el precio volvió a subir, en particular después del inicio del conflicto en Ucrania y con las sanciones occidentales a Rusia, ya que este país controla cerca de 40% de la producción de uranio enriquecido para combustible nuclear. Es altamente probable que el precio del combustible siga subiendo, empujando de esa forma hacia arriba los costos operativos de las centrales nucleares. Una prueba del alto costo de las plantas nucleares y su baja rentabilidad está en el hecho de que éstas no han sido desarrolladas por empresas privadas, sino sólo por empresas del Estado y gracias a importantes subsidios gubernamentales.

Seguridad

En la historia de la energía nuclear para propósitos civiles ha habido tres accidentes graves, siendo el más notorio el de Chernobyl. Así pues, pese a todos los sistemas de seguridad, existe siempre la posibilidad de que la reacción nuclear se salga de control por causas humanas o por desastres naturales y, cuando esto sucede, los riesgos asociados son muy altos. No obstante, el problema más serio lo representan los desechos nucleares, ya que emiten niveles de radioactividad nocivos para todas las formas de vida por espacio de miles de años. En general, los desechos se colocan en contenedores de almacenamiento de acero cubiertos por hormigón. Sin embargo, el mantenimiento por miles de años de los sitios de almacenamiento y de los contenedores es un problema no resuelto que hace de la energía nuclear una herencia difícil para las generaciones futuras. De hecho, no hay en la actualidad ningún sitio considerado “seguro” para el confinamiento a largo plazo de los residuos nucleares, por lo que permanecen en su mayoría en piscinas ubicadas dentro de las propias instalaciones de las plantas nucleares. Éste es el caso de Laguna Verde, la planta nuclear mexicana.

Centralización y dependencia tecnológica del extranjero

Un último aspecto relevante que caracteriza a la energía nuclear es su inevitable control centralizado. A diferencia de las fuentes renovables modernas y de la biomasa, una planta nuclear sólo se puede operar como un proyecto centralizado y planificado por una gran empresa de Estado, capaz de soportar los ingentes costos iniciales y la complejidad técnica y de seguridad que conlleva. Semejantes características van en dirección contraria a las políticas de democratización de la energía que se están impulsando a nivel internacional, e

incluso dentro del propio Programa Nacional Estratégico de Energía y Cambio Climático (Pronace ECC) (véase capítulo 3.5). Por otro lado, a nivel mundial, no más de una decena de países tiene la capacidad de construir una central nuclear y son incluso menos los que producen el combustible. México no está entre estos últimos y, por tanto, la decisión de invertir en esta tecnología iría contra la política de soberanía energética declarada en esta administración.

LÍMITES SOCIOAMBIENTALES

Como se ha comentado a lo largo de este capítulo, la naturaleza intrínseca de los recursos renovables –más dispersos y menos productivos que las fuentes fósiles–, combinada con el imperativo de mantener el sistema económico fundado en una constante expansión y crecimiento, está generando demandas sin precedentes sobre energía, agua, materiales y tierras. En este apartado, enfatizamos que tales demandas no sólo enfrentan límites de tipo biofísico, técnico y económico, sino que también traen consigo impactos socioambientales que constituyen límites adicionales al proyecto de transición energética dominante. A continuación, resaltamos algunos de los elementos clave de estos impactos.

Tierras: competencia por acceso, usos y cobertura

La alta demanda de tierras, resultado de los diferenciales en densidad energética, implica una transformación sustancial de los territorios ricos en flujos de energía renovable: solar, eólica, biomasa e hidráulica. Mientras que en el régimen industrial basado en energías fósiles el acceso a los *stocks* subterráneos de energía se posicionó como elemento clave de productividad económica, un régimen industrial basado en energías renovables implicaría un reacomodo sustancial en términos de acceso, usos y cobertura de la superficie terrestre –tierras forestales y agrícolas, entre otras (Ávila *et al.* 2021).

Estimaciones recientes sobre la transición de un régimen energético “subterráneo” a uno “horizontal” (Huber y McCarthy 2017) brindan algunos elementos clave que permiten contextualizar esas demandas. Utilizando la métrica de densidad energética, Scheidel y Sorman (2012) destacan que, para mantener los niveles actuales de consumo energético, el área demandada por proyectos de energías renovables tendría que aumentar en gran magnitud. Sus estimaciones incluyen escenarios conservadores y ambiciosos respecto de la capacidad energética mundial esperada, con rangos de 11.5 a 160 millones de hectáreas para la energía eólica; de 12 a 27 millones de hectáreas para la energía solar fotovoltaica; de 8.6 a 122.3 millones de hectáreas para la energía solar térmica; 123.9 millones de hectáreas para la hidroeléctrica, y de 5.3 a 12.7 millones de hectáreas para la biomasa.

En esta misma línea, un estudio enfocado en los países de la Unión Europea muestra que, si los niveles de consumo doméstico de energía continúan al ritmo actual, las tecnologías renovables desencadenarán un aumento considerable en la competencia por el uso de suelos (Capellán *et al.* 2017). El estudio se centra en las tecnologías para la energía solar y estima que los países de la UE-27 necesitarían alrededor de 50% de su suelo nacional disponible –el que aún no se utiliza para actividades humanas– para satisfacer sus demandas energéticas actuales. El estudio argumenta que esta situación será particularmente desafiante para los países ubicados en las latitudes del norte, con altas densidades de población y alto consumo de electricidad per cápita, lo que probablemente desencadenaría demandas de tierra y/o energía de otros países.

La creciente demanda de energías global y doméstica, así como la consecuente presión sobre diversos usos y cobertura de tierras, son de considerable importancia para los países del Sur global, donde gran parte de los sectores rurales depende de la agricultura y sistemas de tenencia de la tierra comunal y consuetudinaria. En tales contextos, la expansión de megaproyectos de energías renovables está generando

grandes presiones sobre tierras consideradas “de bajo valor”, donde los derechos territoriales no están formalizados bajo la lógica de la propiedad privada (McCarthy 2015). En el caso de México, por ejemplo, se ha demostrado que los planes para atraer inversiones corporativas en megaproyectos eólicos y solares han generado profundas transformaciones en los regímenes colectivos de tenencia de la tierra, afectando de forma desproporcionada a comunidades indígenas, campesinas y ecosistemas de riqueza nacional (véase “Anexos”, figura 4) (Ávila *et al.* 2021). De manera similar, el *boom* de los biocombustibles que se registró a inicios de este siglo –y que se desarrolló a la par de los monocultivos agrícolas– se impulsó bajo la conceptualización de ciertos territorios como “tierras improductivas”. En la práctica, sin embargo, estos grandes cultivos desarticularon ecosistemas y medios de vida locales (Ariza-Montobbio *et al.* 2010; Baka 2017).

Las demandas de tierra vinculadas a los actuales planes de transición energética demuestran que el emplazamiento masivo de megaproyectos de energía renovable reproduce las desigualdades espaciales y sociales propias del régimen basado en energías fósiles. Esto se debe a que las megainfraestructuras en energías renovables tienden a ser centralizadas, se encuentran bajo control corporativo –privado y estatal– y, por tanto, bloquean el diseño de esquemas de gestión territorial de carácter integral, local y democrático, lo que impide que las tecnologías renovables puedan formar parte de dicho entramado. Asimismo, estos megaproyectos reproducen patrones de consumo desigual entre centros y periferias del sistema, reafirmando una organización del espacio donde lo “rural” funciona como un nodo de producción –de energía, alimentos y mano de obra barata– para satisfacer las crecientes demandas de países, industrias y ciudades en crecimiento. Un ejemplo ilustrativo es el ambicioso proyecto Desertec (s.f.), una iniciativa impulsada para generar electricidad renovable en el norte de África para suplir las continuas demandas energéticas europeas. No obstante, también se observan patrones intraestatales, como ha sido el caso de los

esquemas de autoabastecimiento en México, mismos que han facilitado inversiones privadas en megaproyectos de energía eólica para el consumo de corporaciones mineras, automotrices y de alimentos procesados (Ávila-Calero 2017).

En el *Atlas de Justicia Ambiental* (EJAtlas s.f.) se han recogido esfuerzos de investigadores, activistas y periodistas en torno a más de 300 casos de conflictos socioambientales vinculados a la expansión de proyectos de energía hidráulica, eólica y solar. Estudios sistemáticos basados en este atlas demuestran que la expansión de energías renovables bajo la lógica y en la escala del régimen industrial se traduce en formas múltiples de desajustes territoriales violentos: desplazamiento de poblaciones rurales y criminalización de sus miembros; nuevos mecanismos de privatización de recursos, y transformación de tierras rurales que potencialmente guardan alternativas al modelo industrializador de desarrollo (Ávila 2019; Del Bene *et al.* 2019; Temper *et al.* 2020).

Este modelo de transición dominante –de sustitución tecnológica industrial, centralizada y desigual– está generando a su vez respuestas en diversos contextos, en los que se plantea la gestión alternativa, soberana y popular de los territorios, incluyendo las tierras y los recursos renovables que éstas albergan. En particular, se apuesta por una integración cooperativa de los territorios, donde las y los usuarios de las tierras participen de manera democrática, donde los usos de dichas tierras sean diversos y complementarios, y donde se proteja la cobertura de diversos ecosistemas. En este sentido, el aprovechamiento de las energías renovables podría convertirse en parte de un entramado productivo donde se reconocen las limitaciones biofísicas de los recursos renovables y donde se adaptan los planes territoriales en este mismo sentido. Desde estas visiones integrativas, el aprovechamiento local de las energías renovables se mira en conjunto con la gestión de los recursos alimentarios, hidráulicos y otros que conforman el sustento de comunidades en distintas escalas.

*Minería: impactos sobre el agua, los ecosistemas
y los derechos humanos*

Como se mencionó en los apartados anteriores, la presión por conseguir cantidades crecientes de minerales críticos para suplir la industria renovable implica necesariamente un incremento masivo de la minería. Estas nuevas fronteras de explotación de recursos se están produciendo tanto en el Sur como en el Norte globales, y reflejan una oleada de “extractivismo verde”, acorde con los modelos dominantes en la transición (Withmore 2021).

A nivel mundial, diversos proyectos mineros “verdes” o “climáticamente inteligentes” que están en fase de exploración y explotación generan preocupación y resistencia por parte de comunidades, movimientos sociales, científicos y organizaciones ambientales (EJAtlas s.f.). Estos casos ponen de relieve el hecho de que, independientemente de si el uso final de los materiales extraídos está destinado a proyectos de energía renovable o si las empresas mineras presentan compromisos de “responsabilidad social empresarial”, la industria minera de escala industrial se caracteriza por generar graves impactos sobre los territorios intervenidos. Esto implica enormes demandas de agua y tierra, contaminación de suelos y agua, destrucción de ecosistemas, así como violación de derechos individuales y colectivos –algunos ejemplos son los procesos de consulta nulos u opacos y la criminalización, acompañada de violencia sobre comunidades indígenas y campesinas que defienden sus medios de existencia– (Hitchcock Auciello 2019). Tales preocupaciones son particularmente alarmantes en el caso del *boom* de minerales como el litio, sobre los cuales existe un conocimiento limitado en cuanto a los impactos locales y cumulativos de su explotación a gran escala (Datu Buyung Agusdinata *et al.* 2018).

En relación con esto último, las atractivas reservas del triángulo del litio en Sudamérica –los salares de Bolivia, Chile y Argentina– están generando presiones a partir del desarrollo de proyectos mineros que

generan grandes demandas de agua y que representan una grave amenaza para ecosistemas únicos que difícilmente se regenerarían tras una explotación en escalas que la economía verde mundial demanda (véase Deniau *et al.* 2021). Estos proyectos ponen en riesgo la regulación local de los ecosistemas y también la ya golpeada actividad agrícola, ganadera y de pastoreo –en varios casos de autoconsumo y comercio local– de comunidades andinas indígenas y campesinas, sin mencionar, en algunos casos, la gestión cooperativa local del agua y los salares (Jerez 2018).

Por su parte, los depósitos de litio en roca dura –como los del proyecto Sonora Lithium en México– y otros minerales que se encuentran en concentraciones cada vez más bajas –*e.g.* cobre y grafito, entre otros– requieren ser explotados por tajo a cielo abierto, una técnica intensiva en usos de energía y contaminación de aguas que en las últimas décadas ha generado profundos costos ambientales en México y en otros países. Tales demandas preocupan más todavía en un contexto de estrés hídrico, donde la escasez del agua continuará mermando la posibilidad de la agricultura, el acceso humano al agua y la continuidad de ecosistemas en peligro. A ello se suman los impactos cumulativos de las demandas energéticas asociadas a la cadena de valor de la minería y las tecnologías “verdes”, mismas que son sustentadas por la expansión de la frontera fósil, profundizando y ampliando los territorios de extracción, contaminación y explotación socioambiental.

La preocupación en torno a la extracción de minerales para la transición energética se concentra en un modelo de producción y consumo que tiene tres objetivos principales: 1) la sustitución de los automóviles que funcionan con combustibles fósiles por vehículos eléctricos; 2) la electrificación generalizada de los sistemas energéticos, y 3) un mayor desarrollo de la economía digital y de servicios. Desde la perspectiva de los límites socioambientales de la transición, este enfoque es muy problemático pues no cuestiona el modelo de movilidad –individual y privatizado, representado por los automóviles–, ni el uso intensivo de

energía que hacen las sociedades y sectores más afluentes del planeta (véanse los capítulos de la sección 3), lo que reproduce las desigualdades sociales y la degradación ambiental propias de la economía fósil.

Todos estos procesos obligan a poner la atención en que la transición energética es material y que los impactos del extractivismo minero requieren de un replanteamiento de fondo al considerar los proyectos de transición en distintas escalas. Por un lado, lo anterior implica medidas regulatorias para asegurar que la base material de la transición energética se fundamente en la justicia ambiental y climática, con el reúso y el reciclaje entreverándose como parte de este sistema (Withmore 2021). Por otro lado, es fundamental que se impulsen medidas estructurales para posicionar nuevas nociones de suficiencia y redistribución en el consumo de la energía, sobre todo en el Norte global, pero también en los sectores y grupos sociales más afluentes de los países del Sur global. Por último, es cada vez más importante generar nuevos acuerdos en el comercio de materiales entre el Sur y el Norte globales, asegurando que la extracción de materiales para la producción de ciertas tecnologías responda a proyectos nacionales que impulsen la soberanía de los pueblos bajo proyectos integrales de transición energética.

CONCLUSIONES

El declive de la producción de hidrocarburos (véase capítulo 1.2) y la necesidad de disminuir su uso a fin de evitar el colapso climático, así como los problemas de abasto de uranio, el costo de la tecnología y la disposición segura de residuos radiactivos a largo plazo en lo que se refiere a la energía nuclear, hacen inevitable que en el mediano y largo plazos las fuentes renovables vuelvan a ser dominantes en la matriz energética mundial. Sin embargo, estas fuentes enfrentan una serie de límites importantes de tipo biofísico, técnico, económico y socioambiental que hacen de la transición energética un proceso mucho más complejo que la simple sustitución de combustibles fósiles. Por ello es fundamental

replantear los patrones de producción y consumo energéticos en diversas escalas y sectores. En particular, todas las fuentes renovables tienen baja densidad energética –menor que la de los combustibles fósiles–, razón por la cual requieren de grandes áreas para mantener los ritmos actuales de producción y consumo, con lo que generan dinámicas de conflicto con otros usos y coberturas de tierra. Su tasa de retorno energético (EROI) no siempre es inferior a la de los combustibles fósiles, pero está destinada a decrecer con el paso del tiempo. Si bien el avance tecnológico tiende a mejorar la eficiencia en la obtención de energía útil, debemos recordar que lo que puede funcionar en un laboratorio –en condiciones controladas y con una infraestructura basada en combustibles fósiles– no necesariamente es escalable –límites materiales–, económica y energéticamente asequible (EROI) o construible en tiempo limitado, según lo plantean los escenarios actuales de mitigación del cambio climático. Hablamos, en este último caso, de reducir en más de 30% las emisiones de aquí a 2030 y 100% en 27 años (2050), si la meta consiste en no incrementar la temperatura del planeta más allá de 1.5 grados Celsius.

Las fuentes controlables como la hidroeléctrica y la geotermia son fuentes maduras que no pueden crecer mucho debido a que los lugares más provechosos ya han sido explotados. Además, en el caso de la hidroeléctrica, las variaciones de lluvia que van asociadas al cambio climático vuelven menos previsible su capacidad. La biomasa es otra fuente madura, controlable y que presenta una gran versatilidad para brindar combustibles al transporte, y electricidad y calor a los sectores residencial e industrial; sin embargo, tiene también una densidad energética baja e interacciones importantes con el sistema alimentario y, en general, con el uso del territorio, lo que limita su potencial más allá de un 20 a 30% del consumo actual de energía.

Las fuentes que cuentan con el mayor potencial de crecimiento –eólica y solar– adolecen de irregularidad en el suministro –intermitencia–, lo cual se compensa con combustibles fósiles y, en mucho menor grado, con almacenamiento. Dichas fuentes requieren, a su vez, de la construcción

de nuevas líneas de transmisión. Estos costos adicionales no se incluyen en el costo nivelado de la energía (LCOE), pero son soportados por las compañías de servicio eléctrico.

La construcción de la infraestructura de aprovechamiento de las fuentes renovables depende de combustibles fósiles en todas las etapas de su ciclo de vida –minería, construcción, mantenimiento y retiro– y, también, de materiales derivados del petróleo –resinas, lubricantes y materiales plásticos, entre otros. De la misma forma, dicha construcción necesita de materias primas y metales que se reciclan muy poco –litio, cobalto, níquel, cadmio, aluminio, cobre, oro, plata y tierras raras–, lo cual generaría un incremento en la minería y en el retiro de agua, con el consecuente impacto socioambiental.

Dado que tanto la producción de combustibles fósiles como la extracción de minerales críticos requieren cada vez de más energía, los costos de la construcción de infraestructura de aprovechamiento de las fuentes renovables serán cada vez más altos. La posibilidad de invertir grandes cantidades de dinero en la transición a fuentes renovables puede quedar en entredicho en el contexto de una economía global ya en recesión y fuertemente endeudada.

Con base en lo anterior, queda claro que las fuentes renovables no pueden mantener el nivel actual de consumo energético ni mucho menos incrementarlo. De hecho, los modelos y escenarios que proyectan abandonar el uso de combustibles fósiles en el curso de varias décadas prevén también una disminución del consumo final de energía.⁹ Por tanto, la suma de los límites que hemos revisado en este capítulo confirma la importancia de plantear la transición energética hacia fuentes “bajas en carbono” desde una visión integrativa y de cambios radicales en los sistemas productivos y de consumo globalizados. En la sección 3 se presentan varios diagnósticos y alternativas puntuales en relación con sectores

⁹ Véase, por ejemplo, el capítulo 5 del último informe del IPCC (2022), en particular la figura 5.7.

y ejes temáticos fundamentales: movilidad sustentable, energía verde y eficiencia energética, sistemas energéticos rurales sustentables, democratización de la energía, sistema alimentario y dimensiones socioculturales que deben ser integradas en la transición energética.

REFERENCIAS

- Ariza-Montobbio, P., S. Lele, G. Kallis y J. Martínez-Alier (2010). The political ecology of *Jatropha* plantations for biodiesel in Tamil Nadu, India. *The Journal of Peasant Studies*, 37(4), 875-897. <http://doi.org/10.1080/03066150.2010.512462>
- Arvesen, A. (2020). Sustainability perils and opportunities of clean electricity. En: O. Probst, S. Castellanos y R. Palacios (Eds.), *Transforming the grid towards fully renewable energy*. Reino Unido: The Institution of Engineering and Technology.
- Ávila, S. (2019). Transición energética y justicia socio-ambiental. Aproximaciones desde el Sur global. En: C. Tornel (Coord.), *Alternativas para limitar el calentamiento global en 1.5 °C. Más allá de la economía verde*. Fundación Heinrich Böll-México y El Caribe.
- _____ (2018). Environmental Justice and the expanding geography of wind power conflicts. *Sustainability Science*, 13(3), 599-616. <https://doi.org/10.1007/s11625-018-0547-4>
- _____, Y. Deniau, A.H. Sorman y J. McCarthy (2021). (Counter)mapping renewables: Space, justice, and politics of wind and solar power in Mexico. *Environment and Planning E: Nature and Space*, diciembre de 2021. <https://doi.org/10.1177/25148486211060657>
- Baka, J. (2017). Making Space for Energy: Wasteland Development, Enclosures, and Energy Dispossessions. *Antipode*, 49(4), 977-996. <http://doi.org/10.1111/anti.12219>

- Bloomberg NEF (2018). *Climatescope: Emerging Markets Outlook 2018. Energy transition in the world's fastest growing economies*. Reino Unido: UKAid. <https://global-climatescope.org/downloads/climatescope-2018-report-en.pdf>
- _____ (2019). *Climatescope: Emerging Markets Outlook 2019. Energy transition in the world's fastest growing economies*. Reino Unido: UKAid. <https://global-climatescope.org/downloads/climatescope-2019-report-en.pdf>
- BP (2022). *Statistical Review of World Energy 2022*. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>
- Capellán-Pérez, I., C. de Castro e I. Arto (2017). Assessing vulnerabilities and limits in the transition to renewable energies: land requirements under 100% solar energy scenarios. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 77, 760-782.
- Calvo, G., G. Mudd, A. Valero y A. Valero (2016). Decreasing ore grades in global metallic mining: A theoretical issue or a global reality? *Resources*, 5(4), 36. <http://doi.org/10.3390/resources5040036>
- Chen, J., H. Shi, B. Sivakumar y M.R. Peart (2016). Population, water, food, energy and dams. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 56, 18-28. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.043>
- Creutzig, F., N.H. Ravindranath, G. Berndes ... O. Masera (2014). Bioenergy and Climate Change Mitigation: An Assessment. *GCB Bioenergy*, 7(5), 916-944. <https://doi.org/10.1111/gcbb.12205>
- Cushman-Roisin, B., y B.T. Cremonini (2021). *Data, Statistics, and Useful Numbers for Environmental Sustainability: Bringing the Numbers to Life*. Elsevier. <https://doi.org/10.1016/C2019-0-04682-1>
- Agusdinata, D. B., W. Liu, H. Eakin y H. Romero (2018). Socio-environmental impacts of lithium mineral extraction: towards a research agenda. *Environmental Research Letters*, 13(12): 123001. <http://doi.org/10.1088/1748-9326/aae9b1>
- Deniau, Y., V. Herrera y M. Walter (2021). *Mapa de resistencias frente a los impactos y discursos de la minería para la transición energética en las Américas*. Environmental Justice Atlas, Mining Watch Canada.

- Desertec (s.f.). *Desertec*. www.desertec.org
- EJAtlas (s.f.). *Environmental Justice Atlas* [sitio web]. www.ejatlas.org
- EIA (2015). Electric generator capacity factors vary widely across the world. *Today in Energy*. EIA. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=22832>
- _____. (2021). Electric Power Monthly. *U.S. Energy Information Administration*. https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.php?t=epmt_6_07_b
- Ferrari, L. (2020). Una mirada retrospectiva: pico del petróleo y fin del crecimiento. *América Latina en Movimiento*, 54(550), 15-18. <https://www.alai.info/revista/numero-550/>
- _____, y S. Pérez Jiménez (agosto de 2021). Las energías limpias implican un aumento exponencial de la extracción minera. *La Jornada Ecológica*, <https://ecologica.jornada.com.mx/2021/08/15/las-energias-limpias-implican-un-aumento-exponencial-de-la-extraccion-minera-4400.html>
- Friedemann, A.J. (2021). *Life after Fossil Fuels: A Reality Check on Alternative Energy* (vol. 81). Springer Nature. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-70335-6>
- GeoComunes (2021). Alumbrar las contradicciones del sistema eléctrico mexicano y de la transición energética. *Revista Planeo*, 47. <https://revistaplaneo.cl/2021/04/08/alumbrar-las-contradicciones-del-sistema-electrico-mexicano-y-de-la-transicion-energetica-colectivo-geocomunes/>
- Graedel, T.E., J. Allwood, J.P. Birat ... C. Hagelüken (2011). *Recycling Rates of Metals-A Status Report, A Report of the Working Group on the Global Metal Flows to the International Resource Panel*. International Resource Panel, WGotGMF, United Nations Environment Programme.
- Grancea, L., M., Mihalasky, M. Fairclough ... R. Vance (2020). *Uranium Resources, Production and Demand 2020*. Nuclear Energy Agency no. 7551. Organisation for Economic Co-Operation and Development. https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_52718/uranium-2020-resources-production-and-demand?-details=true
- Greenstone, M., e I. Nath (2019). Do renewable portfolio standards deliver cost-effective carbon abatement? [Artículo en preparación]. University of Chicago, Becker Friedman Institute for Economics.

- Grill, G., B. Lehner, M. Thieme ... C. Zarfl (2019). Mapping the world's free-flowing rivers. *Nature*, 569(7755), 215-221. <https://www.nature.com/articles/s41586-019-1111-9>
- Hall, C.A., J.G. Lambert y S.B. Balogh (2014). EROI of different fuels and the implications for society. *Energy Policy* 64, 141-152. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.049>
- Hund, K., D. La Porta, T.P. Fabregas ... J. Drexhage (2020). *Minerals for climate action: The mineral intensity of the clean energy transition*. World Bank, 73.
- Hitchcock Auciello, B. (2019). *A Justice Transition is a post-extractive transition. Centering the extractive frontier in climate justice*. War on Want y London Mining Network. https://waronwant.org/sites/default/files/Post-Extractivist_Transition_WEB_0.pdf
- Huber M., y J. McCarthy (2017). Beyond the subterranean energy regime? Fuel, land use and the production of space. *Transactions of the Institute of British Geographers*, 42(4), 655-668.
- Illich, I. (2015 [1974]). *Energía y equidad: los límites sociales de la velocidad*. Madrid: Díaz y Pons Editores.
- IEA (2020). *Bioenergy Annual Report 2020*. <https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2021/04/IEAB-Annual-Report-2020.pdf>
- _____ (2021a). *Renewables 2021. Analysis and forecast to 2026*. IEA. <https://www.iea.org/reports/renewables-2021>
- _____ (2021b). *World Energy Outlook 2021*. IEA. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>
- IPCC (2022). *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Working Group III Contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. <https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-working-group-3/>
- Irena (2022a). *Renewables 2022. Global Status Report*. <https://www.ren21.net/reports/global-status-report/>
- _____ (2022b). *World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5°C Pathway*. Abu Dhabi: Irena. www.irena.org/publications

- Jerez, B. (2018). *Impacto socioambiental de la extracción del litio en las cuencas de los salares altoandinos del Cono Sur*. Santiago de Chile: Observatorio de Conflictos Mineros de América Latina (OCMAL). <https://www.ocmal.org/wp-content/uploads/2018/08/Impacto-Sociambiental-Litio.pdf>
- Koppelaar, R.H.E.M., y H. Koppelaar (2016). The ore grade and depth influence on copper energy inputs. *Biophysical Economics and Resource Quality*, 1(11). <https://doi.org/10.1007/s41247-016-0012-x>
- McCarthy, J. (2015). A socioecological fix to capitalist crisis and climate change? The possibilities and limits of renewable energy. *Environment and Planning A*, 47(12), 2485-2502. <http://doi.org/10.1177/0308518X15602491>
- Michaux, S. (2021). *Assessment of the extra capacity required of alternative energy electrical power systems to completely replace fossil fuels*. GTK Open File Work Report 42/2021. <http://doi.org/10.13140/RG.2.2.34895.00160>
- Moriarty, P., y D. Honnery (2022). The limits of renewable energy. *Switching Off*. Singapur: Springer, pp. 35-54. https://doi.org/10.1007/978-981-19-0767-8_3
- Murphy, D.J., M. Raugei, M. Carbajales-Dale y B. Rubio Estrada (2022). Energy return on investment of major energy carriers: review and harmonization. *Sustainability*, 14(12), 70-98. <http://doi.org/10.3390/su14127098>
- ObtrenMx (s.a.). *Generación por tecnología*. ObtrenMx. https://obtrenmx.org/generacion_sen
- Pérez, A. (2021). *Pactos verdes en tiempos de pandemias. El futuro se disputa ahora*. Barcelona: Libros en Acción.
- Raugei, M. (2013). Comments on “Energy intensities, EROIs (energy returned on invested), and energy payback times of electricity generating power plants”-Making clear of quite some confusion. *Energy*, 59, 781-782. <http://doi.org/10.1016/j.energy.2013.07.032>
- _____, M. Carbajales-Dale, C.J. Barnhart y V. Fthenakis (2015). Rebut-tal: “Comments on ‘Energy intensities, EROIs (energy returned on invested), and energy payback times of electricity generating power plants’ – Making clear of quite some confusion”. *Energy*, 82, 1088-1091. <http://doi.org/10.1016/j.energy.2014.12.060>

- Rystad Energy (2021). Most of 2022's solar PV projects risk delay or cancellation due to soaring material and shipping costs. *Rystad Energy*. <https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/most-of-2022s-solar-PV-projects-risk-delay-or-cancellation-due-to-soaring-material-and-shipping-costs/>
- Schernikau, L., W.H. Smith y R. Falcon (2022). Full cost of electricity 'FCOE' and energy returns 'EROI'. *Journal of Management and Sustainability*, 12(16), 1-12.
- Scheidel A., y A. Sorman (2012). Energy transitions and the global land rush: ultimate drivers and persistent consequences. *Global Environmental Change*, 22, 588-595. <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2011.12.005>
- Sonter, L.J., M.C. Dade, J.E. Watson y R.K. Valenta (2020). Renewable energy production will exacerbate mining threats to biodiversity. *Nature communications*, 11(1), 1-6. <https://www.nature.com/articles/s41467-020-17928-5>
- Trujillo-Baute, E., P. del Río y P. Mir-Artigues (2018). Analysing the impact of renewable energy regulation on retail electricity prices. *Energy Policy*, 114, 153-164. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.11.042>
- Valero, A., A. Valero y G. Calvo (2021). *The Material Limits of Energy Transition: Thanatia*. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-78533-8>
- _____, y A. Ortego (2018). Material bottlenecks in the future development of green technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 93, 178-200. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.05.041>
- Van Zalk, J., y P. Behrens (2018). The spatial extent of renewable and non-renewable power generation: A review and meta-analysis of power densities and their application in the US. *Energy Policy*, 123, 83-91. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.08.023>
- Weißbach, D., G. Ruprecht, A. Huke, ... A. Hussein (2013). Energy intensities, EROIS (energy returned on invested), and energy payback times of electricity generating power plants. *Energy*, 52, 210-221. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.01.029>
- _____. (2014). Reply on "Comments on 'Energy intensities, EROIS (energy returned on invested), and energy payback times of electricity generating

power plants' –Making clear of quite some confusion". *Energy*, 68, 1004-1006. <http://doi.org/10.1016%2Fj.energy.2014.02.026>

Withmore, A. (2021). A Material Transition. Exploring Supply and Demand Solutions For Renewable Energy Minerals. *War on Want*. Mapa realizado por Nat Lowrey. <https://waronwant.org/resources/a-material-transition>

Wood Mackenzie (2022). *US Solar Market Insight. 2021 Year in Review*. Wood Mackenzie. <https://www.woodmac.com/industry/power-and-renewables/us-solar-market-insight/>

World Nuclear Association (2022). World Uranium Mining Production. *World Nuclear Association*. <https://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/mining-of-uranium/world-uranium-mining-production.aspx>

Sección 3

EJES DE ACCIÓN PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

3.1 Una mirada sociocultural de la energía: hacia transiciones energéticas justas

Sofía Ávila
Sandra Rátiva Gaona
Marcela Torres Wong

INTRODUCCIÓN

En este capítulo se analiza lo que significa el reto de una transición energética justa, desde una perspectiva social, ambiental y cultural en torno al uso de la energía. Nuestra propuesta consiste en ir más allá de las cuestiones técnicas o económicas que dominan en el discurso teórico y práctico de la energía, para proponer una mirada más amplia sobre *las energías* y su relevancia en los debates sobre la transición. En particular, presentamos una mirada crítica sobre la continuidad del extractivismo en relación con el discurso de “la transición energética” y, a partir de ello, buscamos hacer visibles otros horizontes de ruptura y transformación ecosocial.

En la actualidad el desarrollo, entendido como crecimiento económico, se mantiene como motor de la expansión de la frontera fósil, minera y agroindustrial, pero también de megaproyectos de energías renovables a nivel mundial. Este modelo está generando un creciente número de conflictos, pues reproduce múltiples violencias y profundiza desigualdades históricas de la misma manera que las industrias extractivas tradicionales como la minera y la de hidrocarburos. De esta manera, la enorme desigualdad entre las zonas rurales y urbanas se reproduce y amplía con las prácticas del capitalismo verde, incluidas las de la industria energética

(véase capítulo 3.4). Ante este escenario, otras formas de vida y de gestión de los territorios emergen como aprendizajes y experiencias plurales que resultan relevantes para pensar en las *transiciones energéticas*, más allá del desarrollo desde arriba hacia abajo.

En la primera parte del capítulo presentamos una revisión crítica sobre la configuración del modelo energético actual basado en la extracción de combustibles fósiles y su relación con la noción de desarrollo. En seguida, presentamos argumentos acerca de cómo el modelo desarrollista-extractivista tiene una continuidad en los proyectos que predominan en la actual transición energética, al generar injusticias a nivel local con prácticas de acaparamiento y homogeneización de territorios diversos. Después, presentamos algunas alternativas que se tejen desde los procesos de cuestionamiento y resistencia de comunidades y ciudadanos alrededor del mundo. Encontramos que la estrecha relación entre el uso de la energía y la organización social plantea preguntas clave sobre el tipo de desarrollo que las energías renovables sostendrán. A partir de ello, proponemos otros modelos de participación social, a menudo invisibilizados por los gobiernos y las corporaciones, que sean capaces de fortalecer procesos de autonomía territorial, economías solidarias y soberanía alimentaria. Enfatizamos cómo estos mecanismos participativos suelen encontrarse dentro de sistemas políticos locales y cómo podrían contribuir a impulsar transiciones energéticas más justas, democráticas y sustentables.

CONFIGURACIÓN DEL MODELO ENERGÉTICO

COMBUSTIBLES FÓSILES, MODERNIDAD Y MODELO DE DESARROLLO

Hasta el siglo XVII las fuentes de energía estaban directamente relacionadas con su disponibilidad inmediata en el seno de la naturaleza: biomasa, agua, viento, sol y fuerza animal, incluida la fuerza de trabajo humana. Con la modernidad, con el desarrollo técnico de la revolución industrial, la razón instrumental y el desarrollo de nuevas formas de

acumulación, se abrió paso y avanzó el modo de producción capitalista y, con ello, la utilización de la energía entró en una carrera crecientemente acelerada. Así como sucedió con el capital, la producción y el consumo de energía tuvieron un crecimiento exponencial, y con él, la necesidad de almacenarla y transportarla.

El uso de carbón, de la máquina de vapor y de decenas de medios artificiales, junto con la explotación capitalista de la fuerza humana en el proceso de trabajo, desataron —o fueron consecuencia de— los procesos técnicos y tecnológicos de potenciación de la energía: producir y acumular energía, no sólo para producir y acumular mercancías, sino también para producir y acumular capital (Caffentzis 2020). Muchos de los límites planetarios se rebasaron a partir de esta producción artificial y con la aceleración de los metabolismos relativos a la energía como fuerza de transformación y apropiación del mundo mediante una forma social de organización capitalista, colonial y patriarcal en la que

se pasó de la utilización de energía casi en tiempo real, a consumir de manera masiva las reservas condensadas en forma de combustibles fósiles [...] mientras [que] hasta el momento [siglo XVIII] la lógica de expansión del capital inherente al sistema había sido sobre todo espacial (conquista de nuevos territorios e inclusión de nuevos mercados), ahora —con la revolución industrial— empezaba a ser también temporal (explotación de recursos naturales y fósiles muy por encima de sus tasas de renovación) (Fernández Durán y González Reyes 2014, p. 248).

Así, una vez instalada la energía de origen fósil como “fuerza de acción” del capital, se aceleraron de manera exponencial tanto la expropiación de la naturaleza como la explotación del trabajo —o el crecimiento de la tasa de ganancia del capital—, lo que generó una forma específica de organización de la vida y de la naturaleza en su conjunto (Moore 2020, p. 151).

Podemos decir que la alta densidad energética del carbón, el gas y el petróleo, así como su abundancia relativa, permitieron un incremento

sin precedentes del consumo energético a nivel global, aumentando la productividad material y el crecimiento económico de las sociedades modernas. Estos procesos han sostenido en gran medida el sistema capitalista actual, así como el imaginario de desarrollo y bienestar material asociado a él. Este modelo energético y civilizatorio refleja y refuerza estructuras de dominación (Ángel 2016; Fernández Durán y González Reyes 2014; Illich 2006), a la vez que alimenta –literalmente mueve– los procesos de reproducción del capital, en detrimento de las posibilidades y condiciones de reproducción de la vida humana y no humana a escala planetaria, hasta llegar a modificar en forma definitiva las condiciones de existencia de la vida misma.

La conversión de energía fósil en energía mecánica, térmica y eléctrica junto con la gran aceleración económica que permitieron los hidrocarburos dieron un poder sin precedentes a las organizaciones e instituciones jerarquizadas, centralizadas y coercitivas (Fernández Durán y González Reyes 2014, p. 253) que controlaron con rapidez estas fuentes de energía. El Estado y las corporaciones petroleras y mineras emergentes fomentaron un uso masivo y expansivo de la energía hacia toda la vida social, con diferencias geopolíticas entre quienes la consumen, la proveen y la usufructúan en su producción.

Ivan Illich vincula el uso de la energía a la forma en que se experimenta la vida como algo deshumanizante. Esa experiencia ya no sólo es descomunal, sino que está totalmente desfasada de ritmos corporales, escalas humanas y movimientos ecológicamente conocidos. Así lo describe este autor:

La energía transformada en trabajo físico le permite [al ser humano] integrar su espacio y tiempo. [...] Al usar sus manos y pies, transforma el espacio, simple territorio animal, en casa y patria. Al aumentar la eficiencia en la aplicación de su propia energía, lo expande y lo pone en peligro. Más allá de cierto punto, el uso de la energía motorizada inevitablemente empieza a oprimirlo (2006, p. 334).

La materialización de la idea de desarrollo en un modelo económico cada vez más urbano, más industrial, más energívoro y con pretensiones de crecimiento permanente ha tenido además un fuerte componente de violencia sobre las culturas originarias, las mujeres y los cuerpos feminizados –niños, niñas y hombres no heteronormados. La destrucción de ecosistemas, los conflictos ambientales que esto genera y los consecuentes procesos de desarraigo, desplazamiento o degradación social destruyen las formas sociales comunitarias que dan sustento material a la vida de comunidades indígenas y campesinas –producción de alimentos y acceso al agua, por ejemplo–, y deterioran gravemente la vida de las mujeres al imponerles mayores esfuerzos para sostener el trabajo de cuidados que recae sobre ellas.

Por lo anterior afirmamos que la energía no sólo tiene un componente material, físico o ecológico; no es nada más un problema de cantidad, de cualidad o de materia: su apropiación social refleja las relaciones de poder y las dinámicas de dominación. El modelo energético vigente forma parte del complejo que la ecofeminista Maria Mies llama *capitalismo patriarcal colonialista* (Mies 2019), y que tiene como consecuencia social y cultural la destrucción de la diferencia: primero, la de las formas de vida diferentes a la modernidad urbana y capitalista, y segundo, la de los cuerpos diferentes al hombre racional, blanco y productor. El modelo de desarrollo y su modelo energético tienden a imponer una forma de vida culturalmente urbana y socialmente productivista, que despoja y homogeniza.

LA DESTRUCCIÓN COMO SÍNTOMA DEL MODELO DE DESARROLLO Y DEL MODELO ENERGÉTICO

En América Latina la reflexión sobre la energía debe leerse a contrapelo a fin de poder visibilizar los procesos extractivos a gran escala –no sólo de hidrocarburos sino también de minerales– que han configurado un modelo de exportación de la naturaleza o modelo primario exportador de materias primas, que impuso a sangre y fuego la noción de desarrollo

sobre culturas, pueblos, comunidades y regiones completas del continente a raíz de su colonización. A la fecha, el crecimiento económico, medido en ingresos per cápita, se sigue imponiendo como dogma económico (Svampa 2019), legitimando así la destrucción de formas de vida aborígenes: sectores campesinos, comunidades indígenas, poblaciones afrodescendientes y sus ecosistemas y formas de economía no monetarizada, a través de la explotación de los energéticos y los minerales que estén presentes en toda la región.

En el subcontinente, la idea de *desarrollo* se materializó incorporando la violencia que representa el extractivismo y, en ello, ha desempeñado un papel central el modelo energético de fuentes fósiles –centralizado en los aparatos estatales y concentrado en las empresas privadas– en su busca por satisfacer las necesidades del consumo urbano.

En términos ecológicos, el modelo energético está directamente relacionado con algunos indicadores de destrucción ambiental que se expresan en el contexto actual. En primer lugar, los informes del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés) señalan que el sector energía es responsable de cerca de 86% de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) en el mundo (IPCC 2021). En segundo lugar, este modelo ha provocado impactos irreversibles e incommensurables como los derrames petroleros en el golfo de México o los derribos en la Amazonía ecuatoriana. En tercer lugar, este modelo de grandes escalas está asociado a la degradación de miles de hectáreas destinadas a la producción de agrocombustibles y con el represamiento de cientos de ríos con la finalidad de producir energía eléctrica (Ángel 2016; Bertinat 2013; Illich 2006; Roa, Soler y Aristizábal 2018).

La energía, tal como la conocemos en la actualidad, es una forma de uso de la naturaleza, por apropiación y transformación, al servicio de la producción y circulación de mercancías –la energía es movimiento– a diversas escalas, y ese proceso ha modificado los flujos metabólicos de diversos territorios a lo largo y ancho del planeta. Por tanto, circula en grandes conglomerados urbanos y ciudades, alimentando los patrones

de consumo que caracterizan gran parte de la experiencia humana en la cotidianidad del mundo contemporáneo. Sin duda, la energía es un factor central para comprender los flujos materiales de las ciudades y los flujos culturales de quienes las habitamos.

Además, por su propia dinámica asociada a la reproducción ampliada del capital, se ha verificado un aumento exponencial en la demanda de energía; de acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), entre 1990 y 2018, la demanda global de energía aumentó 53.39%; en específico, la demanda de energía eléctrica lo hizo en 117.37% (IEA 2018). Sin embargo, este aumento de demanda no se ve acompañado de una resolución que aborde las desigualdades energéticas a nivel global, nacional y regional.

En un reciente informe de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (Cepal) se expone que la región latinoamericana presenta una contradicción con la política de cobertura energética, ya que pese a tener un buen promedio de cobertura del suministro eléctrico, persisten zonas sin acceso a electricidad, especialmente en asentamientos urbanos informales y/o zonas rurales. Asimismo, el informe indica que la situación empeora cuando se mide la calidad del servicio, que suele ser de algunas horas en el caso del acceso a electricidad, o que puede representar una parte muy alta de los ingresos de los hogares (Cepal 2021). La brecha existente entre las ciudades y las zonas rurales es ya altísima cuando hablamos de la capacidad de acceso, de la calidad de la energía y de la proporción de los gastos en energía para la economía familiar, y más aún cuando estos indicadores se relacionan con los de satisfacción de las necesidades básicas como salud, educación o seguridad (véanse capítulos 1.10 y 3.4). La idea del efecto cascada a partir del crecimiento económico pierde fuerza a medida que persisten los altos indicadores de pobreza, incluida la energética.

Ahora bien, a pesar de la importancia de las mediciones sobre pobreza energética y de las conclusiones sobre las brechas existentes, estos datos resultan insuficientes en cuanto a la conflictividad asociada a la

energía en América Latina. No sólo hay desigualdad en el acceso y el goce de energía, sino que persiste una altísima desigualdad en cuanto a los impactos y las afectaciones ocasionadas por la generación y distribución de energía: el disenso en contra del modelo energético imperante aumenta en toda la región y se expresa a través de conflictos surgidos por la imposición de proyectos de extractivismo fósil, minero, hidroeléctrico, eólico y agroindustrial.

La resistencia abierta y la confrontación contra los proyectos y megaproyectos energéticos, que muchas organizaciones sociales y comunidades llaman “proyectos de muerte”, ilustran la desigualdad y la injusticia sobre las que se sigue ampliando el modelo energético actual. Regiones, zonas y territorios rurales con vocaciones agrícolas, campesinas o de pequeña ganadería son sacrificadas para favorecer la extracción de hidrocarburos, minerales, recursos eólicos y solares, entre otros, destinados principalmente a satisfacer las demandas de las grandes ciudades.

EXTRACTIVISMOS, DISENSOS NO PERMITIDOS Y PARTICIPACIÓN SIMULADA

Las diferentes luchas por una mayor igualdad, una mejor distribución de la riqueza existente y modelos de desarrollo económico y energético más respetuosos de la biodiversidad y de los derechos de los diversos pueblos que habitan el planeta han puesto en el centro del debate la insostenibilidad de las industrias extractivas (Shapiro y McNeish 2021; Svampa 2019; Gudynas 2015; Escobar 2015).

Las demandas socioambientales enarboladas por grupos indígenas, afrodescendientes y campesinos a lo largo del subcontinente latinoamericano desde comienzos del siglo XXI –cuya influencia incrementó durante el *boom* de las *commodities* (2000-2014)– han sido trasladadas a la arena de políticas públicas como demandas por una mayor participación social y respeto tanto a la autonomía territorial como al

autogobierno. La presión extractivista sobre ecosistemas biodiversos, habitados en su mayoría por poblaciones rurales, se hizo mucho más intensa a partir de la década de 1990 con las reformas neoliberales que facilitaron el acceso privado a los recursos naturales (Azamar Alonso y Ponce 2015). Dentro de los territorios impactados por proyectos social y ecológicamente destructivos, lo mismo que en las industrias de hidrocarburos y minerales, emergieron nuevas formas de organización social acompañadas de discursos y repertorios de acción innovadores. Estas nuevas organizaciones reclamaban y reclaman para sus poblaciones el derecho a decidir ya no sólo sobre el destino de sus recursos naturales, sino también sobre sus propios caminos de desarrollo (Escobar 2015).

Muchas poblaciones indígenas que lideraron la oposición a diferentes formas de extractivismo en sus tierras apelaron al marco internacional de derechos indígenas contenido principalmente en el Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo (1989) y la Declaración Universal del Derecho de los Pueblos Indígenas (2007), logrando bastante acogida en la opinión pública internacional (Lightfoot 2016). Después de 20 años de movilización sociolegal, los gobiernos de varios países de la región implementaron alguna legislación sobre el derecho a la consulta previa destinado a proteger a las miembras y miembros de pueblos indígenas ante proyectos no deseados (Fundación del Debido Proceso 2015). Otros instrumentos participativos disponibles para poblaciones indígenas y no indígenas, como las evaluaciones de impacto ambiental y social, la consulta pública o el ordenamiento territorial, tomaron fuerza a partir de la presión internacional sobre los sectores extractivistas y del interés de los gobiernos por disminuir la conflictividad y la violencia socioambiental (Leifsen *et al.* 2018).

A pesar de la expansión de estos instrumentos, las comunidades que habitan los territorios afectados han visto muy limitada su capacidad de influencia en la toma de decisiones en torno a cómo ellas y sus recursos son incorporados por diferentes sectores industriales. Los sesgos

extractivistas-desarrollistas de las agencias que han tenido injerencia en la participación social han permeado los resultados de los procesos participativos en sus múltiples formas, obstaculizando la formación de bloques opositores capaces de insertar proyectos alternativos al modelo de desarrollo dominante dentro de los planes estatales. Las agencias de economía, energía, minería y desarrollo cuentan con un papel predominante en las decisiones de inversión de los recursos públicos, y son a su vez las que están vinculadas a los procesos participativos en los territorios afectados por el desarrollismo. Esto ha creado que las propias agencias que “ofrecen” la participación sean juez y parte en las decisiones sobre una diversidad de megaproyectos que impactan de manera negativa los ecosistemas rurales.

Incluso con los gobiernos de izquierda que utilizaron discursos de recuperación del papel del Estado en favor de la economía nacional y la protección de los derechos indígenas y ambientales –como los de Bolivia (2006-2019), Ecuador (2007-2017) o Perú (2011-2016)–, este predominio sobre otras agencias estatales que velan por el medio ambiente, la participación ciudadana y los derechos indígenas ha provocado que se reforzara la dependencia extractivista en desmedro de las poblaciones que apoyaron a estos partidos para llegar al gobierno. Tristemente, en todos los países latinoamericanos, ya sea con gobiernos de izquierda –inclinados a un modelo de Estado– o de derecha –inclinados a un modelo de mercado–, las consultas previas llevadas a cabo entre poblaciones indígenas sobre diferentes proyectos extractivos han resultado en la aprobación de los mismos, sin consecuencias para las empresas perpetradoras de los muy graves daños ecosistémicos y a las vidas de los pobladores de los territorios en cuestión (Torres Wong 2018).

Con estados dependientes de la explotación de combustibles fósiles y minerales, la participación social no ha logrado ver cumplida la promesa de incorporar la voz de las poblaciones afectadas por las decisiones promovidas desde las oficinas públicas en detrimento de sus territorios y su entorno. Dentro de la lógica estatal-empresarial guiada

por el crecimiento económico, permitir que las comunidades que habitan los territorios ricos en recursos naturales se opongan a industrias de uso intensivo de estos recursos supondría afectar el interés nacional en desmedro de la mayoría de ciudadanas y ciudadanos, en su inmensa mayoría de las áreas urbanas. Por ello, a pesar de que los conflictos entre comunidades locales y las empresas extractivas hayan ocasionado la creación de una larga lista de instrumentos para disminuir las tensiones y la violencia que ha acompañado a los procesos de la minería, los hidrocarburos y más recientemente de la agroindustria y la energía renovable, la conflictividad sigue en aumento. Mecanismos participativos como la consulta previa, las evaluaciones de impacto social y ambiental, así como el ordenamiento territorial, entre otros, han servido en muchos casos para simular procesos participativos y legitimar decisiones estatales tomadas de antemano, que dejan sin mayor margen de elección a los afectados (Leifsen *et al.* 2018).

En el contexto actual de una crisis climática galopante, cuyos efectos son cada vez más visibles en diferentes partes del planeta, se crea una oportunidad única para empujar a los países a transformar sus modelos energéticos y transitar hacia formas de vida individuales y colectivas más congruentes con los recursos disponibles y las historias socioculturales de los diversos territorios. En América Latina esta necesidad de tránsito se manifiesta en un contexto de muy altos niveles de desigualdad, los cuales persisten a pesar de las olas de crecimiento económico producidas por las alzas en los precios de los *commodities*, sobre todo en las zonas rurales, donde un gran porcentaje de la población vive sin que el Estado haya satisfecho siquiera necesidades humanas básicas. Son las contradicciones de un modelo que expropia recursos y genera destrucción en vez de bienestar lo que revela su falta de sustentabilidad. En este escenario, el giro ecoterritorial que identifica Maristella Svampa (2019) toma lugar y abre nuevos retos para la participación social que, aunque prometedor, arrastra problemas estructurales derivados del modelo económico extractivista aún vigente.

TRANSICIÓN ENERGÉTICA: ¿CONTINUIDAD O RUPTURA?

En el contexto actual, donde cada vez se hacen más evidentes las limitantes biofísicas, ambientales y sociales del modelo energético fósil, resulta pertinente analizar el tipo de proyecto socioecológico que las transiciones energéticas mantendrán. Es posible ver una transición hacia el aprovechamiento y el consumo de energías renovables como un mero cambio tecnológico que daría vuelta al engranaje del crecimiento verde y los discursos del desarrollo, pero también como el impulso de una transformación social más amplia que apunte a la construcción de proyectos ecosociales alternativos y que se discuten más allá de las visiones tradicionales del desarrollo (véanse Ávila Calero y Sorman 2018; Ávila Calero 2019).

ECOMODERNISMO, DESARROLLISMO Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Hasta ahora, los esfuerzos científicos y los debates políticos dominantes apuestan por impulsar un modelo de transición energética bajo el paradigma ecomodernista, en donde el desarrollo de más y mejores tecnologías, y el emplazamiento de megainfraestructuras, serían la solución a la crisis climática, social y ambiental que nos atiene. Por lo general, estos debates parten del supuesto de que los patrones de producción y consumo globales permanecerán constantes y se incrementarán en las próximas décadas, asumiendo que las energías renovables mantendrán la productividad energética y, por tanto, el crecimiento económico y la acumulación experimentados con el consumo de energías fósiles.

Bajo el paradigma ecomodernista, la transición energética supone un esfuerzo coordinado para “enverdecer” los sistemas energéticos que han sido emplazados en la era de los recursos fósiles, sin cuestionar las estructuras políticas, sociales y culturales en las que se sostiene el régimen fósil-industrial (Bradley y Hedrén 2014; Fauset 2010). De esta

manera, los recursos renovables –flujos de agua, biomasa, viento y radiación solar– son vistos como recursos inagotables e ideales para ser explotados, transformados y comercializados. El paradigma ecomodernista, desde esta perspectiva, abre nuevas oportunidades de mercado (véase, por ejemplo, Hook y Sanderson 3 de febrero de 2021) y campos nuevos para legitimar los modelos de Estado moderno centralizado.

En los países del Sur global el paradigma ecomodernista de la transición se está traduciendo en una plataforma privilegiada para renovar los discursos y las prácticas del crecimiento verde y el desarrollo sustentable. Durante los últimos años, diversos países catalogados como “en vías de desarrollo” han ido estableciendo ambiciosas políticas para la explotación y aprovechamiento de fuentes renovables de energía –hidráulica, eólica, solar y de biocombustibles– mediante el uso de tecnologías modernas y grandes infraestructuras. Esta tendencia viene acompañada e impulsada por un creciente flujo de inversiones que en las últimas décadas se ha concentrado en el desarrollo de megaproyectos eólicos y solares.

Para la mayoría de los países considerados “emergentes” o “en vías de desarrollo” –*e.g.* China, India, Brasil, Marruecos y México–, el proyecto de la transición energética se ha propuesto la articulación progresiva de un discurso –independiente de la práctica– en el que el objetivo del crecimiento económico adquiere una faceta “inclusiva y sustentable”, al tiempo que permite continuar con la rápida expansión de industrias, servicios y megalópolis urbanas (Mathews s.a.). En el discurso, la apuesta por el modelo desarrollista en la transición se justifica como una trayectoria necesaria para eliminar la pobreza y generar acceso a los beneficios de la modernidad (Bhuchar 2015; Semarnat 2013). En la práctica, sin embargo, estas promesas han sido un velo que cubre las contradicciones que el “desarrollo globalizado” (Shrivastava y Kothari 2012), de corte neoliberal, ha traído consigo a lo largo de las últimas décadas.

Figura 1. Aumento de las inversiones en energías renovables en países “en vías de desarrollo”



Fuente: Frankfurt School-UNEP Centre y BNEF (2020).

Mientras que el grueso de los organismos de desarrollo nacionales e internacionales insiste en la necesidad de atender las profundas desigualdades sociales y ambientales que caracterizan a los países “en vías de desarrollo”, el modelo de transición energética que impulsan desde los grandes espacios de negociación internacional, las estrategias de inversión corporativa de las empresas energéticas y los planes de desarrollo se orientan en conjunto a reproducir las tendencias neocoloniales y, por tanto, las contradicciones estructurales que este tipo de desarrollo ha implicado. Estos procesos se ven reflejados en la demanda de grandes extensiones de territorio para la implementación de megaproyectos renovables, los cuales desatan la especulación y el despojo de tierras que conservan sus identidades ancestrales así como sus actividades agrícolas, ganaderas y forestales. Al mismo tiempo, estos megaproyectos tienden a estar configurados para satisfacer la demanda de grandes corporaciones y metrópolis con poblaciones en crecimiento,

reproduciendo así las desigualdades de espacio y entorno entre el sector rural y el urbano, el centro y la periferia, que son características en el modelo civilizatorio moderno.

Por otra parte, y pese a que el grueso de los organismos involucrados en movilizar el paradigma ecomodernista dicen defender la necesidad de erradicar la pobreza energética que miles de personas aún padecen alrededor del mundo –y sobre todo en el Sur global (REN21 2016)–, los patrones de consumo de muchas élites e industrias –dentro y fuera del Norte global– permanecen, no obstante, sin ser cuestionados. En otras palabras, la conceptualización de la pobreza energética no está acompañada de un debate sobre los posibles techos de consumo que una transición justa y sustentable requeriría incorporar (De Decker 2018). De manera que el proyecto ecomodernista de la transición da vuelta al engranaje del crecimiento desigual, al tiempo que diluye las cuestiones políticas de fondo: cómo, por quién y para quién son aprovechados los recursos energéticos.

De esta manera, se persiste en ignorar que la pobreza energética es una manifestación importante del crecimiento desigual. Asimismo, se pasa por alto que esta forma de pobreza ha afectado fundamentalmente a las áreas rurales con frecuencia asociadas a fuentes de recursos naturales explotados por las industrias extractivas (véase capítulo 3.4), es decir, por agentes externos, ajenos a los territorios habitados. Dentro del paradigma ecomodernista permanece poco problematizada la paradójica negación del acceso energético a las poblaciones rurales, lo que contribuye a reforzar estereotipos que las hacen ver subdesarrolladas o incivilizadas.

No obstante, el desmantelamiento de estos estereotipos es fundamental para transformaciones sociales verdaderamente justas. El desconocimiento de los obstáculos que día a día enfrentan estos grupos humanos para organizar la vida y lograrlo en condiciones hostiles imposibilita un entendimiento más profundo de la conflictividad que se vive en estos territorios y las causas de la oposición local a proyectos que parecieran contribuir a supuestos reajustes medioambientales.

A partir de este desconocimiento se autorizan proyectos de desarrollo que luego son confrontados por las poblaciones locales sin que los actores empresariales consigan articular las causas de esta oposición en términos de desigualdad. A continuación, desarrollamos algunas ideas acerca de estos conflictos.

CONFLICTOS AMBIENTALES FRENTE AL DESARROLLISMO DE LA TRANSICIÓN

Mientras las tendencias dominantes apuntan hacia la rápida implementación de megaproyectos de energía renovable de carácter centralizado y corporativo –tanto en manos del mercado como del Estado–, se registra un incremento paralelo en los casos de protesta social y búsqueda de alternativas a nivel local. En los países del Sur global y en las periferias del Norte global la expansión de tales megaproyectos ha traído consigo una creciente lucha por la soberanía de los territorios, así como por la defensa y gestión alternativa de los recursos.

En el *Atlas global de justicia ambiental* (EJAtlas s.f.), se expone un inventario cartográfico de conflictos vinculados a las infraestructuras en energía renovable donde cabe analizar las características de estas inversiones, las transformaciones socioambientales que generan en distintas escalas y los procesos de diálogo que emergen desde las comunidades afectadas. En un estudio sistemático impulsado en 2020 se analizó un total de 278 conflictos vinculados a las energías consideradas “bajas en carbono”: 160 casos derivados de proyectos hidroeléctricos, 22 casos relacionados con la energía nuclear, 57 casos vinculados al aprovechamiento de biomasa para fines energéticos o de mitigación –en su mayoría, monocultivos de biocombustibles– y 22 casos en torno a megaproyectos de energía eólica, solar y geotérmica (Temper *et al.* 2020).

La evidencia de este estudio destacó que si bien el número de conflictos por energías “bajas en carbono” es aún relativamente menor ante los conflictos derivados de la frontera fósil –649 casos–, los megaproyectos de

energías renovables –hidráulica, biocombustibles, eólica y solar– y de energía nuclear son tan conflictivos como los proyectos destinados a la extracción de carbón, gas y petróleo, aunque unos y otros se diferencian en la índole de las injusticias producidas. Mientras que las energías fósiles tienden a generar una degradación irreversible sobre agua, tierra, suelo y atmósfera, las energías renovables tienden a generar transformaciones territoriales en detrimento de las comunidades rurales, ocasionando una disrupción en las relaciones socioecológicas del territorio, lo cual ha incluido desplazamientos forzados –casos por hidroeléctricas–, destrucción de la biodiversidad a favor de monocultivos –casos de biocombustibles–, privatización o cercamiento de tierras en detrimento de los sustentos de vida local y deforestación o cubrimiento de territorios biodiversos –casos por energía eólica y solar. A pesar de estas diferencias, el estudio enfatiza que tanto los proyectos fósiles como los de energía renovable hacen recaer, de manera desproporcionada, sus efectos negativos en grupos vulnerables –comunidades indígenas, poblaciones afrodescendientes y sectores marginados del mundo rural–, favoreciendo la continuidad de un modelo de desarrollo extractivo, colonial y de despojo (Temper *et al.* 2020).

En su conjunto, la evidencia de los conflictos ocasionados por megaproyectos renovables indica que la descarbonización de la economía, dentro de un modelo desarrollista, no es inherentemente sustentable o socialmente inclusiva. En este contexto, los movimientos locales opuestos al desarrollismo de la transición comienzan a converger bajo el lema: “Renovables sí, pero no así”. Este llamado, que en los últimos años ha tomado centralidad en los debates ambientales, moviliza una serie de demandas clave y abre horizontes más allá del desarrollismo de Estado y de mercado.

Muchas organizaciones sociales, pueblos indígenas o comunidades campesinas y de afrodescendientes no han dejado de cuestionar la idea de transición energética apelando al argumento de que las causas de la crisis climática radican en un modelo económico y cultural colonial y desigual, y que son los países y las sociedades del Norte global quienes tienen

las más altas responsabilidades en este “transitar” y decrecer –justicia climática. Estas organizaciones y comunidades señalan con claridad que las falsas soluciones a esta crisis –como los megaproyectos de energías renovables o los mecanismos de compensación de carbono o de emisiones netas cero– representan una nueva amenaza de privatización y despojo de sus territorios, por lo que exigen ejercer la autonomía, sostener sus proyectos y sus modos de vida, así como impulsar iniciativas productivas acordes con sus ecosistemas y sus costumbres, como mecanismos de adaptación a la crisis climática y ejercicio de soberanía territorial.

DEMANDAS POR LA JUSTICIA SOCIOAMBIENTAL

Como campo de conocimiento y acción, la justicia socioambiental ha puesto de relieve tres pilares (Schlosberg 2007) en el ámbito de los debates en torno a la transición energética: 1) reconocimiento, 2) participación y 3) distribución. Estos pilares se han ido desarrollando de manera plural en distintas geografías y contextos sociales:

- *Reconocimiento.* El reconocimiento de comunidades e individuos como agentes políticos se ha entendido como un prerrequisito fundamental para la consecución de la justicia ambiental. Sin reconocimiento no puede haber una participación genuina en la toma de decisiones sobre el futuro socioecológico de distintos territorios, ni una distribución justa de tales configuraciones. Ahora bien, desde los estudios de geografía crítica se ha insistido en la necesidad de incluir la dimensión espacial de tales procesos (Walker 2009). Así, el carácter predominantemente espacial de las energías renovables pone de relieve el hecho de que el reconocimiento –o su ausencia– es relevante no sólo en lo que se refiere a comunidades e individuos, sino en cuanto al conjunto de las relaciones que están fundamentados en territorios concretos (véase Ávila Calero *et al.* 2021).

La falta de reconocimiento de los territorios se ha visto particularmente expresada en los modelos cartográficos que impulsan las inversiones en energías renovables. El *boom* de los mapas para identificar recursos renovables tiende a movilizar representaciones del espacio como tierras “vacías”, “improductivas” o “tendientes a programas de desarrollo” (Baka 2017; Ávila Calero y Rao 2018). En contraposición, emergen propuestas sobre cómo plantear proyectos de vida desde los territorios a través de ejercicios de mapeo crítico, anticolonial y decolonial (*e.g.* Ávila Calero *et al.* 2021; Castán-Broto y Baker 2018; Rose-Redwood *et al.* 2020).

- *Participación.* La participación es el segundo elemento clave en la búsqueda de la justicia socioambiental, conecta tanto con el reconocimiento como con la distribución. Según se ha destacado previamente, los esquemas institucionales que los estados han establecido para la participación de comunidades e individuos se concentran en los mecanismos de consulta y evaluación de los estudios de impacto ambiental. En gran parte de los conflictos provocados por megaproyectos renovables de corte extractivo y desarrollista, la falta de participación a través de mecanismos institucionalizados ha sido una de las fuentes clave que han derivado en la producción de injusticias y conflictos.

En México, por ejemplo, los modelos de participación “desde arriba” implementados en el sector de las energías renovables se han justificado bajo el discurso del interés global por alcanzar un “desarrollo sustentable”. Sin embargo, estos modelos de participación vertical descansan en enormes asimetrías entre industria, Estado, ciudadanía y comunidades afectadas. Esta situación impide una transformación sustantiva del modelo energético extractivista hacia esquemas genuinamente participativos que avancen hacia horizontes energéticos democráticos, justos y sustentables. Así, la trayectoria de liberalización que ha experimentado la economía mexicana en las últimas décadas ha venido

acompañada de un discurso de responsabilidad social corporativa, donde el objetivo indicado es alcanzar buenas relaciones con los actores comunitarios a través de programas sociales, la creación de empleos y el pago de rentas equitativas por las tierras que serán utilizadas para nuevos proyectos. Si bien muchas empresas han buscado adherirse a las leyes internacionales y nacionales en la implementación de estos mecanismos, en muchos casos tales esquemas han resultado ser fuente de conflicto, ya sea por su implementación deficiente o por su carácter insuficiente.

Destaca, por ejemplo, el creciente número de denuncias por la simulación de consultas en territorios indígenas y comunitarios que han derivado en diversos juicios de amparo contra empresas energéticas renovables. Ejemplo de ello es la lucha de la comunidad de San Dionisio del Mar, Oaxaca, contra el proyecto eólico de Mareña Renovables (véase EJAtlas 2017) o las tensiones que se expresan en la Guajira colombiana (González Posso y Barney 2019). Otros casos de conflicto han avanzado en propuestas más integrales, no sólo para respetar el derecho a la consulta, sino también para crear mecanismos de participación directa, “desde abajo”, en la toma de decisiones sobre el futuro de los territorios, como sucedió con las iniciativas que organizaciones sociales de la península de Yucatán han propuesto ante la expansión irrestricta de proyectos eólicos en territorios mayas (véase Sánchez *et al.* 2019).

- *Distribución.* Como tercer elemento en la búsqueda por la justicia socioambiental, la distribución suele enfocarse en qué comunidades y territorios asumen los impactos y las externalidades derivadas de los megaproyectos de energías renovables estimulados por el desarrollismo de la transición. Así, por ejemplo, hablamos de conflictos ecológico-distributivos en los cuales comunidades indígenas, de afrodescendientes, tribales y otros colectivos históricamente marginados asumen los costos de un proyecto de crecimiento

verde. Estos costos han derivado en el concepto de “zonas verdes de sacrificio” (Zografos y Robbins 2020), donde el imperativo del “bien común” se sobrepone a la desposesión y degradación de territorios rurales históricamente en disputa anticolonial.

Sin embargo, en el horizonte de la transición, la cuestión de la distribución va más allá de las externalidades negativas que se derivan de los megaproyectos de corte desarrollista. Con lo anterior se genera un creciente número de debates en torno a la distribución de la energía aprovechada. Así, por ejemplo, los conflictos por megaproyectos de energía eólica en el Istmo de Tehuantepec, Oaxaca, no sólo han denunciado el despojo de territorio, también la apropiación de la electricidad producida, que se destina en su mayoría al consumo de grandes empresas (Ávila Calero 2017). Esta dimensión incluye también la distribución del poder sobre la toma de decisiones en los futuros de los distintos territorios. Toman fuerza, en este contexto, iniciativas locales para defender las autonomías, recuperar sus instituciones comunitarias –*e.g.* asambleas ejidales y agrarias– y crear nuevas asambleas –plurales y horizontales. Tales iniciativas impulsan el concepto de *soberanías energéticas* desde las autonomías y los proyectos de vida locales (*e.g.* Onergia y Tosepan 2020).

TRANSICIÓN, TRANSFORMACIÓN Y AUTONOMÍA: DIVERSAS FORMAS DE ENTENDER LA ENERGÍA

Los conflictos vinculados a los megaproyectos en energías renovables dan cuenta de la movilización comunitaria y su búsqueda por replantear el régimen energético que sostienen los modelos de desarrollo de Estado y de mercado. Los conflictos, ciertamente, se activan ante la falta de reconocimiento, participación y distribución en torno al emplazamiento de proyectos para aprovechar las energías renovables. Sin embargo, incluyen también visiones alternativas fundadas en

transformaciones socioecológicas más amplias vinculadas a aspectos como autonomías, relocalización, participación democrática directa, necesidad de construir cadenas de producción/consumo más cortas, antirracismo y formas de gobierno centradas en la justicia climática y el liderazgo indígena.

El carácter transformador de los conflictos en tanto que espacios políticos radica en que la transición energética es vista como un horizonte en disputa y una apuesta por ir más allá de soluciones reformistas verdes. Se trata de insertar la transición en un proyecto de transformación social mucho más amplio. Por un lado, se replantean los flujos de energía y materiales, y por otro, abrir espacios para la realización de múltiples proyectos de vida que apuntan hacia transiciones civilizatorias más justas, democráticas y sustentables.

El espectro político de respuestas ante el modelo dominante de “transición energética” muestra que, más que un proyecto universal y totalizador, la transición energética responde a un concepto puesto a discusión (Furtado y Sodateli 2019; Roa, Soler y Aristizábal, 2018; Soler Villamizar 2020; Bertinat 2016). A su vez, nos permite observar que los sectores corporativos ya han lanzado sus apuestas y puesto sus intereses en el debate público para acelerar las discusiones en torno a cambios en las tecnologías y los ajustes en la institucionalidad existente. En una palabra, proponen una transición energética extractivista y financiarizada en la que se mantendrían las fuentes fósiles con opción a tecnologías extremas –como el *fracking*– o en la que habría una degradación ambiental a gran escala –con las represas o la minería de carbón. Dicha propuesta pretende disimular lo insostenible en la magnitud de los megaproyectos eólicos o solares, así como el impacto de la minería de litio o silicio en las energías renovables (Onergia y Tosepan 2020; González Posso y Barney 2019).

Las luchas de pueblos indígenas, mujeres, ecologistas, comunidades afro mexicanas, pobladores urbanos sin techo y muchas otras colectividades han resaltado el hecho de que el desarrollo, como ideología

ecocida, es un problema real (Escobar 1998). La diversidad de las luchas, pero sobre todo de los tejidos y los entramados sociales que se han construido, sostenido y defendido ante las dinámicas de la dominación, ha mostrado que el camino también va cambiando según quién lo transita (Gutiérrez Aguilar y Rátiva Gaona 2020).

Varias pensadoras feministas, ecofeministas y comunitarias han planteado propuestas sobre lo que podemos hacer con nuestras fuerzas y energías humanas. Estas propuestas versan en lo fundamental sobre lo que es en verdad necesario para la reproducción de la vida, y sobre cuáles son, y cómo deben desenvolverse, los trabajos productivos y reproductivos (Federici 2013) en una vida social en cooperación y no en competencia. A su vez, estos trabajos están relacionados con producir en común (Gutiérrez, Navarro y Linsalatta 2017) y con la construcción de vínculos de reciprocidad, solidaridad y autorregulación entre las personas, así como con el resto de los ecosistemas y especies que componen el entramado de la vida (Gutiérrez Aguilar y Navarro Trujillo 2019; Moore 2020) (véanse capítulos 3.4 y 3.5).

LA PARTICIPACIÓN COMO EJERCICIO DE LA AUTONOMÍA LOCAL

En la actualidad, específicamente para el caso mexicano, los diversos instrumentos participativos disponibles en la legislación nacional no parecen ser los idóneos para garantizar una transición hacia modelos energéticos socialmente más justos (Guarneros-Meza y Zaremberg 28 de octubre de 2019). Tal como ocurre en los casos de territorios mineralizados o con yacimientos hidrocarburiíferos, los que presentan vocación natural para proyectos de energía renovable con frecuencia están habitados por poblaciones rurales que, en la mayoría de los casos, preservan regímenes de propiedad colectiva (tierras ejidales y comunitarias). En muchos casos, estas poblaciones no cuentan con acceso a energía eléctrica o pagan excesivos precios por ella, con lo que sufren diferentes formas de marginación social, política y económica

(véase capítulo 3.5). En los primeros años, varias empresas eólicas desconocieron los marcos participativos que abrió el Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo (OIT) y omitieron consultar a las comunidades que sufrirían los impactos de sus operaciones, dieron pagos ínfimos por las tierras y avasallaron los sistemas locales de aprovechamiento de los recursos naturales y los sitios importantes para la vida espiritual de las comunidades (Gouritin 2018).

Los impactos socioambientales de las diferentes industrias que extraen recursos naturales a gran escala rara vez son tomados en cuenta por las empresas y por el propio Estado. Se reportan acaparamientos de tierra, afectaciones a las economías locales con la ocupación territorial, trastornos a los ecosistemas, ruido de turbinas y división dentro de las comunidades, entre otros males. Lo anterior sin contar la dependencia que estas industrias tienen de la minería ni sus múltiples impactos en los territorios. De manera que hacer de las empresas privadas actores centrales de la transición energética reproduce la exclusión de los actores comunitarios y las organizaciones de la sociedad civil que siguen siendo concebidos como sujetos pasivos de las transformaciones económicas a gran escala.

Sin embargo, recientes investigaciones contradicen esta supuesta pasividad al ver surgir respuestas innovadoras de las comunidades y organizaciones sociales, esbozando así nuevos escenarios en los cuales los cambios sustantivos en la producción y uso energético podrían realizarse a partir de la participación social. Muchas de las poblaciones afectadas por los megaproyectos en sus múltiples formas han desarrollado mecanismos de participación propios que les permiten en ciertos casos tomar decisiones más acordes con sus realidades y aspiraciones de desarrollo. No obstante, muchos de estos mecanismos e instituciones locales no son incluidos en los estudios de participación social y gobernanza ambiental (Torres Wong y Jiménez Sandoval 2021).

Abundante literatura reciente sobre participación social y administración de recursos naturales ha prestado atención a la “oferta

institucional” generada a partir del estallido de la conflictividad social (Guarneros-Meza y Zaremborg 28 de octubre de 2019). Pero, tal y como señalan Gustafsson y Schilling-Vacaflor (2021), estos instrumentos han creado espacios donde las comunidades participan como “invitadas” a los procesos, ya sea consultivos o de impacto socioambiental. Dichos espacios no han logrado convertirse en verdaderos canales que permitan de manera sustantiva integrar la voz de estos grupos en las decisiones que les afectan, ni tampoco han conseguido que se generen espacios de reflexión donde se discutan modelos económicos distintos al extractivismo y la exportación de materias primas.

Lo cierto es que considerar sólo estos espacios de invitados sesga el entendimiento de lo que constituye la participación social. Concebir la participación como un espacio limitado donde sólo se dice sí o no a proyectos decididos de antemano y de manera centralizada vulnera el espíritu del concepto. Por el contrario, como señalan recientes investigaciones sobre el tema, los espacios de toma de decisiones controlados por las propias comunidades a través de sus representantes locales pueden ofrecer una participación de mejor calidad a estos grupos con resultados que, además, redundan tanto en la disminución de la desigualdad como en la protección del medio ambiente (Gustafsson y Schilling-Vacaflor 2021; Guarneros-Meza y Zaremborg 28 de octubre de 2019).

En el nivel de los territorios habitados por comunidades rurales que viven en pobreza material y energética es común ver mecanismos propios para gestionar las tierras y los recursos naturales fundamentados en la necesidad de aprovecharlos de la manera más eficiente. Las formas que adquieren estos mecanismos varían según la pertenencia étnica, organización política y perfil socioeconómico de las comunidades. Podemos identificar asambleas comunitarias, asambleas ejidales, cooperativas y organizaciones de productores, entre otras organizaciones, que tienen en común ser modelos comunitarios de organización y decisión.

A través de cualquiera de estas modalidades, las poblaciones rurales cuentan con formas de organizarse para consensuar cómo administrar

recursos escasos en condiciones cada vez más hostiles, entre las que destacan el avance de múltiples industrias extractivas y el aceleramiento del cambio climático. Estas formas organizativas comunitarias son muy variadas en sus alcances y niveles de inclusión de los diferentes miembros y miembros comunitarias, así como de los grupos sociales próximos o internos. Asimismo, el tipo de recursos presentes en la zona, la historia local de su uso, las amenazas a dicho uso y el grado de acceso a las ciudades y a las oficinas del Estado influyen en su grado de efectividad. Sin embargo, diversas investigaciones encuentran que la capacidad de excluir a participantes externos a la comunidad en la toma de decisiones contribuye a mantener la cohesión comunitaria y el control de sus decisiones (Torres-Mazuera y Recondo 2022; Méndez García 2021).

Por otro lado, diversos estudios indican que las comunidades que logran producir y mantener economías alternativas (agricultura, ganadería, turismo rural o ecológico) son capaces de rechazar proyectos destructivos del entorno natural en sus tierras. Estas economías suelen acompañarse de organización comunitaria, preservación de instituciones locales y uso sustentable de los recursos para el aprovechamiento colectivo (Torres-Wong y Jiménez Sandoval 2021). En México hay muchos ejemplos de casos en que colectivos, asociaciones e incluso municipios organizados han puesto en marcha modelos autogestivos y justos socioambientalmente. Estos últimos se gestan desde las comunidades muchas veces en alianza con actores estatales, organismos de la sociedad civil y/o la academia a fin de satisfacer necesidades locales y crear bienestar colectivo a partir de un uso sustentable de los recursos medioambientales. La característica principal de estos modelos es que se sustentan en mecanismos de participación comunitaria ya existentes en los territorios rurales –asambleas comunitarias, tequio, sistema de cargos, sistemas comunitarios de administración de la tierra y recursos naturales, sistemas de vigilancia local, entre otros– con el fin de fortalecerlos y expandir sus funciones y alcances. Entre ellos destacan: el movimiento indígena cooperativo de Tosepan, en la sierra nororiental de Puebla, que agrupa a diversas comunidades

indígenas organizadas para generar desarrollo autogestionado a nivel local; el municipio zapoteco de Capulálpam de Méndez, Oaxaca, que se organizó para defender sus bosques ante empresas privadas logrando un modelo de aprovechamiento de recursos capaz de vencer a la minería de oro y plata; o el municipio purépecha de Cherán, cuya organización comunitaria logró vencer al crimen organizado y recuperar el control de su territorio. En el mismo sentido, pero sustentadas fundamentalmente en la participación de las mujeres, diferentes cooperativas femeninas han emergido con el fin de producir modelos económicos cuyo eje sea el cuidado, la nutrición, la producción sostenible de las tierras y el turismo. Tal es el caso de las cooperativas de mujeres Túumben K'ooben en Quintana Roo y Taselotzin en Puebla.

Vemos un enorme potencial en estas bases comunitarias para que la participación social lleve al surgimiento de modelos energéticos más sustentables, capaces de contribuir a expandir el uso de energías renovables en aquellos territorios que viven en pobreza energética. Y, asimismo, para fortalecer la autonomía de aquellos lugares amenazados por el avance de megaproyectos y/o por la actividad criminal. De esta manera, proponemos un cambio en el entendimiento de la participación de las poblaciones rurales indígenas y campesinas que implique, en primer lugar, el abandono de modelos que induzcan a la simulación de la participación de los interesados para promover, en lugar de estos mecanismos perversos, procesos sustantivos de construcción de alternativas energéticas y de bienestar social.

REFLEXIONES FINALES

El imperativo de la transición energética a escala global y nacional en el marco de los intereses estatales y corporativos que impulsan reemplazos en lugar de transformaciones sustantivas en el modelo desarrollista, que apuesta por un crecimiento ilimitado, abre el campo a nuevas formas de conflicto socioambiental. Así, se corre el riesgo de que la

transición se vuelva un concepto totalizador que termine reintroduciendo los esquemas neocoloniales que dieron origen al problema central que se pretende resolver: la sobreexplotación de la naturaleza y la desigual acumulación de riqueza derivada de la misma.

En este escenario es apremiante reconocer que, para transitar hacia un nuevo modelo energético basado en el aprovechamiento más sostenible de los recursos del planeta y en el uso de energías renovables, es necesario garantizar que las comunidades rurales, que son las que más sufren los impactos del desarrollo extractivista, no sean impactadas negativamente también con la transición. Para ello es fundamental pluralizar las definiciones relacionadas con la energía, el desarrollo y el bienestar con el fin de diversificar los modelos de transición energética. Éstos deberán incluir no sólo el respeto a los modos de vida rurales, sino garantizar recursos económicos y el reconocimiento de los mecanismos locales de participación y gestión de recursos que fortalezcan las autonomías locales, propiciando así transitar hacia otros imaginarios –locales, diversos, democráticos, solidarios y con equidad de género– que visualicen una política energética justa y sustentable.

REFERENCIAS

- Ángel, J. (2016). *Hacia la democracia energética. Debates y conclusiones de taller internacional*. Ámsterdam: Transnational Institute. https://www.tni.org/files/publication-downloads/hacia_la_democracia_energetica.pdf
- Ávila Calero, S. (2017). Contesting energy transitions: wind power and conflicts in the Isthmus of Tehuantepec. *Journal of Political Ecology*, 24, 993-1012. <http://doi.org/10.2458/v24i1.20979>
- _____. (2019). Transición energética y justicia socio-ambiental. Aproximaciones desde el Sur global. En: C. Tornel (Coord.), *Alternativas para limitar el calentamiento global en 1.5 °C. Más allá de la economía verde*. México: Fundación Heinrich Böll.

- _____, y A. Sorman (2018). Transición energética (energías renovables). En: G. Dalisa, F. Demaria y G. Kallis (Eds.), *Decrecimiento: vocabulario para una nueva era*. Madrid: Icaria.
- _____, y S. Rao (2018). Frente al crecimiento verde: visiones de lo común desde el Colectivo Timbaktu. *Ecología Política*, 55, 100-104.
- _____, Y. Deniau, A. Sorman y J. McCarthy (2021). (Counter)mapping renewables: space, justice, and politics at the renewable energy frontiers. *Environment and Planning E: Nature and Space*, 3(4), 951-975. <https://doi.org/10.1177/25148486211060657>
- Azamar Alonso, A., y J.I. Ponce (2015). El neoextractivismo como modelo de crecimiento en América Latina. *Economía y Desarrollo*, 154(1), 185-198.
- Baka, J. (2017). Making space for energy: Wasteland development, enclosures, and energy dispossessions. *Antipode*, 49(4), 977-996. <http://doi.org/10.1111/anti.12219>
- Bertinat, P. (2013). Un nuevo modelo energético para la construcción del Buen Vivir. *Alternativas al capitalismo/colonialismo del siglo XXI*, 161-88. Quito: Fundación Rosa Luxemburgo/Ediciones Abya Yala.
- _____. (2016). *Transición energética justa. Pensando la democratización energética* [análisis no. 1/2016]. Friedrich Ebert Stiftung (FES) Sindical. <https://library.fes.de/pdf-files/bueeros/uruguay/13599.pdf>
- Bradley, K., y J. Hedrén (2014). Utopian Thought in the Making of Green Futures. En: K. Bradley y J. Hedrén (Eds.), *Green Utopianism: Perspectives, Politics and Micro-Practices*. (pp 1-20). Nueva York: Routledge Oxon.
- Bhuchar, P. (21 de octubre de 2015). India's climate pledge rests on green growth story. *The Guardian*. <https://www.theguardian.com/environment/2015/oct/21/indias-climate-pledge-rests-on-green-growth-story>
- Caffentzis, G. (2020). *En letras de sangre y fuego. Trabajo, máquinas y crisis del capitalismo*. Buenos Aires: Tinta Limón/Fundación Rosa Luxemburgo.
- Castán-Broto, V., y L. Baker (2018). Spatial adventures in energy studies: An introduction to the special issue. *Energy Research & Social Science*, 36, 1-10. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2017.11.002>

- Cepal (2021). Desarrollo de indicadores de pobreza energética en América Latina y el Caribe. *Recursos Naturales y Desarrollo*. https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/47216/4/S2100433_es.pdf
- De Decker, C. (2018). How much energy do we need. *Low Tech Magazine*. <https://www.lowtechmagazine.com/2018/01/how-much-energy-do-we-need.html>
- EJAtlas (2017). Mareña Renovables in San Dionisio del Mar, Oaxaca, Mexico. *Environmental Justice Atlas*. Contribución de Sofía Ávila.
- _____ (s.f.). *Global Atlas of Environmental Justice*. www.ejatlas.org
- Escobar, A. (1998). *La invención del Tercer Mundo: construcción y deconstrucción del desarrollo*. Bogotá: Norma.
- _____ (2015). Territorios de diferencia: la ontología política de los “derechos al territorio”. *Cuadernos de Antropología Social*, 41, 25-38.
- Fauset, C. (2010). The Techno-Fix Approach to Climate Change and the Energy Crisis, Issues and Alternatives. En: K. Abramsky (Coord.), *Sparkling a worldwide energy revolution: social struggles in the transition to a post-petrol world* (pp. 300-310). Oakland: AK Press.
- Federici, S. (2013). *Revolución en punto cero: trabajo doméstico, reproducción y luchas feministas*. Madrid: Traficantes de Sueños.
- Fernández Durán, R., y L. González Reyes (2014). *En la espiral de la energía. Historia de la humanidad desde el papel de la energía (pero no solo)* (vol. I). Madrid: Carcaixent Libros en Acción Baladre.
- Frankfurt School-UNEP Centre y BNEF (2020). *Global Trends in Renewable Energy Investment 2020*. <http://www.fs-unep-centre.org>
- Fundación del Debido Proceso (2015). *Right to Free, Prior and Informed Consultation and Consent in Latin America. Progress and Challenges in Bolivia, Brazil, Chile, Colombia, Guatemala, and Peru. Executive Summary*. Washington DC: Oxfam.
- Furtado, F., y E. Sodатели (2019). *Energía en América Latina: del negocio a lo común*. Buenos Aires: Fundación Rosa Luxemburgo. https://www.rosalux.org/ec/pdfs/Energia_America_Latina.pdf
- González Posso, C., y J. Barney (2019). *El viento del este llega con revoluciones: Multinacionales y transición con energía eólica en territorio Wayúu*. Bogotá:

- Indepaz. <http://www.indepaz.org.co/wp-content/uploads/2019/04/EL-VIENTO-DEL-ESTE-LLEGA-CON-REVOLUCIONES-INDEPAZ.pdf>
- Gouritin, A. (2018). *Extractivism and renewable energies: human rights violations in the context of socio-environmental conflicts. Illustration using wind farms in San Dionisio del Mar, Oaxaca*. Unión Europea: Fundación Heinrich Böll.
- Guarneros-Meza, V., y G. Zarembeg (28 de octubre de 2019). Mapping violent conflicts in the Mexican extractive industry. *Open Democracy*. <https://www.opendemocracy.net/en/democraciaabierta/ilustrando-conflictos-en-la-industria-extractiva-de-m%C3%A9xico-en/>
- Gudynas, E. (2015). *Extractivismos. Ecología, economía y política de un modo de entender el desarrollo y la naturaleza*. Cochabamba: CEDIB.
- Gustafsson, M., y E. Schilling-Vacaflor (2021). Indigenous Peoples and Multi-scalar Environmental Governance: The Opening and Closure of Participatory Spaces. *Global Environmental Politics*, 22(2), 70-94. https://doi.org/10.1162/glep_a_00642
- Gutiérrez Aguilar, R., y M. Navarro Trujillo (2019). Claves para pensar la interdependencia desde la ecología y los feminismos. *Bajo el Volcán*, 28, 45-57.
- _____, y S. Rátiva Gaona (2020). La producción de lo común contra las separaciones capitalistas: hilos de una perspectiva crítica comunitaria en construcción. En: D. Roca-Servat y J. Perdomo Sánchez (Eds.), *La lucha por los comunes y las alternativas al desarrollo frente al extractivismo: miradas desde las ecología(s) política(s) latinoamericanas* (pp. 41-65). Buenos Aires: Clacso.
- _____, M. Navarro y L. Linsalatta (2017). Repensar lo político, pensar lo común. Claves para la discusión. En: D. Inclán, L. Linsalatta y M. Millán (Coords.), *Modernidades alternativas* (pp. 381-422). México: Facultad de Ciencias Políticas y Sociales-UNAM/Ediciones del Lirio.
- Hook, L., y H. Sanderson (3 de febrero de 2021). How the race for renewable energy is reshaping global politics. *Financial Times Magazine*. <https://www.ft.com/content/a37d0ddf-8fb1-4b47-9fba-7ebde29fc510>
- Illich, I. (2006). *Obras reunidas* (vol. 1). México: Fondo de Cultura Económica (pp. 317-365).

- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (7 de agosto de 2021). *Climate Change 2021. The Physical Science Basis. Working Group I Contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/>
- Leifsen, E., M. Gustafsson, M. Guzmán-Gallegos y A. Schilling-Vacaflor (2018). New Mechanisms of Participation. En: E. Leifsen, M.T. Gustafsson, M.A. Guzmán-Gallegos, A. Schilling-Vacaflor (Eds.), *New Mechanisms of participation in Extractive Governance: Between Technologies of Governance and Resistance Work*. Oxfordshire: Routledge.
- Lightfoot, S. (2016). *Global Indigenous Politics: A Subtle Revolution*. Oxfordshire: Routledge.
- Matthews, J.A. (s.a.). Developing countries and the renewable energy revolution. *Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE)*. <https://www.oecd.org/fr/dev/developing-countries-and-the-renewable-energy-revolution.htm>
- Méndez García, E. (2021). Tensiones en la gobernanza desde abajo: sistemas independientes de agua en el municipio de Huajuapán de León, Oaxaca, México. *Tecnología y ciencias del agua*, 12(3), 204-256. <http://doi.org/10.24850/j-tyca-2021-03-06>
- Mies, M. (2019). *Patriarcado y acumulación a escala mundial*. Madrid: Traficantes de Sueños.
- Moore, J. (2020). *El capitalismo en la trama de la vida. Ecología y acumulación de capital*. Madrid: Traficantes de Sueños.
- Onergia, Sociedad Cooperativa de Trabajadores en Energías Alternativas y Estudios Sociales, y Fundación Tosepan (2020). *Soberanía energética. ¿Qué es la energía? ¿Cómo queremos producir la energía?* México.
- Rátiva Gaona, S. (2020). El modelo energético es profundamente patriarcal. *Revista América Latina en Movimiento*, 550. <https://www.alainet.org/es/articulo/209951>
- _____ (2021). La interdependencia como una clave analítica para pensar la transición energética. En: T. Roa Avendaño (Ed.), *Energías para la transición*.

- Reflexiones y relatos* (pp. 167-85). Bogotá: Censat Agua Viva/Fundación Heinrich Böll.
- REN21 (2016). *Renewables 2016. Global Status Report*. Ren21 <https://www.ren21.net/gsr-2016>
- Roa Avendaño, T., J.P. Soler y J. Aristizábal (2018). Transición energética en Colombia: aproximaciones, debates y propuestas. *Ideas Verdes*, 7. <https://co.boell.org/es/2018/03/01/transicion-energetica-en-colombia-aproximaciones-debates-y-propuestas>
- Rose-Redwood, R., N.B. Barnd, A.H. Lucchesi, S. Dias y W. Patrick (2020). Decolonizing the Map: Recentring Indigenous Mappings. *Cartographica*, 55(3), 151-216. <https://doi.org/10.3138/cart.53.3.intro>
- Sánchez, J., I. Reyes, R. Patiño, A. Munguía y Y. Deniau (2019). *Expansión de Proyectos de Energía Renovable de Gran Escala en la Península de Yucatán*. México: GeoComunes/Articulación Yucatán/Consejo Civil Mexicano para la Silvicultura Sostenible.
- Schlosberg, D. (2007). *Defining Environmental Justice: Theories, Movements, and Nature*. Oxford: Oxford Scholarship.
- Semarnat (2013). *Estrategia Nacional de Cambio Climático. Visión 10-20-40*. <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/41978/Estrategia-Nacional-Cambio-Climatico-2013.pdf>
- Shapiro, J., y J.A. McNeish (2021). *Our extractive age: Expressions of violence and resistance*. Nueva York: Routledge.
- Shrivastava, A., y A. Kothari (2012). *Churning the Earth: the making of global India*. Nueva Delhi: Penguin.
- Soler Villamizar, J.P. (2020). *Transición energética en América Latina*. Bogotá: Censat Agua Viva. <https://censat.org/es/publicaciones/transicion-energetica-en-america-latina>
- Svampa, M. (2019). *Las fronteras del neoextractivismo en América Latina. Conflictos socioambientales, giro ecoterritorial y nuevas dependencias*. Guadalajara: Universidad de Guadalajara/CALAS.

- _____, y E. Terán (2019). En las fronteras del cambio de época. Escenarios de una nueva fase del extractivismo en América Latina. En: K. Gaber y M. Lang (Eds.), *¿Cómo se sostiene la vida en América Latina? Feminismos y re-existencias en tiempos de oscuridad*, (169-217). Quito: Ediciones Abya Yala/Fundación Rosa Luxemburgo.
- Temper, L., S. Ávila, D. Del Bene, J. Gobby, N. Kosoy, P. Le Billon, J. Martínez-Alier, P. Perkins, B. Roy, A. Scheidel y M. Walter (2020). Movements shaping climate futures: A systematic mapping of protests against fossil fuel and low-carbon energy projects. *Environmental Research Letters*, 15(12). <http://doi.org/10.1088/1748-9326/abc197>
- Torres-Mazuera, G., y D. Recondo (2022). Asambleas ejidales y comunitarias en el Sureste mexicano: claroscuros de la participación en decisiones colectivas sobre megaproyectos. *Desacatos. Revista de Ciencias Sociales* (en prensa).
- Torres Wong, M. (2018). *Natural Resources, Extraction and Indigenous Rights in Latin America: Exploring the Boundaries of State-Corporate Crime in Bolivia, Peru and Mexico*. Nueva York: Routledge.
- _____, y A. Jiménez-Sandoval (2021). Indigenous Resource Governance as an Alternative to Mining: Redefining the Boundaries of Indigenous Participation. *The Extractive Industries and Society*, 9. <https://doi.org/10.1016/j.exis.2021.101001>
- Walker, G. (2009). Beyond Distribution and Proximity: Exploring the Multiple Spatialities of Environmental Justice. *Antipode*, 41(4), 614-683. <http://doi.org/10.1111/j.1467-8330.2009.00691.x>
- Zografos, C., y P. Robbins (2020). Green Sacrifice Zones, or Why a Green New Deal Cannot Ignore the Cost Shifts of Just Transitions. *One Earth*, 3(5), 543-546. <https://doi.org/10.1016/j.oneear.2020.10.012>

3.2 Movilidad sustentable

Antonio Suárez Bonilla

INTRODUCCIÓN

Por gusto, naturaleza u obligación, la movilidad en el siglo XXI se ha convertido en sinónimo de libertad. Cuesta trabajo concebir actividades humanas que no impliquen el traslado de bienes, servicios y personas; incluso parece haberse generalizado la concepción de un mundo moderno y libre en función de un nuevo derecho: el derecho a una movilidad ilimitada e inmediata.

Recorrer mayores distancias en el menor tiempo posible ha sido, en buena medida, el objetivo final de la infraestructura construida en los últimos cien años. Las carreteras, los aeropuertos, los puertos marítimos, los sistemas de comunicación y los medios de transporte en general han evolucionado en la medida en que han incrementado su velocidad y, con ésta, la cantidad de infraestructura necesaria para llegar más lejos en menos tiempo. De forma inversa, aquellos modos de transporte que han mantenido bajas velocidades han perdido terreno, a excepción de la bicicleta, que en el presente cuenta con un amplio uso recreativo y que, en algunas sociedades, empieza a recuperar visibilidad como modo de transporte sustentable. En términos generales, se podría afirmar que en la movilidad urbana predomina la concepción de que el tiempo es un consumible que se puede comprar en función de la velocidad y la cantidad de infraestructura disponible; lo vemos en la dupla vialidades/

automóviles, que se ha convertido en el principal consumidor de energía y espacio en las ciudades.

La pujanza de la velocidad y la variedad de infraestructuras asociadas al transporte han generado una falsa percepción del espacio, incluso en contrasentido con las leyes de la física. Por ello, llegamos a afirmar que tal o cual infraestructura es indispensable porque “acorta distancias”, obviando la cantidad de energía requerida para desplazarlos a mayor velocidad en distancias cada vez mayores.

Sólo hasta tiempos recientes se han ampliado el enfoque y los alcances de los estudios sobre movilidad y transporte al incorporar en esta óptica la importancia de la planeación urbana y, con ella, la necesidad de una visión multidisciplinaria que permita vislumbrar el futuro de la humanidad y su desplazamiento en un entorno en el que la mayoría de la población humana habita en ciudades o zonas metropolitanas (ONU 28 de abril de 2022) y una minoría, en ciudades planeadas con eficientes transportes públicos.

Mientras el enfoque tradicional en torno a los estudios urbanos y su relación con la movilidad tienen como antecedente la ingeniería vial –incluyendo el desarrollo de importantes técnicas para medir, modelar, estimar flujos viales y hacer estimaciones de orden ambiental como la emisión de contaminantes–, ha sido hasta la última década cuando se han incorporado aspectos del ámbito social: parámetros de bienestar, género, seguridad, espacio público, impacto en la economía y eficiencia energética como medida para evaluar la sustentabilidad del transporte en las ciudades (WRI México s.f.).

En México, los estudios del transporte desde el ámbito social suelen considerar enfoques que estudian las desigualdades y el acceso al transporte en un contexto en que, a nivel nacional, las familias de menores ingresos gastan en transporte hasta el doble de lo que gastan las familias de mayores ingresos (Suárez y Campos 2015). Pero debe decirse que, a la fecha, aunque no hay estudios sobre el gasto energético socialmente diferenciado para la movilidad en México, sí se sabe que

los más pobres tienen que viajar mayores distancias y pagar más para obtener mejores oportunidades laborales, educativas, culturales y de consumo (Instituto Nacional de Geografía y Estadística [Inegi] 2017).

El presente capítulo tiene por objetivo ofrecer una radiografía del estado actual y heterogéneo que presenta la movilidad en nuestro país. Al mismo tiempo, hace hincapié en la importancia de la planeación urbana y de una visión multidisciplinaria para transformar el gasto energético excesivo que se dedica en la actualidad al transporte de bienes y personas en México. Por último, se presenta el potencial de este sector para contribuir a la disminución de las desigualdades en el contexto político y social en que se está desarrollando la discusión en cuanto a temas como la participación, la aportación y la demanda del país en el mercado mundial de la energía.

DEFINICIONES DE MOVILIDAD Y LEGISLACIÓN EN MÉXICO

Para comprender la complejidad y los impactos de la movilidad urbana, es importante aclarar cómo se define la movilidad en México según criterios de la actual administración, así como las repercusiones legales que obligan a los diferentes gobiernos a dedicar buena parte de sus ingresos, tanto a la construcción y mantenimiento de infraestructuras de transporte como a la elaboración de leyes y reglamentos.

En el sentido físico y administrativo, la Secretaría de Desarrollo Agrario Territorial y Urbano (Sedatu) describe la movilidad en México como “cualquier tipo de desplazamiento humano, recorriendo cualquier distancia y realizado por cualquier medio, sea caminando, en bicicleta o vehículo motorizado” (Sedatu 2018). Esta definición genera una aportación significativa al concepto de movilidad, ya que, al enunciar los medios no motorizados, proporciona claridad para la aplicación de políticas públicas y presupuestos en la materia poniendo a la persona como prioridad; de igual forma, desliga el concepto específico *movilidad* del concepto

general *transporte*, lo que otorga a la movilidad un estatus de derecho con grandes repercusiones desde el punto de vista legal (Céntrico 2020).

Otras definiciones de carácter global incluyen aspectos de estructura urbana y de transporte, como la que ofrece un reconocido estudioso de las ciudades en el siglo xx, Lewis Mumford, quien afirmó que el propósito del transporte es “traer gente o mercancía a lugares donde se las necesita y concentrar la mayor variedad de bienes y de gente dentro de un área limitada, para ampliar la posibilidad de elección, sin que sea necesario viajar” (2009, p. 166). Ambas definiciones incluyen características urbanas, espaciales y de posibilidad para la elección y/o combinación entre un modo de transporte y otros que pudieran idealmente existir; además, si se toma en cuenta que desde el 17 de mayo de 2022 la movilidad se considera un derecho constitucional, los diferentes niveles de gobierno se ven obligados a una inversión gubernamental en favor de la integración del concepto de transporte en mejores condiciones urbanas y de habitabilidad en las ciudades.

LEY GENERAL DE MOVILIDAD Y SEGURIDAD VIAL

A nivel constitucional, el Senado aprobó en diciembre de 2021 la Ley General de Movilidad y Seguridad Vial (LGMSV 17 de mayo de 2022). Su finalidad es definir la política pública sectorial, así como los criterios para la infraestructura, red vial, espacios públicos, servicios de transporte, sistemas integrados y gestión de la demanda. La ley busca otorgar a todas las personas el derecho a la movilidad en condiciones de seguridad, accesibilidad, sustentabilidad y eficiencia.

Llama la atención la enorme ventana de oportunidad que se presenta con esta recién aprobada legislación en los campos de la *sustentabilidad* y la *eficiencia*, ya que por primera vez podrían incorporarse criterios relativos al consumo energético para el desarrollo de la movilidad en los reglamentos y normas operativas, estableciendo las facultades que tienen los municipios y demarcaciones territoriales para desarrollar normativas;

un claro ejemplo es el establecimiento de límites de velocidad urbanos, los cuales, tal y como están propuestos, prometen un ahorro de energía (Suárez y Campos 2015).

En el actual contexto nacional, las legislaciones de cinco estados –Aguascalientes, Ciudad de México, Colima, Guanajuato y Quintana Roo– han reconocido la movilidad como un derecho, lo cual implica que las ciudades y regiones tienen que cumplir con aspectos de disponibilidad, calidad y accesibilidad del transporte en mejores condiciones y en suficiencia.

Así, la combinación de derechos, leyes y normatividades nacionales, estatales y municipales constituye un gran paso para mejorar el transporte público y la movilidad urbana, pues hace obligatoria la aplicación de presupuestos que consideren la sustentabilidad, la eficiencia y la seguridad vial enmarcados en el contexto de los derechos humanos.

Desde la perspectiva de la investigación y las políticas públicas de movilidad, es pertinente preguntarnos:

- ¿Cómo nos movemos los mexicanos y cuánta energía utilizamos?
- ¿Desde dónde y de qué fuentes proviene esta energía?
- ¿Por qué las ciudades invierten más o menos recursos en movilidad?
- ¿Cuáles son los factores clave de la planeación urbana que permiten un adecuado desarrollo de la movilidad de personas y el transporte de mercancías?
- ¿Cómo impacta el desarrollo de políticas de ciencia y desarrollo en la demanda de energía que reclama el transporte en México?

¿CÓMO NOS MOVEMOS LOS MEXICANOS?

Desafortunadamente, los estudios de movilidad a nivel nacional son escasos y requieren de actualización. Sin embargo, a partir de los datos existentes, entre ellos la *Encuesta Nacional de Movilidad y Transporte 2014*, realizada por la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM

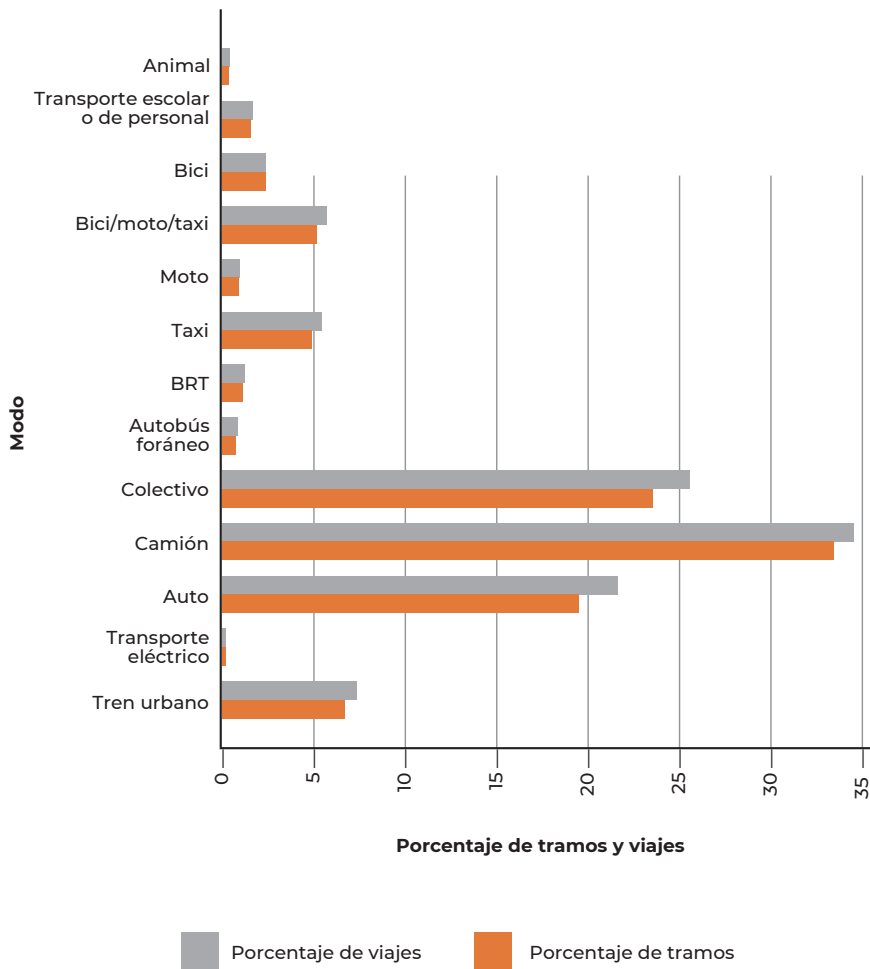
2014), podemos analizar por primera vez el reparto modal nacional que hasta la fecha supone una valiosa herramienta para conocer más sobre los viajes cotidianos en el país.

Uno de los datos relevantes es que en México los camiones y taxis colectivos son los medios de transporte predominantes a nivel nacional. Los camiones representan 34.5% del total de los viajes y los taxis colectivos, 25.5%. La mayoría de los viajes (60%) utiliza en alguno de sus tramos uno de estos dos medios, seguidos por el automóvil particular (22%). En consecuencia, una buena parte de los presupuestos estatales y municipales se enfoca en mantener, ampliar y mejorar la infraestructura vial para estos medios, compuesta en su mayoría por superficies de rodamiento vehicular –principalmente asfáltica y de concreto. Dicha infraestructura estimula, a su vez, la adquisición de más vehículos en una ecuación de alto costo energético en que más vehículos demandan mejor infraestructura, lo que deriva en una cantidad mayor de vehículos, como puede verse en la figura 1.

Un dato relevante es que la bicicleta, la motocicleta y el mototaxi han crecido exponencialmente en los últimos años, en regiones tanto urbanas como rurales. Estos transportes, catalogados como transportes ligeros, suelen compartir características similares de viaje, uso y mecánicas afines, así como de espacio de rodamiento, lo cual los convierte en potenciales vehículos de hibridación y asistencia eléctrica. Aún son incipientes los datos sobre los vehículos eléctricos a nivel nacional; sin embargo, por el nivel de ventas y precio comparativo con otros vehículos eléctricos, es de suponerse que el vehículo de asistencia eléctrica de mayor venta a nivel nacional sean las bicicletas dotadas de equipo, abriendo el mercado para la electrificación de vehículos a nivel nacional.

Por otro lado, no se debe menospreciar el papel que aún desempeña en México la tracción animal. El uso de caballos, mulas y burros se encuentra todavía muy probablemente por arriba del transporte eléctrico privado.

Figura 1. Distribución de tramos por modo de transporte nacional (porcentajes)



Fuente: Suárez y Campos (2015).

¿CUÁNTOS VEHÍCULOS EXISTEN EN MÉXICO Y CUÁNTA ENERGÍA CONSUME EL SECTOR TRANSPORTE?

En México, de acuerdo con el censo del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (Inegi 2021a), hay 50 347 569 vehículos. De ellos, poco más de 34 millones son autos particulares, 11 millones corresponden a camiones de carga y 750 mil a camiones de pasajeros, mientras los restantes son vehículos indeterminados o no registrados –por sus adaptaciones mecánicas o estatus legal, entre otras circunstancias. Además de los 34 millones de autos particulares, llama la atención que haya 11 millones de vehículos de carga –incluyendo pequeñas y medianas camionetas–, de gran importancia para el pequeño comercio, conocidas como *pickups* o “trocas”. En México, el vehículo más robado y cotizado por el mercado ilegal corresponde a la camioneta Nissan (“Estaquitas”) de doble cabina, ya que se trata de un vehículo que cumple dos funciones en una: carga y taxi colectivo, principalmente para regiones alejadas o periféricas de los núcleos urbanos donde no hay transporte público.

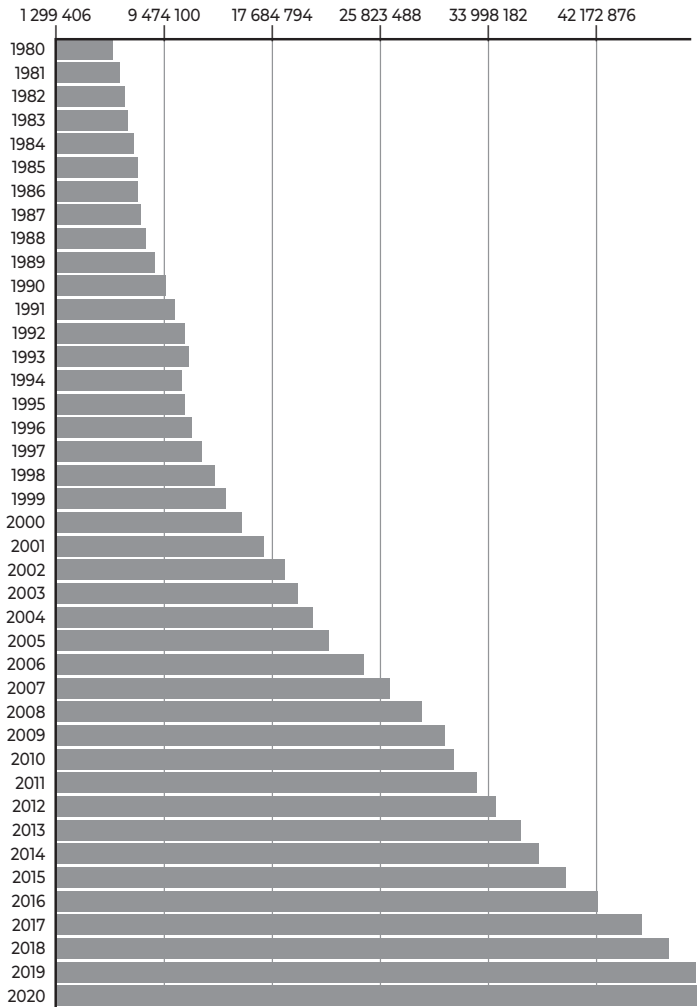
Tres factores principales son los que influyen en el número de vehículos existentes en México: 1) la extensión territorial de un *país montañoso* en aproximadamente 50% de su territorio, caracterizado por una compleja accesibilidad; 2) la existencia de una amplia red de carreteras y caminos –174 779 km de carreteras pavimentadas, 78 385 km de vialidades urbanas y 527 345 km de caminos no pavimentados– de un total de 780 511 km que forman la red nacional de caminos (Inegi 2020a), y 3) la baja inversión en transporte público frente a una cultura orientada al uso del automóvil particular, que históricamente ha recibido gigantescos subsidios a través de combustible barato.

En México se produce, se arma y se ensambla un promedio de 271 mil unidades anuales de vehículos, mientras que las ventas de automóviles de los últimos cinco años ascienden a un promedio de 40 mil unidades por año, con ventas récord de más de 120 mil unidades en años específicos (figura 2). Hasta el inicio de la crisis mundial por la pandemia de

Covid-19, el parque vehicular en México registró un crecimiento de 6.4% anual, mientras la población creció 1.5 por ciento.

Figura 2. Total nacional de vehículos en México

Vehículos de motor registrados en circulación 50 347 569



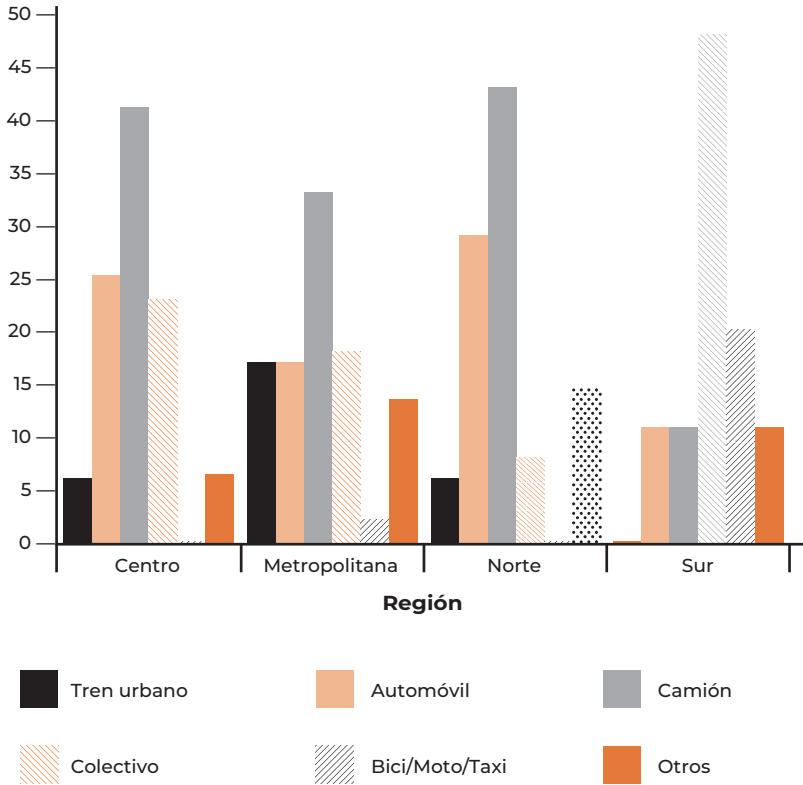
Fuente: Inegi (2021a).

Tanto los datos históricos como los censos regionales muestran una clara correlación en la que se distingue que, a menor inversión en transporte público, más se incrementan el parque vehicular y el porcentaje de gasto por familia en transporte, en especial para las familias de bajos ingresos, como se puede observar en relación con los datos sobre la distribución porcentual del gasto corriente monetario trimestral de la *Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos en los Hogares (ENIGH) 2020* (Inegi 2021b). En lo referente al transporte de personas y mercancías, los datos muestran que ha predominado el transporte carretero, en el que el automóvil ha sido el actor principal, ya sea para la integración económica de ciudades y poblaciones rurales o para la movilidad en grandes núcleos urbanos. Sin embargo, las características del territorio hacen que el transporte en las diferentes regiones sea también muy diferenciado, tanto en los tiempos de traslado como en los medios de transporte utilizados, lo que abre nuevas perspectivas para la planeación del transporte de bajas emisiones y bajo costo energético, de acuerdo con las características de cada región (Suárez y Campos 2015).

Conforme a la *Encuesta Nacional de Movilidad y Transporte 2014* (UNAM 2014), podemos diferenciar cuatro regiones: 1) región centro; 2) región metropolitana; 3) región norte, y 4) región sur. Como se muestra en la figura 3, cada una presenta distintas particularidades.

La región metropolitana, incluido el valle de México, tiene un reparto de modos de transporte más equilibrado –incluyendo la existencia de una red de tren metropolitano (metro), un tren suburbano y nuevas formas de transporte como teleféricos y bicicletas públicas–, en el centro y el norte del país se mantiene una alta dependencia del automóvil y los camiones. Por su parte, la región sur tiene un alto uso de taxis, camiones colectivos, bicicletas, motocicletas y múltiples variantes en las periferias y localidades urbanas, entre las que destacan: mototaxis, taxis compartidos y bicitaxis (González 2021).

Figura 3. Principales modos de transporte por gran región (porcentajes)



Fuente: Suárez y Campos (2015).

En parte debido a esta heterogeneidad en las preferencias hacia un modo de transporte u otro, en México no se puede hablar de una sola iniciativa de movilidad sustentable que pueda implementarse de manera generalizada. Lo que sí resulta evidente es la urgencia nacional de fortalecer la planeación y las iniciativas tecnológicas y de legislación

que contribuyan a disminuir el actual consumo energético del sector transporte. En especial, esto último resulta necesario para las ciudades y las zonas metropolitanas del país, donde circula 80% o más de la población, principalmente en transporte terrestre (Inegi 2020b).

¿CUÁNTA ENERGÍA UTILIZAMOS PARA TRANSPORTARNOS EN CIUDADES?

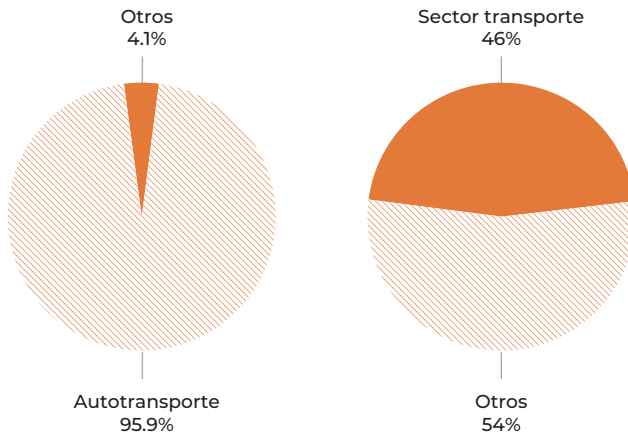
De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), la participación del consumo energético del sector transporte a nivel global asciende a 28.8% del total de la energía utilizada *a nivel mundial* (Rodrigue, Comptois y Salck 2020). En otras palabras, una tercera parte de la energía en el mundo se utiliza para mover gente y mercancías que, en general, tienen como destino final un centro de consumo urbano, espacios donde ahora vive la mayoría de la población global que cuenta con los medios para consumir también de forma global, estimulando con esto, aún más, el gasto energético como resultado de nuevas centralidades urbanas y de poblaciones que, dada su nueva localización, pueden acceder a un mercado global de productos desde cualquier ciudad.

De acuerdo con el *Balance Nacional de Energía 2018* realizado por la Secretaría de Energía (Sener 2019), del gasto total de la energía de uso final que se consume en México, 46% es utilizada por el sector transporte —muy por encima de la media mundial, mientras que la energía restante, 54%, corresponde a los demás sectores, categorías y subcategorías (véase capítulo 1.8). De ello se concluye que cualquier iniciativa que busque disminuir el consumo de energía a nivel nacional debe contemplar un cambio en los modelos de transporte y movilidad que predominan al día de hoy en el país, como se muestra en la figura 4.

De acuerdo con el *Balance Nacional de Energía 2018* (Sener 2019), en México, del total de la energía utilizada en el sector transporte, 90% corresponde al autotransporte. Esto incluye autos particulares, taxis, camionetas de pasajeros, camiones de carga, autobuses y otros tipos

más de transporte que en su mayoría utilizan combustibles fósiles, con una circulación por encima de los 50 millones de vehículos, que, como se dijo antes, mantienen un crecimiento mucho mayor al crecimiento poblacional en ciudades mexicanas.

Figura 4. Gasto total de la energía que se consume en México



Fuente: Sener (2019).

Si bien aún no contamos con un modelo desagregado sobre el consumo energético del transporte de las zonas urbanas a nivel nacional, sí hay consenso en cuanto a la urgencia de generar modelos de planeación urbana que permitan correlacionar el gasto energético y la disponibilidad de un transporte sustentable (Medina 2017). Los consensos nacionales en torno a su planeación (LGMSV 17 de mayo de 2022) señalan que debe ser en los presupuestos donde se reconozca al transporte como una consecuencia de la planificación de nuestras ciudades, considerando la aportación de la huella energética de las zonas urbanas, que crece asociada a la disponibilidad de transporte de mercancías y a la movilidad de personas. Por esta razón, debemos hacer hincapié en la estrecha relación que se da entre desarrollo urbano, transporte, energía e inversión pública.

¿CUÁNTO Y CÓMO SE INVIERTE EN LA MOVILIDAD URBANA EN MÉXICO?

En el estudio comparativo anual *Invertir para movernos 2011-2015*, actualizado en 2017, en 59 zonas metropolitanas de la república mexicana (Medina 2017) se encontró que, de la mayoría de las participaciones federales, más de 80% de los recursos se dedicó a la creación de infraestructura vial y pavimentación, mientras que la inversión directa en transporte público no rebasó 6%; a obras de infraestructura peatonal se asignó 5%, y en infraestructura ciclista se invirtió menos de 1%. Esto equivale a una distribución de recursos en la que, de cada cinco pesos de inversión federal en movilidad, cuatro se destinan a infraestructura de rodamiento (Medina 2017). En todos los casos, la infraestructura orientada al uso de automóviles es la principal receptora de recursos nacionales destinados a infraestructura urbana, a pesar de que sólo uno de cada cuatro viajes urbanos se hace en automóvil privado.

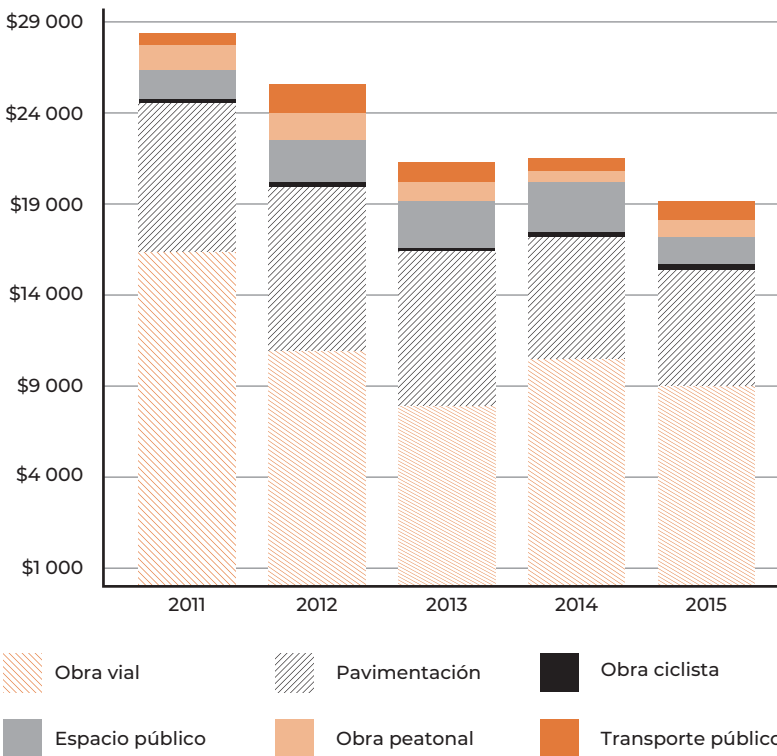
En el estudio mencionado se documentan las diferentes partidas y rubros anuales a lo largo de ocho años, con lo que se logra el estudio longitudinal más largo, el cual deja en claro en la actualidad que el problema de inversión pública en transporte no corresponde sólo a la cantidad de recursos, sino de la equidad en su distribución (Medina 2017).

Como consecuencia del impacto causado por las cuantiosas inversiones en infraestructura vial en México (figura 5), aparecen otros efectos, catalogados como externalidades negativas, que contribuyen de manera sustancial al uso excesivo de energéticos, a la contaminación atmosférica, al consumo de suelo urbano y a la disminución de la seguridad vial.

Probablemente uno de los efectos-origen más interesantes que pueden ser analizados en torno al consumo energético de la movilidad es el que se conoce como *tráfico inducido*. Por lo general, cuando se buscan soluciones al tráfico excesivo se concluye con facilidad que se necesitan nuevas infraestructuras para incrementar el espacio de rodamiento y, con éste, la velocidad de viaje, en semejanza a la percepción de un acortamiento de

las distancias, ya sean segundos pisos, túneles, puentes, calles más anchas, vías de cuota u otro tipo de nuevas infraestructuras viales. Sin embargo, tales “soluciones” no resuelven el problema; por el contrario, éste no tarda en verse agravado cuando se opta por acrecentar la infraestructura vial. En tal sentido, el tráfico inducido, en el mediano plazo, satura las nuevas infraestructuras de rodamiento debido a que el tráfico tiene una demanda creciente de espacio por la tendencia a aumentar la velocidad: entre más espacio se le procura, más se expande. Por tal motivo, al ampliar la oferta de las vialidades, el tráfico no hace sino aumentar (Medina 2017).

Figura 5. Monto total asignado por proyecto de movilidad durante el periodo 2011-2015



Nota: Millones de pesos base 2012.
Fuente: Medina (2017).

El fenómeno del tráfico inducido nos muestra que, al ampliarse la oferta vial, se generan una percepción momentánea sobre la eficiencia del automóvil en el corto plazo y menores tiempos de recorrido, pero en la práctica este efecto es de corta o muy corta duración. Son ejemplo de ello los navegadores *Waze* y *Google Maps*, que, al suministrar una misma información a miles de usuarios, ocasionan una “distribución oportunista y generalizada” (Medina 2017) de la congestión vial, y con ésta un mayor consumo energético en el mediano y largo plazos, en especial cuando se trata de transporte privado. A pesar de ser conocido este fenómeno, es común que las infraestructuras viales mantengan un papel predominante y bien visto como importantes elementos para la generación de empleos y economía. Esta visión sobre el desarrollo y la infraestructura vial, sumada a la relevancia de la industria automotriz en México, hacen que la dupla entre infraestructura y transporte sea vista como un sinónimo de desarrollo.

UNA INDUSTRIA CON IMPLICACIONES GEOPOLÍTICAS

Para comprender la importancia de la industria automotriz en México hay que tener presente que esta industria –que incluye la fabricación de unidades, el ensamblaje y la producción de miles de autopartes, así como cientos de pequeñas industrias asociadas– representa 4% del PIB nacional y 19% del PIB industrial (SE 2021). Como sector, genera más de 25% del total de las exportaciones nacionales (SE 2021). Además, los empleos directos de esta industria se calculan en más de un millón, sumados a otros cinco millones de empleos indirectos, y la inversión extranjera directa entre 1999 y 2021 se calcula en 84 mil millones de dólares (SE 2021).

La automotriz es una de las principales industrias nacionales, y empieza a experimentar una reconversión industrial global en la que México, Estados Unidos y Canadá discuten si los autos eléctricos destinados en primer lugar para el mercado de exportación deben ser

producidos y/o ensamblados en México, como parte de la última ratificación del Tratado entre México, Estados Unidos y Canadá (T-MEC) y la estrategia Building Back Better¹ (Presidencia de la República 18 de noviembre de 2021). Esto implicaría aspectos clave de geopolítica al momento de impulsar transiciones hacia tecnologías de electromovilidad, así como en lo referente a la extracción de litio, la fabricación de semiconductores, chips y otros insumos. De esta forma, se podrían abrir nuevas perspectivas en la integración de cadenas de valor en una industria tan importante a nivel mundial, siempre y cuando la nueva política industrial incida a través de la transferencia de tecnología, el fortalecimiento de capacidades locales y la integración de la sustentabilidad en todas y cada una de las etapas en las que actualmente se desarrolla la industria automotriz en el país.

El Estado mexicano está ante una situación contradictoria entre la generación de empleos que se derivan de una industria consumidora de energía y la posibilidad de iniciar una reconversión tecnológica basada en una nueva industria nacional que, en el largo plazo, podría generar un menor consumo y una menor dependencia energética. Al margen del camino que se trace hacia el exterior, la estrategia nacional en lo que corresponde al sector transporte deberá asegurar el acceso a una movilidad a lo largo y ancho del territorio del país, además de que permita disminuir el consumo energético y la duración de los traslados, así como promover la seguridad vial, mejorar la calidad del aire y, finalmente, impulsar políticas que antepongan el derecho de la gente a vivir en ciudades con una mayor calidad de vida.

¹ Building Back Better se refiere a la iniciativa estadounidense para la promoción de autos eléctricos con base en apoyos fiscales, si los coches son ensamblados por trabajadores sindicalizados de Estados Unidos y usan una batería fabricada en dicho país. A la fecha, la iniciativa ha sido dirimida entre Canadá, México y Estados Unidos, a favor de los primeros dos.

LAS CIUDADES MEXICANAS Y SU EXPANSIÓN TERRITORIAL EN LOS ÚLTIMOS 40 AÑOS

En la actualidad, en las ciudades mexicanas vive más de 79% de la población, de un total de 126 014 024 personas que habitan el territorio nacional (Inegi 2021c). Esto significa que las ciudades son el hogar de ocho de cada 10 mexicanos, motivo por el cual resulta imprescindible mejorar las condiciones urbanas del país, entre ellas el transporte. La mejora en la calidad de vida de sus habitantes, el acceso al bienestar y la solución a las futuras crisis socioambientales recae en buena medida en la implementación de una adecuada gestión del suelo urbano. A partir de este propósito, es deseable un mejoramiento en las normas que dictan los patrones de ocupación y, sobre todo, el acceso a vivienda asequible, bien localizada, con servicios de calidad y transporte de bajo consumo de energía.

Si se analizan las tasas de crecimiento poblacional de las ciudades frente a las tasas de expansión territorial o “el consumo del suelo urbano” de las mismas, se descubre un patrón muy desigual. Esto puede observarse con claridad al hacer un repaso de las dinámicas demográficas de los últimos 40 años y su impacto en el crecimiento de las ciudades (Zubicaray Díaz, Brito Moreno y Ramírez Reyes 2021).

Un estudio sobre la expansión de las ciudades mexicanas, implementado en 2012 por la Secretaría de Desarrollo Social (Sedesol), identificó que en el periodo que va de 1980 a 2010 la población de las zonas urbanas de México se duplicó y el área de las manchas urbanas creció en promedio siete veces (Zubicaray Díaz, Brito Moreno y Ramírez Reyes 2021). Si bien las tasas anuales promedio de crecimiento poblacional urbano se redujeron durante el periodo 2010-2018 en las 147 ciudades principales, al pasar de 2.34% (2000-2010) a 1.26% (2010-2018) y, en el mismo periodo, la mancha urbana de las tres principales ciudades –Ciudad de México, Guadalajara y Monterrey– creció a un ritmo promedio 2.3 veces superior al incremento poblacional; en México, la expansión territorial continúa independientemente de la dinámica poblacional (Zubicaray Díaz, Brito Moreno y Ramírez Reyes 2021).

El consumo voraz del suelo urbano y la modificación de la estructura de las ciudades repercuten de forma significativa en sus varias dimensiones. Por un lado, influyen en el consumo energético. Por otro, además de elevar los costos de provisión de servicios, incrementar los tiempos de viaje, descontrolar los precios del suelo y expulsar a las poblaciones locales, se genera una disrupción en la cual es difícil determinar no sólo dónde empieza y dónde termina la ciudad, sino qué administración es responsable de estos continuos urbanos.

En México, algunas de las ciudades con mayor crecimiento poblacional durante las últimas décadas son centros turísticos costeros: Cabo San Lucas y San José del Cabo en Baja California Sur, Playa del Carmen y Cozumel en Quintana Roo, Puerto Vallarta en Jalisco y, a una escala menor, Manzanillo en Colima y Puerto Peñasco en Sonora (Sedatu 2018).

Existen también algunas ciudades del Bajío y centro del país cuya población incrementó en los años mencionados, como Aguascalientes, Querétaro y otras más en Guanajuato (Sedatu 2018). Esto se puede explicar por el surgimiento y consolidación de nuevas industrias, como la automotriz, la cual paradójicamente dispone de importantes centros de producción global en la región.

En el caso de las ciudades turísticas, es preciso recordar que también dependen de la movilidad global de las personas. En este sentido, valdría la pena analizar el papel de las principales industrias mexicanas y sus repercusiones en el consumo global de la energía asociada al transporte, así como los patrones urbanos de las ciudades mexicanas, con miras al establecimiento de una sustentabilidad en el transporte de bienes y personas que no incentive el crecimiento de las ciudades, ni la construcción de más infraestructuras, ni la percepción de que una movilidad sin límites es sinónimo de progreso.

En el análisis del crecimiento de las ciudades es esencial comprender la producción y disponibilidad de vivienda no sólo como un bien de consumo o inversión, sino como un derecho. La vivienda y su relación

con el suelo urbano constituyen uno de los fundamentos de las sociedades modernas (Lefebvre 1968). Desafortunadamente, en las últimas décadas la producción de vivienda social ha sido controlada por el mercado privado, orientando ingentes cantidades de dinero público y fondos de trabajadores a la financiación de viviendas en las periferias (Ziccardi y González Reynoso 2013). Con ello, se ha contribuido a la modificación de las estructuras urbanas, a la desigualdad, al excesivo gasto energético requerido por el transporte a centros de trabajo y consumo, así como a la financiación de miles de viviendas que hoy están en abandono. En lo que concierne a este último punto, el Inegi (2021a) reporta 6.1 millones de domicilios en abandono, la mayoría de los cuales son viviendas sociales que se siguen descontando de los sueldos de los trabajadores.

Frente a la complejidad de este escenario, no pocos economistas, urbanistas y expertos de todos los campos se preguntan sobre el papel del Estado en la provisión de vivienda en el siglo XXI. En numerosas ocasiones se ha destacado la importancia de garantizar que la vivienda cuente con condiciones de habitabilidad, asequibilidad y acceso a servicios de transporte (Urban Agenda Platform s.f.).

GEOPOLÍTICA, ELECTROMOVILIDAD Y ESTRATEGIAS PARA ATENDER NECESIDADES LOCALES

Los siguientes cuatro momentos retratan el interés nacional y el dinamismo global en torno al litio, la creciente industria de la electromovilidad en el mundo y el papel de México en el establecimiento de cadenas de valor con el vecino país del norte: 1) el cambio de leyes constitucionales en México para la exploración y explotación del litio como recurso clave en la transición energética para la electromovilidad; 2) las negociaciones en la relación comercial entre Estados Unidos y México acerca del ensamblaje y fabricación de autos eléctricos en el marco del T-MEC; 3) la creación de una compañía estatal para la

exploración y explotación del litio reservada al Estado mexicano, y 4) la invitación de Estados Unidos a México para trasladar la producción de semiconductores de Asia a América del Norte y ampliar así la fabricación de vehículos eléctricos.

A manera de crónica, lo sucedido a lo largo de un año se presenta a través de referencias hemerográficas que permiten constatar la actualidad y el interés geopolítico en torno a la densidad energética del litio y su relación con la movilidad.

Ciudad de México, 7 de octubre de 2021.

El presidente Andrés Manuel López Obrador advirtió hoy que la posesión, exploración y explotación del litio en México sólo corresponderá a la nación, incluso si el Congreso rechazara la iniciativa en la materia, en un “acto de traición a la patria”.

“Adelanto, para que no se hagan ilusiones con el litio. Si hay un acto de traición a la patria y no se aprueba, el litio está en manos de la nación, y de cualquier manera vamos a negar cualquier solicitud de concesión de litio, y tenemos facultades para hacerlo. Lo que queremos es que quede en manos de la nación”, señaló en la conferencia matutina.

Fuente: Garduño y Martínez (7 de octubre de 2021).

Washington, 19 de noviembre de 2021.

En el marco del plan para una recuperación económica [y a propuesta del presidente Biden], la Cámara de Representantes estadounidense aprobó el 19 noviembre la iniciativa que propone dar un incentivo fiscal de 7 mil 500 dólares a quienes compren un auto eléctrico, de 12 mil dólares si es ensamblado en Estados Unidos por mano de obra sindicalizada y hasta de 12 mil 500 dólares si además ese auto usa baterías de litio *made in us*.

Fuente: Olvera (14 de diciembre de 2021).

Ciudad de México, 13 de diciembre de 2021.

Bajo la advertencia de que la iniciativa sobre estímulos fiscales para adquirir autos eléctricos “ata las manos” a la industria de Estados Unidos, la Secretaría de Economía, apoyada por la Embajada de México en ese país, está convenciendo a un grupo de senadores demócratas y republicanos de no aprobarla en los próximos días, una presión que los legisladores también reciben de Canadá, la Unión Europea y empresas afectadas como Toyota, Honda e incluso Tesla del magnate Elon Musk, declarado la persona del año por la revista *Time*.

Fuente: SinEmbargo Al Aire (14 de diciembre de 2021).

Ciudad de México, 22 de abril de 2022.

Luego que el Senado aprobó la reforma a la ley minera en la que se declara al litio mineral estratégico —iniciativa que envió el Ejecutivo federal el fin de semana y que fue aprobada por los diputados federales el lunes pasado—, la Secretaría de Economía emitió este miércoles el decreto con los ajustes.

Con ello, la reforma que establece que la exploración y aprovechamiento del litio queda en manos del Estado, entra en vigor este jueves.

“Se declara de utilidad pública el litio, por lo que no se otorgarán concesiones, licencias, contratos, permisos o autorizaciones en la materia. Serán consideradas zonas de reserva minera aquéllas en que haya yacimientos de litio. Se reconoce que el litio es patrimonio de la Nación y su exploración, explotación, beneficio y aprovechamiento se reserva en favor del pueblo de México” indica el cambio a la ley minera.

También define que, dentro de los noventa días hábiles a partir del jueves, el Ejecutivo federal debe emitir conforme a la Ley Federal de las Entidades Paraestatales, el instrumento de creación del organismo público descentralizado encargado de la exploración, explotación, beneficio y aprovechamiento del litio.

Fuente: *La Jornada* (20 de abril de 2022).

Ciudad de México, 24 de agosto de 2022.

El presidente Andrés Manuel López Obrador publicó este martes un decreto para la creación de la empresa estatal Litio para México (LitioMx), la cual se encargará de explotar este recurso natural, considerado estratégico por su capacidad para almacenar energía y de dominio exclusivo de la nación. El país cuenta con reservas relevantes del mineral.

“El objeto de Litio para México es la exploración, explotación, beneficio y aprovechamiento del litio, ubicado en territorio nacional, así como la administración y control de las cadenas de valor económico de dicho mineral”, señaló la Secretaría de Energía (Sener) en el *Diario Oficial de la Federación*.

Estimaciones del Servicio Geológico Mexicano (SGM) indican que en 18 estados del país existen yacimientos de litio, llamado por algunos el “petróleo del futuro”, porque es esencial para impulsar la electromovilidad y el almacenamiento de la energía fotovoltaica y baterías de celulares.

Fuente: *Alegría* (24 de agosto de 2022).

Ciudad de México, 12 de septiembre de 2022.

Una delegación de alto nivel de Estados Unidos invitó el lunes a México a participar en un proyecto para trasladar la producción de semiconductores de Asia a Norteamérica y ampliar la fabricación de vehículos eléctricos.

El secretario de Relaciones Exteriores de México, Marcelo Ebrard, dijo que el secretario de Estado de Estados Unidos, Antony Blinken, habló con el presidente Andrés Manuel López Obrador sobre una ley recientemente aprobada que proporcionaría 28.000 millones de dólares en incentivos para la producción de semiconductores, 10.000 millones de dólares para nueva manufactura de chips y 11.000 millones de dólares para investigación y desarrollo.

López Obrador, por su parte, explicó su plan para convertir al estado nortero de Sonora en líder en producción de litio, de vehículos eléctricos y de energía solar, indicó Ebrard. El litio es un componente clave de las baterías para vehículos eléctricos. El presidente dijo el mes pasado que ya había discutido la idea con el mandatario estadounidense Joe Biden.

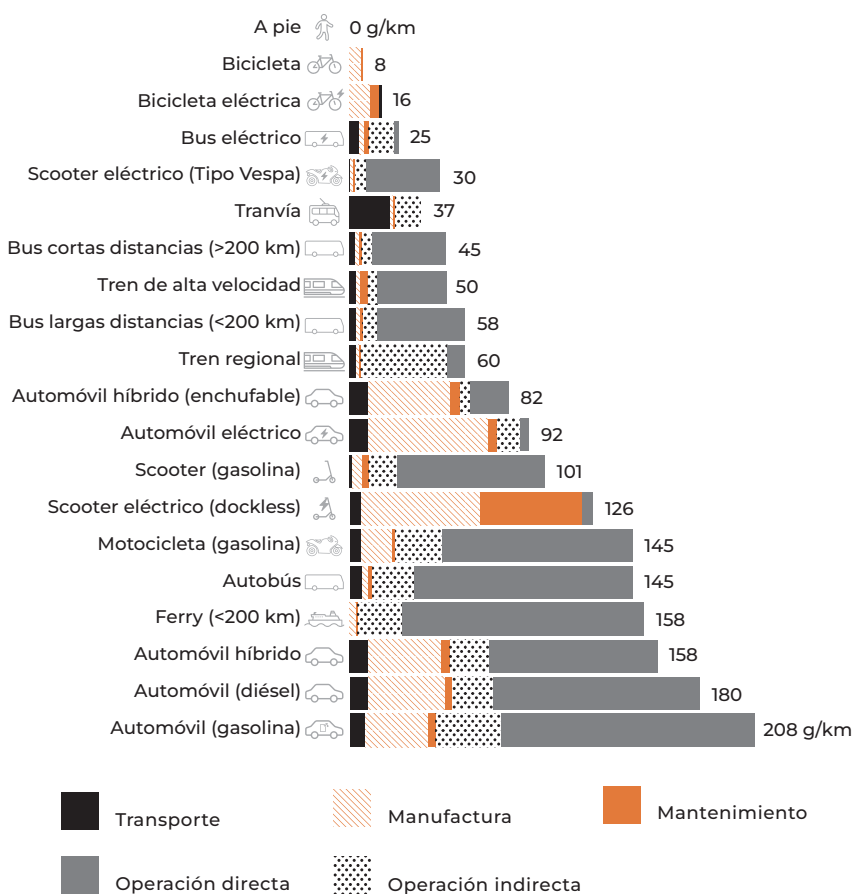
Fuente: Verza (12 de septiembre de 2022).

- *¿De qué están hablando?*
Los presidentes de México y Estados Unidos impulsan iniciativas relacionadas con la densidad energética de las baterías de litio, materia en la que confluyen aspectos políticos y económicos.
- *¿Es posible que la movilidad eléctrica pueda revolucionar no sólo al sector transporte sino también al sector energético?*
Todo indica que a largo plazo así será. Sin embargo, aún es temprano para saber si dicha electrificación se generalizará a nivel global en el corto o mediano plazo. Lo que sí parece tomar un ritmo más acelerado es la electrificación del transporte público y de los vehículos ligeros.

Hablar de movilidad sustentable no necesariamente es hablar de electrificación, sino de ciudades sustentables y problemas urbanos. Para solucionar estos últimos, es necesario aplicar un conjunto de medidas de inversión con estrategias tecnológicas, políticas y culturales, desde un enfoque integral y multidisciplinario. Es necesario que cada región y cada ciudad definan cuáles son las prioridades en términos de movilidad sustentable y de disponibilidad de energía, no desde la presión de sectores industriales, económicos o políticos. Por esta razón, antes de hablar de movilidad eléctrica es imprescindible mejorar la gestión de la energía mediante una planificación urbana basada en indicadores como la ubicación de las viviendas y las formas de movilidad de menor consumo energético a lo largo de toda la cadena de producción, mantenimiento y operación.

En la figura 6 se pueden reconocer algunos indicadores de consumo energético. Destaca la importancia de invertir en ciudades con infraestructura para peatones y bicicletas, en transporte público electrificado y –por su capacidad para sustituir viajes en automóviles particulares– en vehículos como bicicletas con asistencia eléctrica.

Figura 6. Gasto energético y emisiones de carbono por modo y categoría



Fuente: Tomado y adaptado de Cous (2019) y PUEC (2020).

Desde la perspectiva industrial, se requiere un análisis de mayor profundidad para reconocer oportunidades en la fabricación de componentes y, sobre todo, en el suministro, procesamiento y reciclaje de baterías de litio, con la finalidad de generar un valor agregado a la nueva industria de electrificación de automóviles.

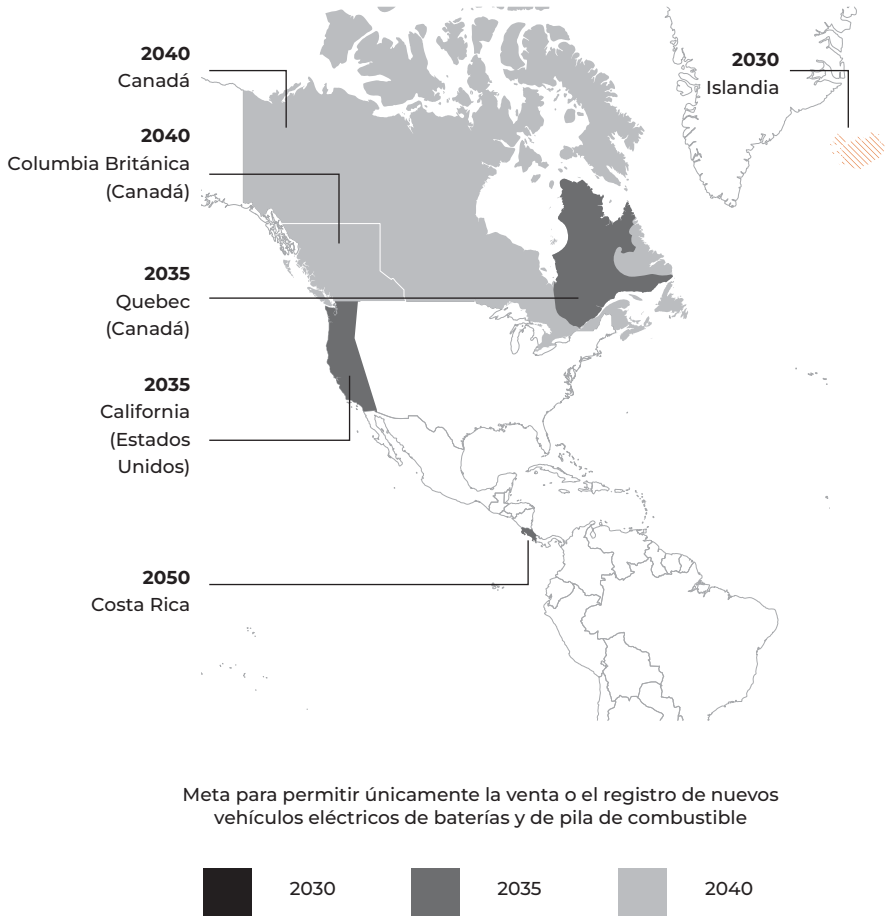
Como da cuenta el mapa 1, las metas nacionales de varios países para detener la comercialización de autos de combustión interna abren otra oportunidad para el establecimiento de cadenas de valor asociadas a la densidad energética de las baterías de litio. En el país, el Servicio Geológico Mexicano reconoce la existencia del mineral en por lo menos 18 estados, a la vez que da cuenta de la necesidad de más estudios para dimensionar su potencial.

CONCLUSIONES

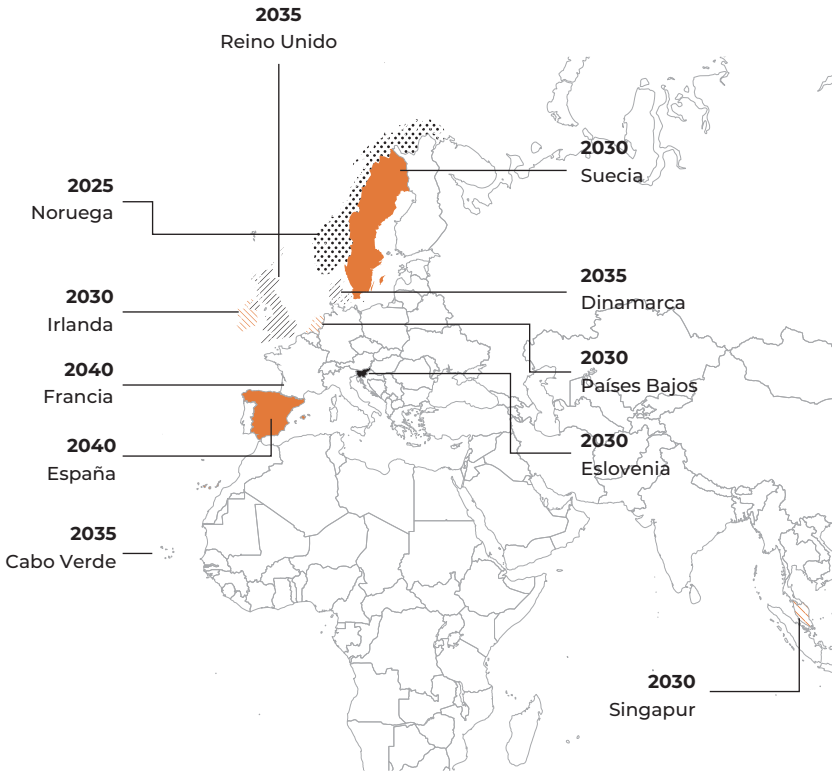
Las baterías de litio se presentan al día de hoy como una solución más eficiente para la mayoría de aplicaciones que las baterías de plomo. De acuerdo con Contaval (10 de mayo de 2021), duran más, pesan menos, ocupan menos energía, permiten corrientes de descarga mayores, su tensión de funcionamiento es más constante durante su descarga y su coste total es menor. Sin embargo, esto no significa automáticamente que el auto eléctrico sea la solución al complejo problema del transporte, la movilidad de bajo consumo energético, la fragmentación del territorio, los patrones inadecuados de ocupación del suelo urbano o el logro de un acceso generalizado a la electromovilidad.

Generar un cambio sustancial de la movilidad en México pasa obligatoriamente por varios aspectos, entre ellos los siguientes: 1) una modificación en los patrones de ocupación del territorio y la conformación de las ciudades; 2) una planeación que no esté fundamentada en la expansión territorial, ni en la especulación de la vivienda; 3) la incorporación de sistemas de transporte ferroviario entre poblaciones urbanas y suburbanas; 4) el mejoramiento de las redes de transporte terrestre; 5) el mejoramiento de las condiciones para caminar; 6) el uso de bicicletas

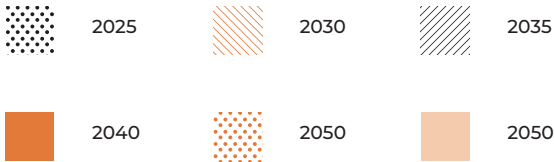
Mapa 1. Metas nacionales a nivel global para la eliminación de ventas de vehículos nuevos con motores de combustión interna



Fuente: International Council on Clean Transportation [icct] (15 de junio de 2021).



Meta para permitir únicamente la venta o el registro de nuevos vehículos eléctricos de baterías, de pila de combustible e híbridos enchufables



en las ciudades como un medio de transporte para realizar viajes cortos, y –sobre todo– 7) la disminución de los viajes que no sean necesarios.

Hemos dejado atrás el mundo de la energía barata y abundante en el que se optó por infraestructuras orientadas al uso del automóvil. En la actualidad, el declive en la tasa de retorno energético de los hidrocarburos (véase capítulo 1.3), junto con el cambio de leyes, las asociaciones regionales en América del Norte, la reciente creación de derechos para la movilidad y el acceso a la tecnología al servicio del transporte, generan una necesaria reflexión alrededor de la movilidad en el siglo XXI. Por un lado, es imperativo mantener oferta y demanda de movilidad urbana equilibradas, así como contribuir tanto a la equidad como al desarrollo social, económico y ambiental. Por otro, es necesario asimismo identificar cuáles deben ser las consideraciones espaciales de las ciudades, en las que se concentra una buena parte de la humanidad y en las que el transporte consume la mayoría de la energía y el espacio disponibles.

REFERENCIAS

- Alegría, A. (24 de agosto de 2022). López Obrador crea por decreto la empresa LitioMX. *La Jornada*. <https://www.jornada.com.mx/notas/2022/08/24/economia/lopez-obrador-crea-por-decreto-la-empresa-litiomx/>
- Céntrico, C. (2020). *Radiografía de las leyes de movilidad en México. Informe técnico-legal elaborado para el Encuentro Nacional de Diputados y Diputadas Locales por la Movilidad (Endimov)*. México: Céntrico, p. 6. <http://centrico.mx/docs/radiografia.pdf>
- Contaval (10 de mayo de 2021). Comparativa de baterías de litio vs plomo ácido. *Noticias Blog Iluminación*. <https://www.contaval.es/comparativa-de-baterias-de-litio-vs-plomo-acido/>
- Garduño, R., y F. Martínez (7 de octubre de 2021). Si no hay reforma no habrá concesiones de litio, advierte AMLO. *La Jornada*. <https://www.jornada.com.mx/notas/2021/10/07/politica/explotacion-del-litio-solo-correspondera-a-la-nacion-lopez-obrador/>

- González, G. (2021). *Verde que te quiero verde. Buenas prácticas de movilidad urbana sustentable en México*. México: Sedatu/Semarnat/Cooperación Alemana al Desarrollo Sustentable. <https://www.gob.mx/sedatu/documentos/verde-que-te-quiero-verde-buenas-practicas-de-movilidad-urbana-sustentable-en-mexico?state=published>
- ICCT (15 de junio de 2021). Update on government targets for phasing out new sales of internal combustion engine passenger cars. *ICCT*. <https://theicct.org/publication/update-on-government-targets-for-phasing-out-new-sales-of-internal-combustion-engine-passenger-cars/>
- Inegi (2017). *Encuesta Origen Destino en Hogares de la Zona Metropolitana del Valle de México (EOD) 2017*. <https://www.inegi.org.mx/programas/eod/2017/>
- _____ (2020a). Red Nacional de Caminos (RNC) [mapa]. *Inegi*. <https://www.inegi.org.mx/app/biblioteca/ficha.html?upc=889463807452>
- _____ (2020b) Población rural y urbana. *Cuéntame de México*. México: Inegi. https://cuentame.inegi.org.mx/poblacion/rur_urb.aspx?tema=P
- _____ (2021a). Parque vehicular. *INEGI*. <https://www.inegi.org.mx/temas/vehiculos/>
- _____ (2021b). *Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares (ENIGH) 2020*. https://www.inegi.org.mx/contenidos/programas/enigh/nc/2020/doc/enigh2020_ns_presentacion_resultados.pdf
- _____ (2021c). Población total (número de habitantes). *Cuéntame de México*. Inegi. <http://cuentame.inegi.org.mx/poblacion/habitantes.aspx?tema=P>
- La Jornada* (20 de abril de 2022). Publica la Secretaría de Economía el decreto de nacionalización del litio. *La Jornada*. <https://www.jornada.com.mx/notas/2022/04/20/politica/emite-se-decreto-sobre-nacionalizacion-del-litio/>
- Lefebvre, H. (1968). *Le droit à la ville*. París: Anthropos.
- Ley General de Movilidad y Seguridad Vial (LGMSV) (17 de mayo de 2022). *Diario Oficial de la Federación*. 17 de mayo de 2022.
- Medina, S. (Coord.) (2017). *Invertir para movernos. Diagnóstico de inversión en movilidad en las zonas metropolitanas 2011-2015*. México: ITDP/Embajada Británica en México. <http://mexico.itdp.org/download/19478/>

- Mumford, L. (2009) *Textos escogidos*. Buenos Aires: Ediciones Godot Argentina.
- Olvera, D. (14 de diciembre de 2021). Iniciativa de Biden afecta incluso a la industria de autos eléctricos de EU: Economía. *Sin Embargo*. <https://www.sinembargo.mx/14-12-2021/4080314>
- Organización de las Naciones Unidas (ONU) (28 de abril de 2022). Urbanización. *Noticias ONU*. <https://news.un.org/es/tags/urbanizacion>
- Presidencia de la República (18 de noviembre de 2021). Building Back Better Together: A Secure Prosperous North America [comunicado]. *Gobierno de México*. <https://www.gob.mx/presidencia/prensa/building-back-better-together-a-secure-prosperous-north-america>
- Programa Universitario de Estudios sobre la Ciudad (PUEC) (2020). *Movilidad y Transporte Sustentable en la Ciudad. Retos de la movilidad ante la pandemia* [coloquio]. México: UNAM.
- Rodrigue, J.-P., C. Comptois y B. Slack (2020). Transport, energy and environment. En: J.P. Rodrigue (Ed.), *The Geography of Transport Systems*. Nueva York: Routledge.
- Secretaría de Economía (SE) (2021). Propuesta de incentivos fiscales discriminatorios. *Gobierno de México*. <https://www.gob.mx/se/prensa/mensaje-inicial-de-la-secretaria-de-economia-en-conferencia-de-prensa-sobre-la-propuesta-de-incentivos-fiscales-discriminatorios-a-las?idiom=es>
- Sedatu (2018). *Sistema urbano nacional 2018*. México: Sedatu. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/400771/SUN_2018.pdf
- Sener (2019). *Balance Nacional de Energía 2018*. Sener. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/528054/Balance_Nacional_de_Energ_a_2018.pdf
- SinEmbargo Al Aire (14 de diciembre de 2021). *Iniciativa de Biden afecta a la industria de autos eléctricos de EU: Economía*. [Video]. Youtube. https://youtu.be/1T2zF3wfQ_k
- Suárez, L.M., y G.J.D. Campos (2015). Entre mi casa y mi destino. Movilidad y transporte en México. *Cómo viven los mexicanos. Análisis regional de las condiciones de habitabilidad de la vivienda. Encuesta Nacional sobre las Condiciones de Habitabilidad de la Vivienda*. México: UNAM.

- UNAM (2014). *Encuesta Nacional de Movilidad y Transporte 2014*. México: UNAM.
- Urban Agenda Platform (s.f.). *Urban Agenda Platform*. <https://www.urbanagendaplatform.org/>
- Verza, M. (12 de septiembre de 2022). EU invita a México a proyecto multimillonario para la producción de semiconductores. *Sin Embargo*. <https://www.sinembargo.mx/12-09-2022/4252566#:~:text=Por%20María%20Verza,la%20fabricación%20de%20vehículos%20eléctricos>.
- WRI México (s.f.). WRI Ross Centro para Ciudades Sustentables. *WRI México*. <https://wrimexico.org/our-work/topics/sustainable-cities>
- Ziccardi, A., y A. González Reynoso (2013). El sistema institucional de vivienda. En: A. González Reynoso y C. Puebla Cadena (Coords.), *México, perfil del sector de la vivienda* (pp. 33-38) México: UNAM.
- Zubicaray Díaz, G., M. Brito Moreno y L. Ramírez Reyes Brito (2021). *Las ciudades mexicanas: tendencias de expansión y sus impactos*. México: Coalition for Urban Transitions/WRI México. <https://urbantransitions.global/es/publication/las-ciudades-mexicanas/>

3.3 Energía verde y eficiencia para los sectores industrial, residencial y comercial

Eduardo A. Rincón Mejía
Rosa María Valdés Romero
Raúl Tauro

INTRODUCCIÓN

En México, los sectores industrial, residencial¹ y comercial presentan un consumo energético ineficiente, costoso, dependiente del exterior y basado en combustibles fósiles, en su mayoría importados. De acuerdo con el *Balance Nacional de Energía 2019* (Secretaría de Energía [Sener] 2020), la mitad del consumo final de energía del país proviene de estos tres sectores, donde 62% corresponde a la quema de combustibles fósiles para producir calor. Resulta entonces esencial, para conseguir la soberanía energética y buscar sustentabilidad ambiental y justicia social: 1) alcanzar una mayor eficiencia que derive en una reducción del consumo energético total por sector; 2) la sustitución de combustibles fósiles usados en la industria para usos térmicos con calor solar y bioenergía; 3) el diseño bioclimático de edificaciones apoyado en normas técnicas de construcción, y 4) el uso intensivo de fuentes renovables para usos térmicos y eléctricos. Estas acciones permitirán disminuir la

¹ En este capítulo se analiza con más detalle el sector residencial urbano. El sector residencial rural se examina en el capítulo 3.4.

emisión de gases tóxicos y de efecto invernadero, reducir el gasto en importaciones energéticas e incrementar la soberanía energética del país.

CONSUMO TÉRMICO EN LA INDUSTRIA, LOS HOGARES Y EL SECTOR COMERCIAL

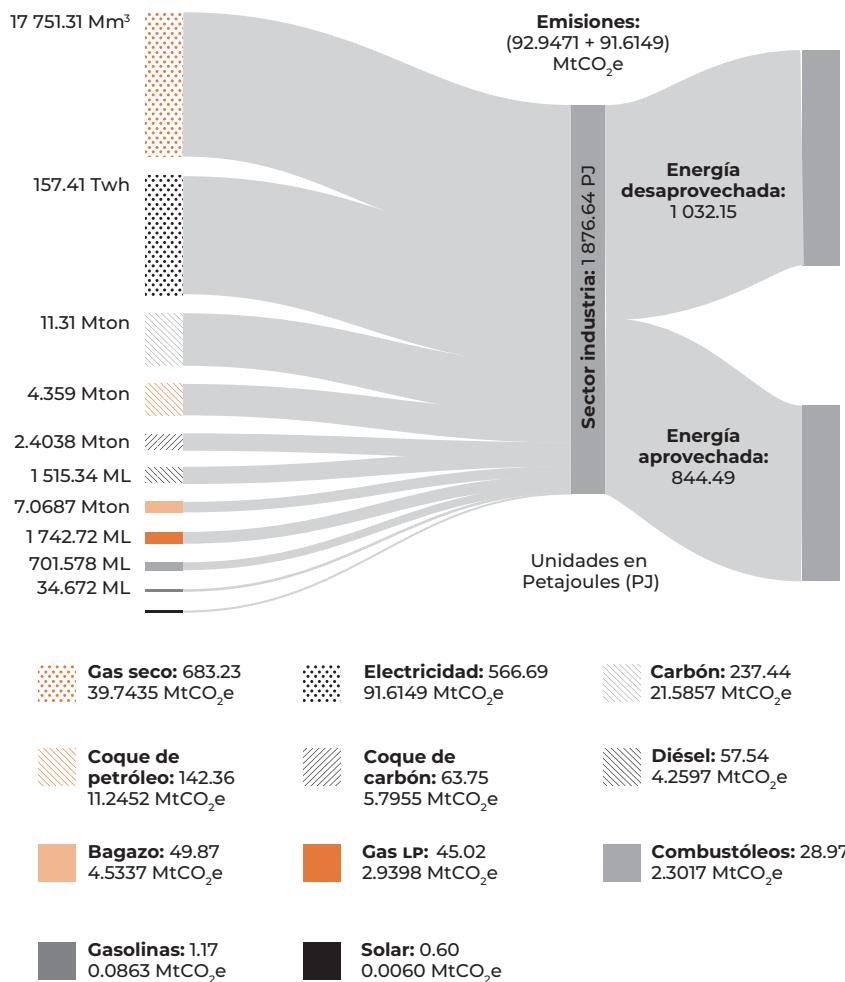
En México, el *segundo sector* de mayor consumo energético es el *industrial* y el *tercero* es el *residencial*, ambos sólo superados por el *transporte*. En estos dos sectores los usos térmicos dominan la demanda energética. Asimismo, los combustibles fósiles son la principal fuente de energía, pero su disponibilidad y producción presentan una tendencia a la baja a nivel global, y su uso intensivo ha demostrado tener impactos negativos no sólo para la salud pública sino para la conservación de la vida en el planeta (véase sección 1).

De acuerdo con los datos de la figura 1, el consumo energético total del sector industrial en 2017 fue de 1 877 PJ, de los cuales: 1 251 PJ (67% del total) corresponden a combustibles para calor industrial; 566.69 PJ representan el consumo eléctrico (30.20%), y el resto (3.13%) fue empleado en diésel y gasolinas. El gas seco –alrededor de 70% es importado en la actualidad (véase capítulo 1.2, pp. 55-56)– contribuyó con 54.60% de estos combustibles para el calor en la industria.

De acuerdo con los factores de emisión (INECC 2015; Amponsah *et al.* 2014), las emisiones directas de gases de efecto invernadero (GEI) ocasionadas por la quema de los combustibles utilizados en el sector industrial ascendieron a 92.50 millones de toneladas de CO₂ equivalente; en tanto que las emisiones indirectas por la generación de la energía eléctrica consumida fueron 91.61 MtCO₂e –considerando que el factor de emisiones del sistema eléctrico mexicano durante ese año fue de 0.582 kg CO₂e/kWh (CRE 2018). Así, las emisiones de CO₂ equivalente del sector industrial representaron 184.11 MtCO₂e, cantidad casi tres veces mayor que la oficialmente manejada. La intensidad de carbono de este sector fue de 98.11 MtCO₂e/EJ. En el anexo de este capítulo se

muestran los factores de emisión medios empleados para estimar las emisiones directas de CO₂e del sector industrial.

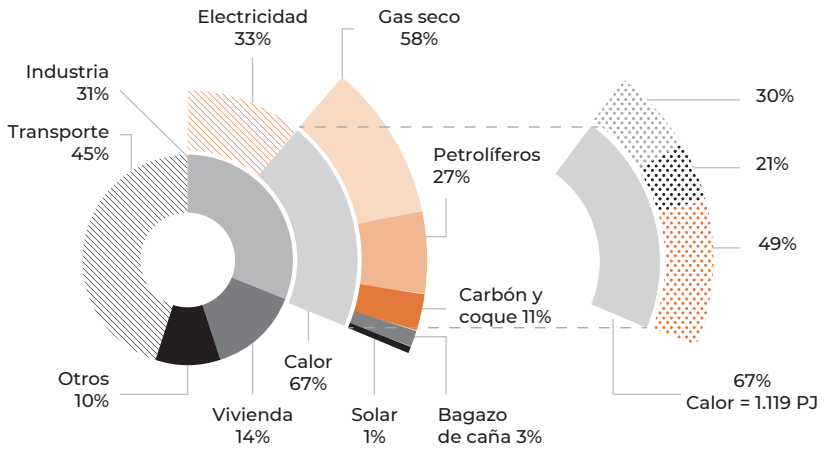
Figura 1. Diagrama de Sankey del consumo energético del sector industrial en 2017



Fuente: Elaboración propia (E.A. Rincón Mejía) con datos del *Balance Nacional Estratégico 2017* (Sener 2018).

A continuación, la figura 2 ilustra el consumo energético del sector industrial del año anterior, 2016.

Figura 2. Consumo de calor en el sector industrial en México en 2016



Calor de temperatura

- Baja** (menos de 150 °C)
 Ebullición, pasteurización, esterilización, limpieza, secado, lavado, blanqueamiento, vaporizado, decapado, cocción.
- Media** (150 ° a 400 °C)
 Destilación, fusión de nitratos, coloración, compresión.
- Alta** (más de 400 °C)
 Procesos de transformación de materiales.

Fuente: Solar Payback (2018).

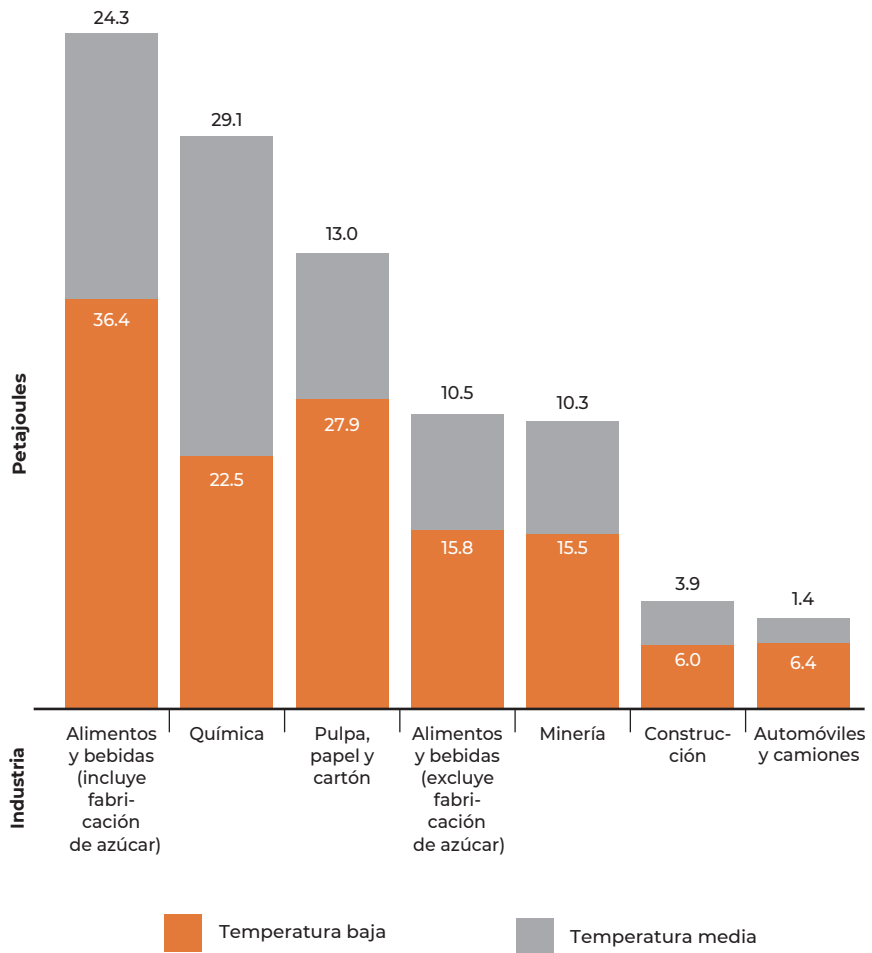
Del consumo térmico en la industria, 30% fue calor suministrado a baja temperatura (menor a 150 °C), utilizada en procesos de ebullición, pasteurización, limpieza, secado, blanqueamiento, vaporizado,

decapado y cocción; 21% fue calor a temperatura media (150-400 °C) utilizada para destilación, coloración y fusión de nitratos, y 49% fue calor transferido a temperatura alta (mayor a 400 °C) (para mayor detalle véase capítulo 1.8). Considerando que la temperatura adiabática de llama –el caso de una combustión ideal sin pérdidas térmicas– de los diversos combustibles utilizados es cercana a los 2 000 °C, desde el punto de vista termodinámico se desaprovecha mucha exergía en las aplicaciones de baja y media temperaturas, para las que sería mucho más eficiente utilizar calor solar con tecnologías ya maduras y sumamente rentables. El uso de combustibles sería justificable para aplicaciones de mayores temperaturas –en industrias metalúrgicas, cerámicas, cementeras y vidrieras–, en las que podrían utilizarse biomásas como complemento de los sistemas solares (Congguang *et al.* 2019; Fitsum, Ramchandra y Mengesha 2021), como se menciona más adelante. La figura 3 muestra la demanda térmica de los ramos industriales que más requieren calor para llevar a cabo procesos a temperaturas bajas (menores a 150 °C) y media (entre 150 y 400 °C) en México en 2016.

En el sector industrial, más de la mitad del consumo térmico es calor a temperaturas bajas (menores a 150 °C) y medias (entre 150 y 400 °C) que puede ser suministrado con captadores solares de diversas tecnologías y probada efectividad. De esta forma, puede reducirse el consumo de combustibles –fósiles o biomásas– a un uso de respaldo cuando las condiciones de irradiación no sean suficientes. Una penetración de 50% de calor solar en los procesos de temperaturas baja y media acarrearía una disminución de unas 46 millones de toneladas de gases tóxicos y de efecto invernadero (véanse pp. 572-578).

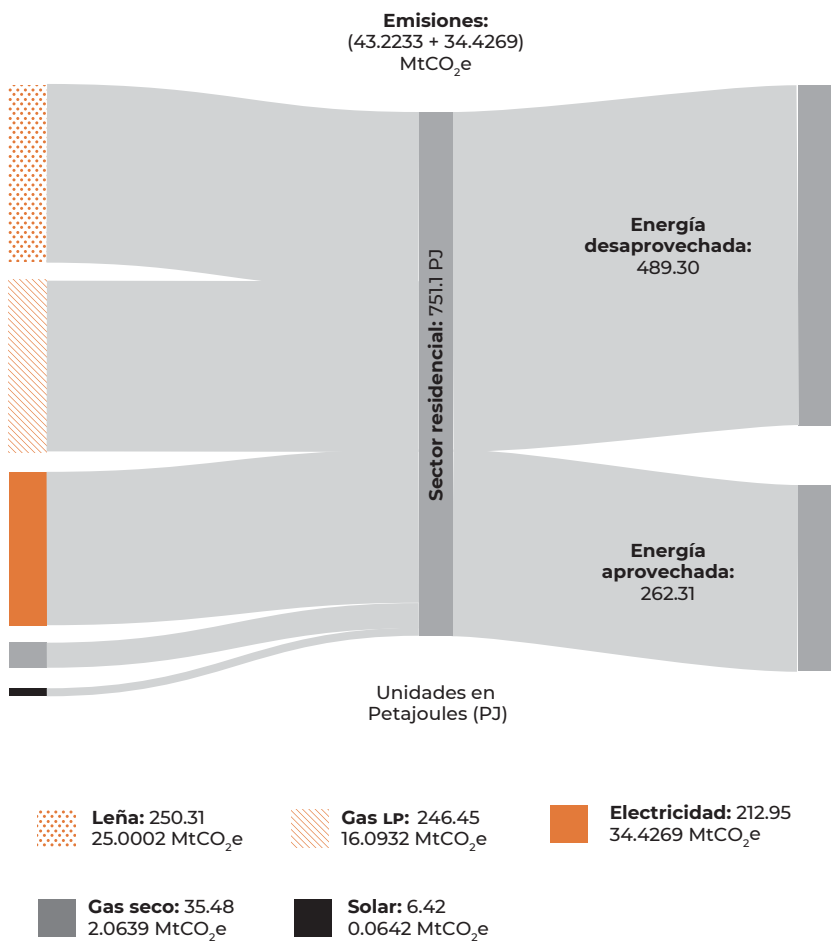
Por su parte, el sector residencial (figura 4) consumió 751.61 PJ, distribuidos en partes casi iguales en leña (33.30%), gas LP (32.79%) y electricidad (28.33%). El resto (5.58%) fue calor solar y gas seco (metano fósil).

Figura 3. Ramas industriales que demandan calor a temperatura baja y media



Fuente: Solar Payback (2018).

Figura 4. Diagrama de Sankey del consumo energético del sector residencial en 2017

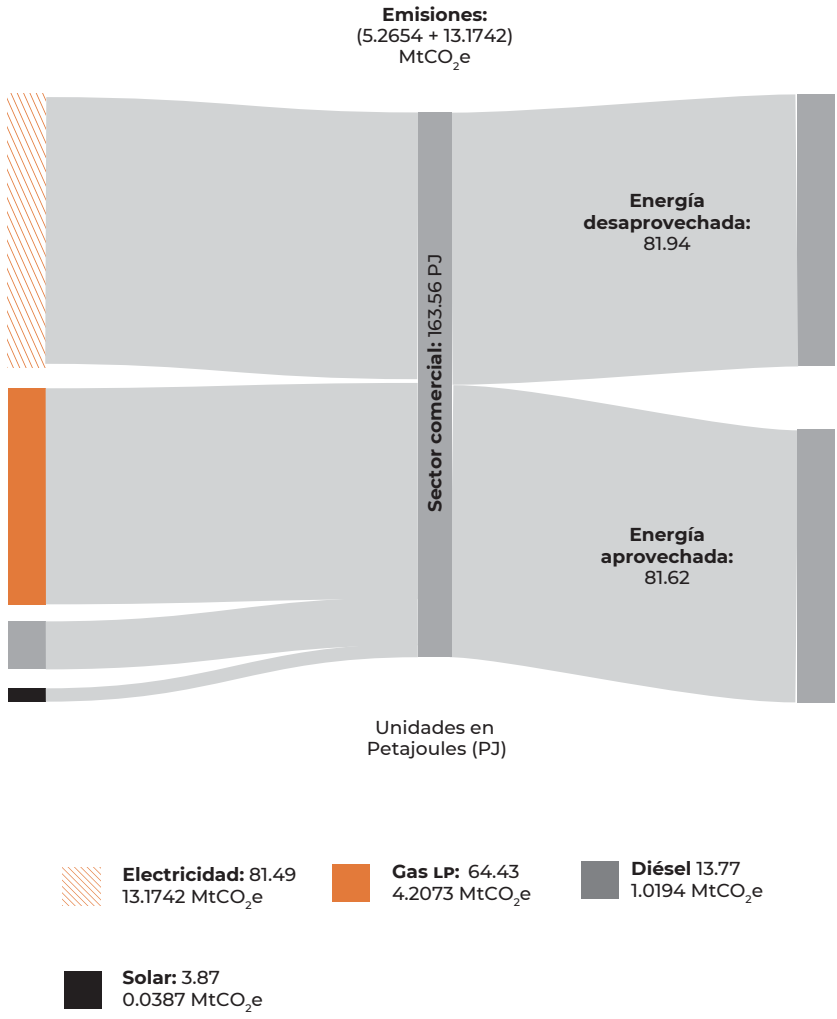


Fuente: Elaboración propia (E.A. Rincón Mejía) con datos del *Balance Nacional Estratégico 2017* (Sener 2018).

Las emisiones directas por quema de combustibles –esencialmente para calentamiento de agua para baños y lavabos– y para la cocción de alimentos fue de 43.22 millones de toneladas de MtCO_2 equivalente, que sumadas a las 34.43 MtCO_2 e de emisiones indirectas en la generación de la electricidad consumida, arrojaron la inmensa cantidad de 78.65 MtCO_2 e. Hay que observar que, debido a que en los procesos fotosintéticos de la formación de la leña se captura dióxido de carbono de la atmósfera en forma neta, las emisiones, por efecto de su combustión, son menores de 26% de lo indicado en la figura 4. Todas las aplicaciones térmicas en este sector son de baja temperatura, de modo que el empleo de combustibles con muy altas temperaturas de llama implica una baja eficiencia energética; por este motivo es en principio mucho más saludable y eficiente energéticamente utilizar calor solar para todas ellas, en particular para el calentamiento de agua para baño. Sin embargo, en la práctica la cocción representa un uso energético y cultural mucho más complejo, ya que implica numerosas tareas que se realizan en diferentes momentos del día, incluyendo algunos en los que no se tiene energía solar, como la madrugada o la noche. Por estas razones se ha recomendado que, como complemento al gas LP, las estufas solares se utilicen en las zonas urbanas y que las estufas ecológicas de leña se empleen en las zonas rurales. La intensidad de carbono del sector residencial fue de 103.31 MtCO_2 e/EJ, cifra ligeramente superior a la del sector industrial.

La figura 5 corresponde al consumo energético en el sector comercial (163.56 PJ), el cual ocupa el quinto lugar entre los sectores económicos en este tema. De acuerdo con el *Balance Nacional de Energía 2017* (Sener 2018), la mayor contribución al consumo se dio en forma eléctrica con 81.49 PJ, lo que correspondió a 49.82%, prácticamente la mitad del consumo total. A ésta le siguieron los combustibles gas LP y diésel, que contribuyeron con 78.2 PJ, 47.81% del total. Y 2.37% restante se utilizó en forma de calor solar.

Figura 5. Diagrama de Sankey del consumo energético del sector comercial en 2017



Fuente: Elaboración propia (E.A. Rincón Mejía) con datos del Balance Nacional Estratégico 2017 (Sener 2018).

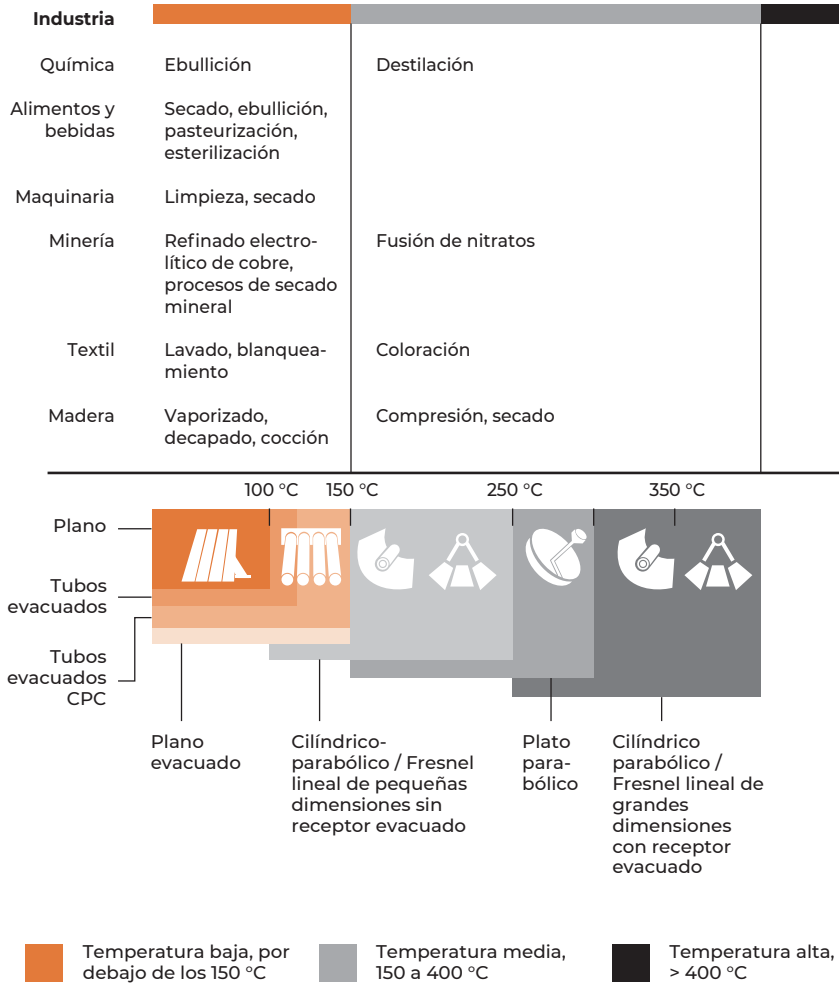
Las emisiones directas fueron apenas de 5.27 MtCO₂e, pero las indirectas por la generación de la energía eléctrica consumida ascendieron a 13.17 MtCO₂e con lo que suma un total de 18.44 MtCO₂e. La intensidad de carbono del sector fue entonces de 112.74 MtCO₂e/EJ, que es la mayor de los tres sectores analizados. Lo anterior se debe a que el sistema eléctrico mexicano, por basar su generación en gas seco y otros combustibles fósiles, tiene un valor excesivamente alto en su factor de emisiones.

POTENCIAL DE SUSTITUCIÓN DE COMBUSTIBLES FÓSILES POR CALOR SOLAR

Como se menciona en el capítulo 3.1, el recurso solar es varios órdenes de magnitud mayor que todo el consumo nacional de energía en todas sus formas, de modo que en principio no hay limitaciones, en cuanto al recurso solar, para cubrir toda la demanda calorífica y eléctrica. El valor medio de la irradiación solar en el territorio mexicano –medido sobre un plano horizontal– es de 5.3 kWh/m²día. Los captadores solares estacionarios se suelen instalar orientados hacia el sur y con una inclinación similar a la latitud del lugar, con lo que el valor de irradiación sobre ellos es algo mayor a 5.5 kWh/m²día, un valor de los más altos entre todos los países del mundo.

En el sector industrial, la demanda de energía térmica puede satisfacerse mediante los captadores solares planos, así como mediante concentradores solares de tipo canal parabólico o tipo Fresnel que, de manera sustentable, son técnicamente capaces de cubrir toda la demanda de calor a temperaturas baja y media. La figura 6 muestra las tecnologías maduras para el calentamiento que pueden emplearse para procesos industriales (Solar Payback 2018).

Figura 6. Tecnologías maduras para calor solar en procesos industriales



Fuente: Solar Payback (2018).

Para el resto de la demanda térmica podría recurrirse a la combustión de recursos biomásicos –*e.g.* residuos agroforestales–, capaces de alcanzar temperaturas de llama comparables a las de los combustibles

fósiles, ya que los sistemas térmicos de alta concentración que permiten alcanzar esas altas temperaturas tienen aún costos que reducen sus nichos de aplicación sustentable.

Para el sector residencial, todo el calor necesario en el calentamiento de agua para uso sanitario puede obtenerse con calentadores solares comerciales, que son una tecnología con varias décadas de madurez: confiable, rentable, segura y sustentable. No hay escasez en cuanto a productos terminados en el mercado, ni a materias primas, ni a capacidad de manufactura en el país para alcanzar esta meta ideal, que tendría muchos beneficios ambientales, económicos, sociales y de salud pública. Las materias primas con que se manufacturan los calentadores de agua para uso sanitario, tanto de placa plana como de tubos evacuados, están compuestas de los elementos más abundantes en la corteza terrestre –oxígeno, silicio, aluminio, hierro, etc.–; en México hay diversos fabricantes de captadores solares de placa plana –tan sólo uno de ellos manufactura alrededor de 70 mil unidades cada año (Famerac 2023)– y numerosas empresas importan una cantidad similar de sistemas de tubos evacuados (Sotecsol s.f.).

En términos generales hay tres tecnologías disponibles para calentamiento solar de agua en el mercado mexicano –excluyendo los concentradores solares, aún en fase incipiente de comercialización, así como los calentadores solares de aire–, todas muy eficientes y rentables: 1) calentadores solares con captadores de placa plana, 2) calentadores con captadores de tubos evacuados y 3) calentadores descubiertos para calefacción de piscinas. De acuerdo con los reportes más recientes sobre calentamiento solar en México y el mundo (Weiss y Spörk-Dür 2022), en 2020 en nuestro país había instalados poco más de 1.89, 1.57 y 1.64 millones de metros cuadrados de captadores con estas tecnologías, respectivamente (5.11 millones de metros cuadrados en total), las cuales sumaban una capacidad térmica instalada de 3.58 GW térmicos. Como referencia, Alemania, con un recurso solar menor a 12% del recurso solar

mexicano, cuenta con más de 13.93 GW térmicos en calentadores solares: una capacidad casi cuatro veces mayor que la instalada en México; comparativamente, Alemania aprovecha su recurso solar en una proporción ~ 34 veces mayor.

Diversos análisis acerca de la rentabilidad de estos sistemas en México indican relaciones beneficio-costos superiores a 3 –esto es, por cada peso invertido se tiene un beneficio de 3 pesos o más por ahorro de gas–, así como periodos de recuperación de la inversión inferiores a tres años. En el caso de calor industrial, se reporta que el periodo simple de retorno de la inversión (SPP) para proyectos solares en México es de entre dos y cinco años (Solar Payback 2018, p. 59). Un buen calentador solar tiene una vida útil muy superior a 10 años, de modo que se trata de aplicaciones extremadamente rentables. Es difícil encontrar inversiones más rentables que adquirir un calentador solar de agua para uso doméstico, por lo que es muy recomendable que cada vivienda con azotea tenga una instalación de este tipo. Debido a que muchas familias no cuentan con ingresos suficientes para invertir en un calentador solar, en vez de subsidiar el gas LP sería mucho mejor –como política pública– buscar esquemas de financiamiento a tasa nula o casi nula para la adquisición e instalación de estos sistemas.

Una penetración de los calentadores solares de agua en apenas 50% de las viviendas urbanas –donde alrededor de 80% del mayor consumo de energía térmica es para calentamiento de agua– permitiría el ahorro de cerca de 2.14 millones de toneladas de gas LP al año –dado un poder calorífico efectivo del gas LP de 46.16 MJ/kg (INECC 2015)–, que con un precio comercial medio de 24 MXN/kg corresponden a más de 50 mil millones de pesos al año ahorrados a los usuarios. Además, se evitaría la emisión de más de 6.4 millones de toneladas de dióxido de carbono, dióxido nitroso y otros gases tóxicos y de efecto invernadero.

Debido a que la temperatura adiabática de llama del gas LP es de alrededor de 1 965 °C, utilizarlo para calentar agua a unos 50 °C para el baño,

o para cocinar a menos de 200 °C, implica un gran desperdicio energético. El uso del gas debería limitarse a aplicaciones industriales de alta temperatura, y sólo para muy marginales aplicaciones en la cocción de alimentos, ya que, como se ha mencionado en párrafos anteriores, esta última puede efectuarse con cocinas solares o estufas de leña muy eficientes, y más recientemente, con parrillas eléctricas de inducción. Absurdamente, la energía calorífica del gas LP que se emplea para cocinar hoy en día resulta más cara que la energía eléctrica empleada para ese mismo fin.

Aunque la leña también tiene temperaturas adiabáticas de llama que llegan a ser superiores a 1 000 °C, la facilidad de su uso desde tiempos inmemorables, su capacidad de almacenar energía en forma química y su importancia cultural en la cocina de alimentos la hacen muy adecuada para su empleo en el medio rural, siempre que se evite que los humos de la combustión sean inhalados por personas en el interior y cercanías de las viviendas. Esto se logra con diseños de cocinas eficientes, que cuentan con una chimenea y una cámara de combustión bien aislada térmicamente, lo cual contribuye también a disminuir el propio consumo de la leña (véase capítulo 2.4).

Por su parte, las cocinas solares se utilizan por millones en países como China e India y pueden también usarse de forma masiva en México, dada la gran irradiación solar en todo el territorio mexicano durante la mayoría de los días del año.

De acuerdo con la figura 4, el consumo de gas LP en el sector doméstico en 2017 fue de 246.45 PJ. De este consumo, aproximadamente 20% correspondió a la cocción solar y 80% a calentamiento de agua. Así, el consumo de gas LP para la cocción de alimentos fue de unos 49.29 PJ. Ahora bien, considerando el factor de emisión para el gas LP listado en el anexo de este capítulo (65 299.87kgCO₂e/TJ), a la cocción con gas LP le corresponden unos 3.2186 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente. Si, además, se considera que el poder calorífico medio del gas LP es de

46.16 MJ/kg (INECC 2015), en 2017 se consumieron alrededor de 1 067.8 millones de kg de gas LP en la cocción de alimentos. En este sentido, una penetración de 50% de cocinas solares para sustituir la mitad del consumo de las cocinas de gas LP evitaría el consumo de unos 533.9 millones de kilogramos de gas –con un precio para los consumidores (en febrero de 2023) superior a 10 mil millones de pesos– y la emisión de alrededor de 1.61 millones de toneladas de dióxido de carbono.

La figura 7 muestra un horno solar Tolokatsin 2020, con el que es posible cocinar 15 kg de alimentos en menos de 2 horas en casi cualquier día del año (Rincón, Rincón y Rincón 2021).

Figura 7. Horno solar de autoconstrucción Tolokatsin 2020



Fuente: Rincón, Rincón y Rincón (2021).

Para ser más efectivas dentro del sector residencial, las acciones a nivel de tecnologías específicas deben complementarse con acciones a nivel de la vivienda en su conjunto. En particular, es crucial trabajar en mejoras a nivel de vivienda basadas en los principios de diseño bioclimático; en muchas ocasiones, como el ejemplo de la comodidad térmica, la única forma de obtener soluciones costo-efectivas con la mejora del aislamiento térmico: orientación, ventilación, iluminación natural y materiales de construcción de las viviendas. En particular, un aspecto muy importante es el rescate crítico de las técnicas y materiales de construcción tradicionales –adobe, madera, palma y otros–, que son usos y materiales accesibles localmente y con una huella energética y climática menor a productos como el concreto o el acero (Morillón y Ceballos 2018).

En el sector comercial y de servicios –cuyo consumo energético es un orden de magnitud menor que el del sector industrial, con la mitad de su consumo en forma de energía eléctrica y sólo 39% como calor–, la demanda térmica también se realiza a temperaturas bajas y medias, por lo que es factible y sustentable cubrir la mayor parte con calor solar empleando diversos combustibles como respaldo. Debido a que el factor de emisiones del sistema eléctrico nacional es aún muy elevado – $0.423\text{kgCO}_2\text{e/kWh}$ (CRE 2022a) comparado con $0.193\text{kg CO}_2\text{e/kWh}$ en Reino Unido (ITPenergised 2022)– la recomendación para mejorar la sustentabilidad en comercios y servicios es el empleo de sistemas fotovoltaicos *in situ* interconectados a la red de distribución eléctrica, una aplicación también muy rentable y eficiente.

POTENCIAL BIOMÁSICO PARA LA GENERACIÓN DE “CALOR VERDE”

Además de la energía metabólica que las plantas verdes proporcionan a todas las personas y animales, sus residuos tienen el potencial de cubrir con creces la demanda térmica de los diferentes sectores económicos. Su potencial está bastante estudiado y analizado a nivel internacional;

se estima que la biomasa es la principal fuente de energía renovable utilizada en la actualidad, ya que cubre tres cuartas partes del uso de energía renovable en el mundo (International Renewable Energy Agency [Irena] 2021). De las diferentes alternativas de producción y uso final de la bioenergía, la biomasa sólida es la principal fuente utilizada, con 97% de uso total de bioenergía (véase capítulo 2.4), representada en su mayoría por el uso de la leña en el sector residencial.

En México la bioenergía cumple un papel muy importante desde una perspectiva cultural, por lo que es la energía renovable más utilizada. El sector residencial es el principal usuario de leña para tareas de cocción, seguido del usuario de residuos agroindustriales en el sector industrial. Existen numerosos estudios que han estimado los potenciales de diferentes recursos biomásicos en el país. El más reciente es la Plataforma de Cálculos Geoespacial (Tauro *et al.* 2021), en la que se estima un potencial técnico que podría superar los 1 500 PJ/año, más que suficiente para satisfacer la demanda de calor en el sector industrial y residencial (véanse figura 4 y capítulo 2.4 para más información). A pesar de nuestro elevado potencial energético, el uso actual de biomasa es incipiente. Según datos oficiales, la bioenergía representa alrededor de 6% de la matriz energética del país (Sener 2019). Sin embargo, un estudio realizado por Tauro, Serrano-Medrano y Masera (2018a) estima que el uso de biomasa representa 10% de la demanda final de energía en México.

En el sector residencial alrededor de 28 millones de personas dependen de la leña para satisfacer necesidades básicas –cocción de alimentos, calentamiento de agua y calefacción de espacios–, para lo cual utilizan principalmente tecnologías tradicionales como fogones abiertos (véase capítulo 2.4, pp. 392-403). Las tecnologías tradicionales tienen baja eficiencia de combustión y generan grandes impactos, tanto al medio ambiente como a la salud de las personas. Sin embargo, el desarrollo de estufas eficientes resulta exitoso para la mitigación de emisiones contaminantes (Medina *et al.* 2017), así como para reducir el consumo de leña (véase capítulo 3.4).

Los medios oficiales no consideran en sus estimaciones el uso actual de biomasa para satisfacer necesidades térmicas en pequeñas y medianas industrias –destiladoras de bebidas, ladrilleras y alfarerías, entre otras. En el sector industrial, predomina el uso del bagazo de caña de azúcar para cogenerar calor y electricidad, lo que representa un 22% de la demanda total de biomasa del país. Sin embargo, el uso de biomasa forestal tiene una importante participación en el sector industrial, con un consumo anual de 2 millones de toneladas (28 PJ) en tecnologías tradicionales (Tauro, Serrano-Medrano y Masera 2018a).

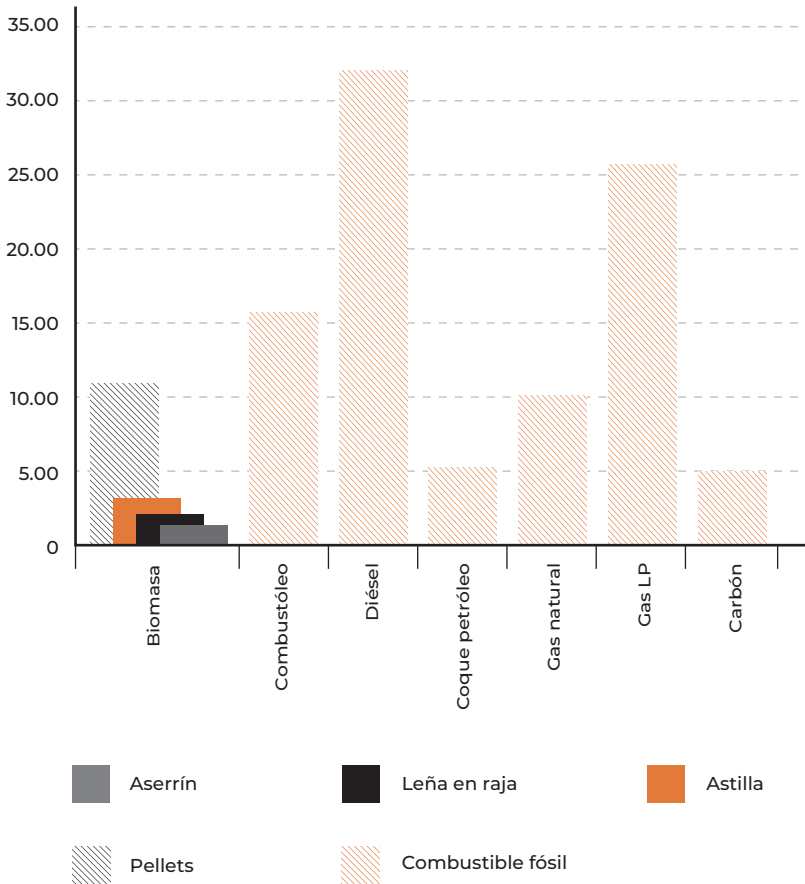
La implementación exitosa y sustentable de biomasa en la industria tiene sus particularidades técnicas, tecnológicas y logísticas, entre las cuales el aspecto más importante es el precio de los combustibles. Si bien en la actualidad no existe un mercado formal de biomasa en el país, algunos recursos biomásicos son más económicos que el combustóleo, el gas LP y el diésel, pero todavía no si se les compara con el gas natural, aunque su competitividad ha aumentado mucho en los últimos dos años.

En la figura 8 se comparan los precios relativos de los combustibles fósiles empleados en las industrias instaladas en México, con los precios actuales de la biomasa más comercializada en el país. Se puede ver que las opciones biomásicas son más económicas que la mayoría de los combustibles fósiles, principalmente si comparamos el costo energético del aserrín, la leña y las astillas –esto sin considerar los costos de transporte, que pueden representar, según la distancia, 50% del costo total.² El pellet, a pesar de ser el biocombustible sólido de mayor costo, aún es altamente rentable frente al diésel, el gas LP y –para distancias de transporte aproximadas a 200 km– el combustóleo. El gas natural, aunque sigue siendo uno de los combustibles fósiles más económicos, ha tenido aumentos de precios notables en los últimos dos

² Para más información, véase Tauro *et al.* (2018b).

años; por lo tanto, se han abierto más posibilidades para que pueda ser sustituido por biomasa en numerosas aplicaciones industriales. Debido a los actuales conflictos geopolíticos que generan incertidumbre sobre la distribución y el acceso regular del gas natural, hay un creciente interés de diferentes industrias nacionales en el uso de biomasa como energético.

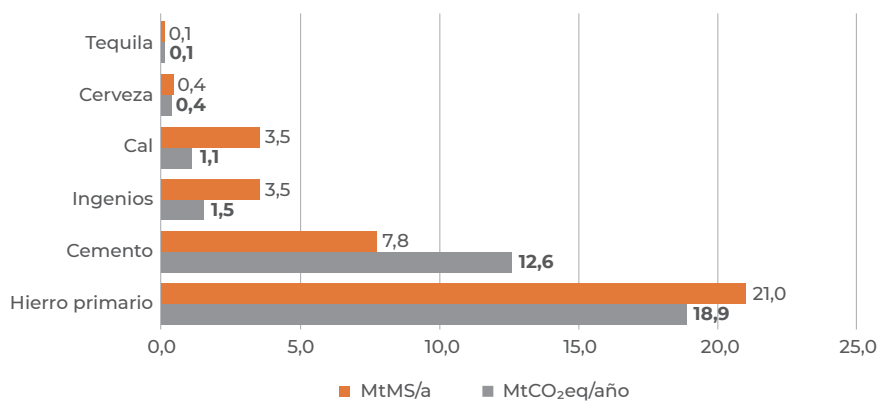
Figura 8. Precios relativos de combustibles (usd/GJ), agosto de 2022



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos en campo para el caso de la biomasa, y para los combustibles fósiles se utilizaron datos de Petróleos Mexicanos (Pemex 2022) y CRE (2022b).

Además de las mencionadas ventajas económicas, las posibilidades de mitigar emisiones contaminantes y de descarbonizar el sector industrial son razones de peso para impulsar el uso de biomasa. En el corto y el mediano plazo, la biomasa ofrece una gran oportunidad para reducir emisiones de GEI en la industria, en particular la que utiliza procesos de altas temperaturas –como la siderúrgica y la cementera–, cuyo potencial combinado es superior a 30 MtCO₂e/año. La figura 9 muestra los potenciales de reducción de emisiones y los millones de toneladas de materia seca (MtMS) de biomasa que requerirían los ramos industriales considerados. Con los planes de reforestación y promoción de cultivos agroecológicos de la actual administración federal es de esperar que las diversas biomásas incrementen todos sus potenciales.

Figura 9. Oportunidades de reducción de emisiones de GEI en el corto plazo



Fuente: Riegelhaupt (2021).

Las pequeñas y medianas industrias son otros usuarios importantes de biomasa para generar calor de mediana temperatura. Según la clasificación del reporte de la IEA (Eisentraut y Brown 2014), las industrias que utilizan calor en temperaturas bajas y medias (< 100 °C-400 °C) son

principalmente las procesadoras de alimentos. Se proyecta que a largo plazo la leña seguirá siendo un importante biocombustible del sector industrial (Ruiz-Carmona *et al.* 2021). El mismo trabajo señala que las mejores opciones para el uso de biocombustibles sólidos, con costos de mitigación negativos, son las productoras de mezcal artesanal y las empresas de lácteos y cerveza artesanal. En resumen, algunos de los principales beneficios de la biomasa para usos térmicos son 1) económicos, ya que son más baratos que la mayoría de los combustibles fósiles y están ampliamente disponibles en el país; 2) ambientales, pues permiten aprovechar residuos agroindustriales y forestales con una significativa reducción de GEI al sustituir combustibles fósiles, y 3) sociales, al brindar beneficios tangibles al sector, en particular a comunidades forestales y productores agrícolas.

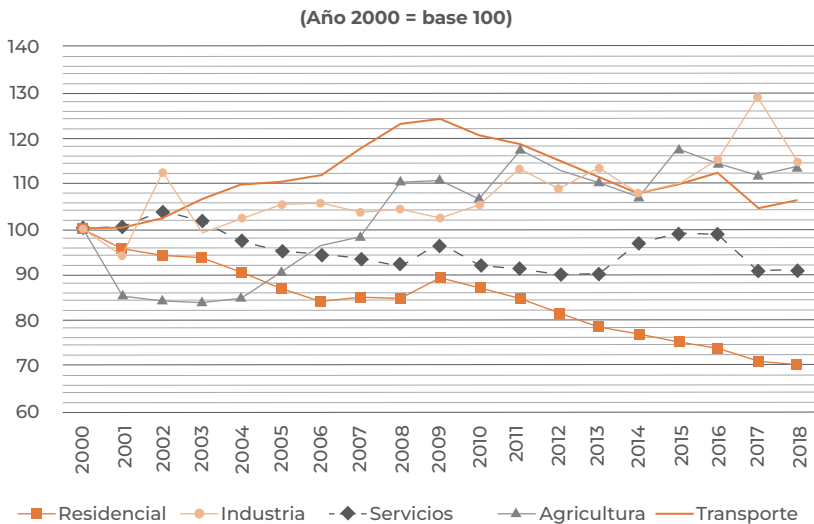
Por otra parte, las principales barreras que enfrenta el aprovechamiento energético de la biomasa son financieras y legales (véase capítulo 2.4, pp. 410-412). Entre las barreras financieras destaca el alto costo de inversión en tecnologías de aprovechamiento de la biomasa. Esto implica que, aunque el combustible sea más económico que el GLP o el combustóleo, muchas veces la inversión en una caldera de biomasa implica mayores periodos de amortización. Sin embargo, ante la reciente alza en los costos de combustibles fósiles, el periodo de amortización puede disminuir incluso por debajo de los cinco años, de acuerdo con la escala de producción. Entre las barreras legales se pueden mencionar dos: la informalidad en el mercado actual de la biomasa por carecer de indispensables normas técnicas y certificaciones, y la falta de marcos regulatorios para su producción y uso final. Una posibilidad que permitiría impulsar el uso de la biomasa sería aumentar los impuestos por emisiones generadas a los combustibles fósiles. Los combustibles que generan más emisiones de gases contaminantes –carbón, coque de petróleo y coque de carbón– pagan un impuesto por emisiones mucho menor que los demás, más aún, el gas seco no paga dicho impuesto.

LA EFICIENCIA ENERGÉTICA, BASE DEL CONSUMO RACIONAL ENERGÉTICO: LA EXPERIENCIA DE LA COMISIÓN NACIONAL DE USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA

En México la eficiencia energética se ha impulsado por más de 30 años. Diferentes programas e instituciones han buscado contribuir a la disminución del consumo de energía, ya sea mediante campañas por un cambio de hábitos y mejora de prácticas de consumo o sustituyendo tecnologías.

En lo que respecta a los sectores residencial, comercial y de servicios, se registraron reducciones en sus intensidades energéticas de 29.7% y 8.9%, respectivamente, mientras que en el sector industrial se registró un aumento de 14.9% (figura 10). Durante el periodo 2000-2018 se logró una reducción de 0.21% en la intensidad energética nacional, y se estima que en el periodo 2000-2015 el ahorro de energía del consumo final energético fue de 17% (Navarrete Barbosa 2022).

Figura 10. Evolución anual de las intensidades energéticas por sector, 2000-2018



Fuente: Navarrete Barbosa (2022).

En este contexto, es importante señalar que los programas y políticas públicas de eficiencia energética que han sido implementados en el país corresponden mayoritariamente a tres ámbitos: 1) la regulación y el cumplimiento de normas energéticas que establecen un límite de consumo o de desempeño energético de los equipos y sistemas; 2) la orientación e información de mejores prácticas en el uso de la energía, y 3) la sustitución de equipos y sistemas por aquellos otros que tienen un mejor desempeño energético (Cepal 2018).

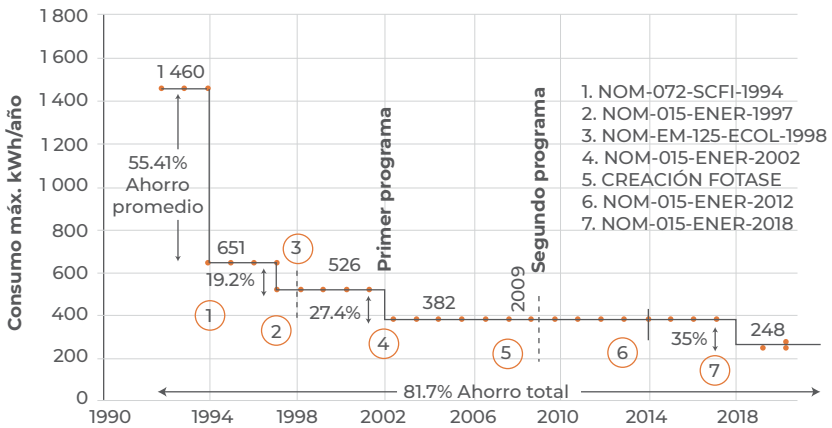
En este sentido, la Comisión Nacional de Uso Eficiente de la Energía (Conuee) estima que el acumulado de ahorro de energía a partir de 2001 por el efecto de la aplicación de las Normas Oficiales Mexicanas de Eficiencia Energética (NOM-ENER)³ es de 212 000 GWh, lo que equivale a 3.5 veces el consumo del sector en 2018 (Morales 2021). Por su parte, la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) señala que la aplicación de las normas que corresponden a los equipos eléctricos ha logrado disminuir más de 6% del consumo eléctrico nacional total anual, por arriba de China, India y Brasil, países que también incorporan este tipo de regulaciones técnicas (IEA 2021).

Los hogares en el país mostraron una reducción del consumo de energía de 16.7% en el periodo 1995-2015, principalmente debido a que alrededor de 90% de los equipos electrodomésticos cuenta con una NOM-ENER que se les aplica (Conuee 2019a). Esto significa que, a pesar del continuo aumento en el equipamiento de los hogares, los habitantes requirieron menos cantidad de energía para satisfacerlos o más servicios energéticos al realizar sus actividades diarias en el hogar. Sin embargo, lo anterior no necesariamente aplica por igual a las viviendas ubicadas en zonas de climas templado y cálido, donde aún falta incorporar regulaciones a nivel subnacional que mejoren el confort de las edificaciones.

³ Las NOM-ENER son especificaciones técnicas de aplicación obligatoria que integran tecnología de punta para asegurar un uso más eficiente de la energía en los aparatos, equipos y sistemas que se fabriquen y comercialicen en el país.

Desde una perspectiva eléctrica, un ejemplo de la evolución del desempeño energético de aparatos electrodomésticos en el hogar es el refrigerador, entre 1994 y 2018 presentó una disminución de más de 80% en su consumo máximo (De Buen Rodríguez 2021); esta diferencia se observa si se compara el consumo de 1 200 kWh/año de un refrigerador nuevo mediano de hace 25 años, contra el consumo actual de una vivienda promedio en clima templado, de 1 000 kWh/año. Por otro lado, desde una perspectiva térmica, el calentador de gas, a lo largo de 25 años, ha logrado un ahorro estimado de 1 140 PJ de gas, lo que es más de tres veces el consumo del sector doméstico anual actual, con ahorros a la economía nacional de más de 430 mil millones de pesos y emisiones evitadas de 72 mil toneladas de CO₂e (Conuee 2018).

Figura 11. Evolución del desempeño energético del refrigerador



Fuente: De Buen Rodríguez (2021).

En el ámbito de la sustitución de equipos y sistemas se han implementado diversos programas –a través de la Sener y el Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (Fide)– con el fin de realizar el cambio de aparatos electrodomésticos, refrigeradores, aire acondicionado y focos

incandescentes, entre otros; para apoyar la economía familiar, estos esfuerzos federales han logrado disminuir el consumo eléctrico, cuidando al mismo tiempo el medio ambiente.

Adicionalmente, el sector residencial ha contado con programas que le han permitido incentivar la adquisición de tecnologías que promueven la reducción del consumo de luz, gas y agua, como el Programa Hipoteca Verde del Instituto del Fondo Nacional de la Vivienda para los Trabajadores (Infonavit)⁴ y el Programa de Vivienda Social en la Modalidad de Mejoramiento Integral Sustentable de la Comisión Nacional de Vivienda (Conavi), el cual otorga un subsidio como incentivo energético a través del Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica.

En el sector comercial, muchas de las NOM-ENER también son aplicables, y en lo que concierne a programas de sustitución de equipos destaca el Programa de Ahorro y Eficiencia Energética Empresarial –o Eco-Crédito Empresarial–, operado por el Fide, el cual otorga un financiamiento a tasas preferenciales a usuarios con tarifa eléctrica comercial de la Comisión Federal de Electricidad (CFE). El cambio tecnológico aplica a una amplia variedad de aparatos, como refrigeradores comerciales, luminarias, sistemas fotovoltaicos, calentadores solares de agua, aislamiento térmico, entre otros.

En el sector industrial, la Conuee ha promovido la implementación de medidas de eficiencia energética y, recientemente, los sistemas de gestión de energía. Las primeras han obtenido buenos resultados, pero debido a su carácter puntual se traducen en acciones limitadas, aisladas o restringidas por el personal o por el proceso mismo. Además, los sistemas de gestión de energía presentan un enfoque sistemático para la operación y sistémico para su integración en las empresas.

⁴ Todas las viviendas que se compren, construyan, amplíen o remodelen con un crédito del Infonavit deben estar o ser equipadas con ecotecnologías que ahorren agua, luz y gas, tales como llaves, inodoros, focos, aislantes térmicos, calentadores solares, refrigeradores y estufas eficientes, así como lavadoras ahorradoras grado ecológico, entre otras.

En el primer año, la implementación de un sistema de gestión logra mejoras en el desempeño energético aproximadas de hasta un 10%, y en su mayoría los ahorros se deben a medidas operativas con un costo nulo o bajo. Estos sistemas integran el cambio de hábitos, las mejores prácticas y, posteriormente, la sustitución tecnológica.

De 2013 a 2018 la Conuee, a través del Programa Nacional de Sistemas de Gestión (Pronasgen), lideró una iniciativa que promovió y creó redes de aprendizaje y grupos de trabajo entre diversos sectores usuarios de energía con el objetivo de implementar y dar seguimiento a los sistemas de gestión desarrollados. Los principales resultados del Pronasgen fueron la creación de 21 redes de aprendizaje o grupos de trabajo, la participación de 167 empresas públicas, privadas o entidades con 254 instalaciones, además de la capacitación directa de casi 1 000 profesionales relacionados con el proceso y más de 4 000 indirectamente. Los proyectos de eficiencia energética que surgieron al implementar sistemas de gestión representaron en promedio ahorros potenciales de 23% en consumo de gas y 7% en electricidad (Conuee 2019b). En particular, en el sector de pequeñas y medianas empresas (PYME) se desarrolló un proyecto piloto para implementar sistemas de gestión, el cual tuvo una duración de 18 meses con una participación de 21 PYME localizadas en la región del Bajío y del centro del país. Estas empresas implementaron en promedio 70% de los sistemas con una estimación potencial de ahorro de energía de más de 57.7 GWh/año equivalentes a 62 millones de pesos (IMA 2017).

De manera paralela, como apoyo a los sistemas de gestión se realizaron proyectos en seis empresas del sector de alimentos y bebidas. Las medidas se clasificaron de manera general en: 1) calderas; 2) sistemas de distribución de vapor; 3) sistemas de refrigeración; 4) enfriamiento y calentamiento de procesos; 5) bombas de agua y de vacío; 6) iluminación; 7) aire comprimido; 8) recuperación de calor; 9) procesos de limpieza y gestión de la energía, y 10) indicadores clave de desempeño,

en los que se identificaron las pérdidas correspondientes y las medidas de eficiencia energéticas por aplicar (tabla 1).

- De las medidas por áreas clasificadas se obtuvo como potencial de ahorro un promedio de entre 15% y 25% en relación con el consumo actual de energía de las empresas, en un estimado de dos y cuatro años de retorno, respectivamente, identificando además un potencial de ahorro de 5%, sólo por el cambio en los procedimientos de mantenimiento o por capacitar al personal y los operadores (Conuee 2020).

Finalmente, en otro análisis realizado para el sector industrial se identificaron 50 medidas técnicas y de buenas prácticas internacionales de eficiencia energética. Revisando que su implementación fuera rentable, se determinó como socialmente viable para México un total de 37 medidas, cuya estimación de ahorro acumulado de energía al año 2030 es de 1 857 PJ, 8.2% del consumo de 2030 y 8.5% de emisiones de GEI respecto al total de la industria de 2030 (Conuee *et al.* 2018).

Tabla 1. Medidas de eficiencia energética identificadas para empresas del sector de alimentos y bebidas

ÁREA	MEDIDAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA
Calderas	<ul style="list-style-type: none"> • Control automatizado • Utilización de calor de los gases de escape • Regulador de tiro
Sistemas de distribución de vapor	<ul style="list-style-type: none"> • Aislamiento, revisión de necesidades reales de uso (necesidad de vapor o de agua caliente) • Mantenimiento y reparación de trampas de vapor • Recuperación de condensados • Precalentamiento de agua de alimentación
Sistemas de refrigeración	<ul style="list-style-type: none"> • Purga de aire • Control del agua disuelta en el amoniaco líquido • Operación de válvulas de control • Diseño del recorrido de las tuberías

Enfriamiento y calentamiento de procesos	<ul style="list-style-type: none"> • Realizar balances de masa y energía • Revisar los parámetros de operación • Optimizar eficiencia mediante reconfiguración del número de placas de los intercambiadores de calor
Bombas de agua y de vacío	<ul style="list-style-type: none"> • Reemplazo por equipos de alta eficiencia y con un adecuado dimensionamiento • Reemplazo de la válvula de control por variadores de velocidad • Disminución de las horas de funcionamiento • Revisión del dimensionamiento de válvulas y tuberías
Iluminación	<ul style="list-style-type: none"> • Reemplazo por lámparas LED
Aire comprimido	<ul style="list-style-type: none"> • Eliminación de fugas en tuberías y válvulas • Reducción del nivel de presión del sistema de distribución • Instalación de variadores de velocidad • Reemplazo de ciertos usos del aire comprimido
Recuperación de calor	<ul style="list-style-type: none"> • Calentamiento de agua para propósitos de limpieza • Calentamiento de agua para procesos • Calentamiento del producto directamente • Precalentamiento del aire de combustión para calderas • Precalentamiento de aire para secadoras y hornos • Calefacción para las instalaciones en invierno.
Procesos de limpieza y sistema CIP	<ul style="list-style-type: none"> • Revisión de la programación, temperaturas, tiempos y duración
Indicadores de desempeño energético	<ul style="list-style-type: none"> • Medidores de energía para cada área • Medidores específicos

Fuente: Conuee (2020).

Tabla 2. Medidas de eficiencia energética identificadas para subsectores industriales, ahorro de energía, emisiones y viabilidad contra escenario en 2030

SUBSECTOR	MEDIDAS	DEMANDA AL 2030 BAU* (PJ)	AHORRO VS BAU (PJ)	EMISSIONES AL 2030 (KTON CO _{2e})	AHORRO VS BAU (KTON CO _{2e})	VIABILIDAD ECONÓMICA ⁵
HIERRO Y ACERO	1. Altos hornos eficientes		20.9		1 168.3	No
	2. Moldeado y conformación directa de acero		16.1		898.7	Sí
	3. <i>Thin Slab Casting</i>		12.9		685.4	Sí
	4. Hornos de arco eléctrico eficientes		1.9		107.8	Sí
	Subtotal	321.9	51.8	19 788	2 860.2	
CEMENTO	1. Penetración de combustibles alternos		0.0		624.0	Sí
	2. Mejoras en la molienda		3.6		18.8	Sí
	3. Ventiladores eficientes para el precalentamiento		0.2		0.9	Sí
	4. Variadores de frecuencia en motores		1.2		6.3	Sí
	Subtotal	269.1	5.0	22 629	650.0	

⁵ Sobre un total de 50 medidas analizadas, consideradas aquellas cuyos beneficios superan los costos, ambos descontados al 10%, las medidas viables se reducen a 37, desde la perspectiva de la sociedad en su conjunto y con las hipótesis de costos y técnicas adoptadas.

VIDRIO	1. Hornos recuperativos (precalentamiento de aire)	8.4		452.0	No
	2. Precalentamiento de la carga (<i>batch</i>) y del vidrio reciclado	5.4		241.1	Sí
	3. Incremento de la cantidad de vidrio reciclado (cullet)	3.1		165.8	Sí
	4. Uso de hornos con tecnología "end-fired"	2.8		150.7	Sí
	5. Uso de variadores de velocidad en ventiladores de aire para combustión	0.1			Sin datos
	Subtotal	96.3	19.7	5 014	1 009.6
PAPEL Y PULPA	1. Extensión de prensado para secado (<i>shoe press</i>)	7.8		455.0	Sí
	2. Reducción de requerimientos de aire	3.4		196.7	Sí
	3. Recuperación de calor de secado	3.2		187.3	Sí
	4. Secado Condebelt	7.8		455.0	Sí
	5. Eficiencia en motores	3.0		10.2	Sí
	6. Automatización y control del vapor	2.6		153.9	Sí
	7. Eficiencia en la producción y condensado del vapor	3.9		230.9	Sí
	8. Cogeneración	-7.3		-824.8	Sí
	9. Corrección del factor de potencia	0.2		-0.8	Sin datos
Subtotal	63.3	24.6	2 920	863.4	

QUÍMICA	1. Vapor: aislamiento térmico	2.0	114.7	Sí
	2. Vapor: manejo condensado	4.6	262.3	Sí
	3. Vapor: ajuste combustión	1.0	55.7	Sí
	4. Vapor: recuperación de calor gases de combustión (economizador)	1.4	82.0	Sí
	5. Vapor: recuperación de calor de purga	0.9	49.2	Sí
	6. Vapor: quemadores de alta eficiencia	5.7	327.9	Sí
	7. Calentadores / hornos: recuperación de calor (aire de combustión)	1.3	69.3	Sí
	8. Calentamiento de fluido térmico: recuperación de calor (gases-aire/ economizador)	0.5	26.0	Sí
	9. Aislamiento refrigeración	0.0		Sí
	10. Eficiencia en bombeo, compresores y ventilación	2.6	63.1	Sí
	11. Solar baja temperatura	0.0	232.0	No
	12. Solar media temperatura	0.0	568.7	No
	13. Cogeneración	-10.5	-1 405.1	No
Subtotal	135.6	9.4	6 550	445.7

Azucarero	1. Cogeneración	9.3	48.5	No
	2. Mejora de prácticas en molienda para obtener un bagazo con 46% de humedad	15.6	111.3	Sin datos
	3. Variadores de frecuencia	0.2		Sin datos
	Subtotal	160.1	25.1	382
PyME	1. Vapor: aislamiento térmico	7.1	466.5	Sí
	2. Vapor: manejo de condensado	10.1	666.4	Sí
	3. Caldera: ajuste combustión	3.0	199.9	Sí
	4. Caldera: recuperación de calor gases de combustión (economizador)	5.1	333.2	Sí
	5. Caldera: recuperación de calor de purga	2.0	133.3	Sí
	6. Caldera: quemadores de alta eficiencia	16.2	1 066.2	Sí
	7. Calentamiento de fluido térmico: recuperación de calor (gases-aire/ economizador)	9.3	663.0	Sí
	8. Aislamiento refrigeración	0.6		Sí
	9. Eficiencia en sistemas de bombeo, compresión y ventilación	32.0		Sí
	10. Sistemas de iluminación	12.3		Sí
	11. Solar	0.0	1 648.6	No
	12. Cogeneración	1.8	-1 429.7	No
Subtotal	985.1	99.4	35 824	3 747.4

Fuente: Conuee et al. (2018).

CONCLUSIONES

Para enfrentar y resolver los retos en los sectores industrial y residencial es necesario impulsar integralmente una serie de medidas técnicas y de política pública. Dentro del sector industrial, es importante buscar la descarbonización gradual del uso de la energía mediante la sustitución de combustibles fósiles por fuentes de “calor verde” –biomasa y radiación solar directa–, así como mejoras en la eficiencia energética que deriven en una reducción neta en el consumo de energía.

Asimismo, hay que impulsar el uso de tecnologías para el aprovechamiento de las fuentes renovables –fotovoltaica, termosolar, biomasa, viento y microgeotermia– en los usos térmicos y eléctricos de los sectores residencial y comercial. Es necesario que dicha medida se ejecute tras la mejora de la eficiencia energética y el empleo de equipos de alto rendimiento sujetos a rigurosas normas técnicas y ambientales. Asimismo, se deberán priorizar proyectos de energía distribuida y/o de tamaño pequeño y mediano, con participación de los actores locales (véase capítulo 3.5). Estas acciones deberán acompañarse a su vez de la implementación –debidamente normada– de aislamiento térmico, así como del uso de vegetación, iluminación y ventilación natural en las edificaciones, como parte de su diseño bioclimático.

Dado que el mayor consumo de energía en forma de calor en los tres sectores –industrial, residencial y comercial– se realiza para aplicaciones de temperaturas baja y media, éstas se podrían cubrir de manera eficiente, económica y segura empleando tecnologías solares y de uso de biomasa maduras y disponibles en el mercado. En el sector residencial, la leña es un recurso renovable que tiene amplias posibilidades de uso para tareas de cocción y está vinculada a las tradiciones de múltiples localidades. Una parte de las aplicaciones industriales de alta temperatura también podría cubrirse con biomasa de residuos agrícolas y forestales.

De aplicarse las recomendaciones descritas en este capítulo, las emisiones directas de GEI de los sectores industrial, residencial y comercial

se reducirían significativamente, con muchos beneficios adicionales para la salud, la economía y para la soberanía y la independencia energéticas del país. Es importante destacar que las emisiones indirectas producidas por la generación de la energía eléctrica consumida en estos sectores –que hoy tienen la misma magnitud que las emisiones directas– sólo pueden reducirse al hacer descender el factor de emisiones del sistema eléctrico nacional mediante el aumento en la participación de fuentes renovables en dicha generación.

Como ejemplo de política pública se propone que, en vez de subsidiar el gas LP –en gran parte importado– para el sector domiciliario, se apliquen esquemas de financiamiento a tasa nula o muy reducida para la adquisición e instalación de calentadores solares de agua para todos los hogares de bajos ingresos, ya que es una opción mucho más sostenible, pues reduciría la demanda de gas –así como su importación– y disminuiría significativamente la emisión de gases tóxicos y de efecto invernadero.

ANEXO

FACTORES DE EMISIÓN DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR INDUSTRIAL (FIGURA 1)

1 TJ = 10 exp 12 J

COMBUSTIBLE	FACTOR DE EMISIÓN (kg CO ₂ e/TJ)
Gas seco	58 170.93
Coque de petróleo	78 991.29
Coque de carbón	90 909.80
Diésel	72 850.77
Gasolinas	73 760.68
Gas LP	65 299.87
Combustóleos	79 451.16
Carbón siderúrgico	90 910.12
Solar térmico*	10 000.00

Nota: * Estimado de un análisis de ciclo de vida.

Fuentes: INECC (2015), así como Amponsah *et al.* (2014).

REFERENCIAS

- Amponsah, N.Y., M. Troldborg, B. Kington... R.L. Hough (2014). Greenhouse gas emissions from renewable energy sources: a review of lifecycle considerations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 39, 461-475. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.087>
- Cepal (2018). *Informe Nacional de Monitoreo de la Eficiencia Energética de México*. Cepal.
- CRE (2022a). *Factor de Emisión del Sector Eléctrico Nacional en 2021*. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/706809/aviso_fesen_2021.pdf
- _____ (2022b). *Índices de referencia de precios de gas natural*. <https://www.cre.gob.mx/IPGN/>
- Conuee (2018). *La NOM de eficiencia energética para calentadores de agua a gas y sus impactos energéticos, económicos y ambientales*. Cuadernos de la Conuee, núm. 2. Conuee.
- _____ (2019a). *Análisis de la evolución del consumo eléctrico del sector residencial entre 1982 y 2018 e impactos de ahorro de energía por políticas públicas*. Cuadernos de la Conuee, núm. 2 (nuevo ciclo). Conuee. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/702353/IDA_V_80222.pdf
- _____ (2019b). *Programa Nacional para sistemas de gestión de la energía. 2013-2018*. Conuee.
- _____ (2020). *Catálogo de medidas en eficiencia energética para la industria de alimentos y bebidas de México*. Conuee.
- _____ (2021). *Tercer reporte de evaluación sobre los acuerdos voluntarios*. Conuee. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/677875/Tercer_Reporte_Evaluacion_Acuerdos_Voluntarios_2021.pdf
- _____ (2022a). *Informe de actividades 2021*. Ciudad de México: Conuee.
- _____ (2022b). La Conuee continúa informando a los usuarios de patrón de alto consumo (UPAC) sobre su obligación de reportar información de consumo de energía. *Gobierno de México*. 12 de abril de 2022. <https://www.gob.mx/conuee/articulos/la-conuee-continua-informando-a-los-usuarios-de-patron-de-alto-consumo-upac?idiom=es>

- Conuee, Unión Europea, GIZ de Alemania y Fundación Bariloche (2018). *Propuesta de instrumentos para facilitar medidas de eficiencia energética en el sector industrial de México*.
- Conacyt (2022). *Planeas: Plataforma Nacional Energía, Ambiente y Sociedad*. Sitio web interactivo. <https://energia.conacyt.mx/planeas/>
- Congguang, Z., S. Jiaming, L. Martin, Q. Ling y K. Kang (2019). Design and simulation of a novel hybrid solar-biomass energy supply system in Northwest China. *Journal of Cleaner Production*, 233, 1221-1239. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.06.128>
- De Buen Rodríguez, O. (2021). *Ahorro y uso eficiente de energía en México* [presentación al Comité de Energía del Conacyt].
- Eisentraut, A., y A. Brown (2014). *Heating without global warming. Market Developments and Policy Considerations for Renewable Heat*. París: Agencia Internacional de Energía. https://iea.blob.core.windows.net/assets/f11ad1f8-83fd-4498-a052-1683880bd0ba/FeaturedInsight_HeatingWithoutGlobalWarming_FINAL.pdf
- Famerac (2023). *Famerac*. <https://www.famerac.org>
- Fitsum, B.T., B. Ramchandra y M. Mengesha (2021). Design optimization of a hybrid solar-biomass plant to sustainably supply energy to industry: methodology and case study. *Energy*, 220, 119736. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119736>
- IEA (2021). *Achievements of Energy Efficiency Appliance and Equipment Standards and Labelling Programmes*. Estados Unidos: IEA.
- IMA (2017). *Introducción a la Eficiencia Energética y Sistemas de Gestión de la Energía en Pymes de México* [Proyecto piloto]. IMA.
- INECC (2015). *Factores de emisión para los diferentes tipos de combustibles fósiles y alternativos que se consumen en México*. México: INECC. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/110131/CGCCDBC_2014_FE_tipos_combustibles_fosiles.pdf
- Irena (2021). *World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway*. Abu Dhabi: Irena. <https://irena.org/publications/2021/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook>

- ITPenergised (2022). Client briefing on the UK emissions factors. *ITPEnergised*.
<https://www.itpenergised.com>
- Kaya, Y. (1990). Impact of carbon dioxide emission control on GNP growth: interpretation of proposed scenarios. Artículo presentado al subgrupo de Energía e Industria del Panel Intergubernamental de Cambio Climático, París.
- Medina, P., V. Berrueta, M. Martínez... O. Masera (2017). Comparative performance of five Mexican planchatype cookstoves using water boiling tests. *Development Engineering*, 2, 20-28. <https://doi.org/10.1016/j.deven.2016.06.001>
- Morales Martínez, N.E. (2021). La normalización, pilar fundamental para impulsar la eficiencia energética. *Revista del Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica*, 9(31).
- Morillón, D., y F. Ceballos (2018). Sustainable Energy for Houses. En: E. Rincón-Mejía y A. de las Heras (Eds.), *Sustainable Energy Technologies* (pp. 375-384). Boca Ratón: CRC Press. <https://doi.org/10.1201/9781315269979-2>
- Navarrete Barbosa, J.I. (2022). Contribución de metas nacionales de eficiencia energética a las de ambiente. *Semana de la Eficiencia Energética*. <https://sites.google.com/conuee.gob.mx/boletindigitalindustria/semana-sgen-2022/presentaciones>
- Pemex (2022). *Estadísticas petroleras diciembre 2022. Precio al público de productos petrolíferos*. <http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/IndicadoresPetroleros.aspx>
- Riegelhaupt, E. (2021). *Energía Verde y Eficiencia para el Sector Industrial, Comercial y Residencial* [Conferencia]. Ciclo de Webinars Transición Energética Justa y Sustentable Programas Nacionales Estratégicos Energía y Cambio Climático Webinars Científicos Conacyt. <https://www.youtube.com/watch?v=QVrEwxPtU6A>
- Rincón, E., A. Rincón y V. Rincón (2021). Nonimaging optics and constructal law towards optimal solar cookers. *SOLAR 2021 Proceedings*. International Solar Energy Society. <https://doi.org/10.18086/solar.2021.01.03>

- Ruiz-Carmona, O., J.M. Islas-Samperio, L. Larrondo-Posadas... C. Álvarez-Escobedo (2021). Solid biofuels scenarios from rural agricultural and forestry residues for Mexican industrial SMES. *Energies*, 14, 6560. <https://doi.org/10.3390/en14206560>
- Sener (2018). *Balance Nacional de Energía 2017*. Sener. <https://www.gob.mx/sener/documentos/balance-nacional-de-energia>
- _____(2019). *Balance Nacional de Energía 2018*. Sener. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/528054/Balance_Nacional_de_Energ_a_2018.pdf
- _____(2020). *Balance Nacional de Energía 2019*. Sener. <https://www.gob.mx/sener/documentos/balance-nacional-de-energia-2019>
- Solar Payback (2018). Calor solar para la industria: México. *Solar Payback*. https://www.solar-payback.com/wp-content/uploads/2018/06/Solar-Payback_Calor-Solar-para-la-Industria_Mexico.pdf
- Sotecsol (s.f.). *Sotecsol*. <https://www.sotecsol.com.mx>
- Tauro, R., M. Serrano-Medrano y O. Masera (2018a). Solid biofuels in Mexico: a sustainable alternative to satisfy the increasing demand for heat and power. *Clean Technologies and Environmental Policy*. <https://doi.org/10.1007/s10098-018-1529-z>
- _____, C.A. García, M. Skutsch y O. Masera (2018b). The potential for sustainable biomass pellets in Mexico: an analysis of energy potential, logistic costs and market demand. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82(1), 380-389. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.036>
- _____, R. Rangel, R. Suárez... A. Ghilardi (2021). An integrated user-friendly web-based spatial platform for bioenergy planning. *Biomass and Bioenergy*, 145, 105939. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2020.105939>
- Weiss, W., y M. Spörk-Dür (2022). *Solar Heat Worldwide*. Gleisdorf: AEE Intec (Institute for Sustainable Technologies) y Programa de Calefacción y Enfriamiento Solar de la IEA. <https://www.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/Solar-Heat-Worldwide-2022.pdf>

3.4 Sistemas energéticos rurales sustentables

Emilio Arenas Guerrero
Marcela Torres Wong
Joel Moreira Acosta
Omar Masera

LAS ZONAS RURALES: PILARES DE UN NUEVO MODELO CIVILIZATORIO MÁS JUSTO Y SUSTENTABLE

Como se ha argumentado a lo largo de este libro, el mundo del futuro, si queremos tenerlo, deberá ser más local y autogestivo. Esto implica, por un lado, reducir la dependencia de cadenas globales de insumos o de grandes megalópolis que consumen enormes cantidades de energía y que fungen como atractoras de mano de obra y de recursos, con graves consecuencias a nivel territorial, ambiental y social. Por el contrario, las sociedades deberán depender más de recursos locales –en particular los energéticos–, así como de la producción agroecológica de alimentos, aumentando su resiliencia a través de un manejo sustentable y biodiverso. En este contexto, las áreas rurales tendrán un papel crítico y serán pilares de un nuevo modelo civilizatorio.

Desde una perspectiva ambiental y social, no es sostenible continuar con la concepción de los territorios rurales como fuentes ilimitadas de recursos naturales, ni de sus habitantes como grupos cuyas vidas tienen que ser transformadas al servicio de industrias destructivas. El actual modelo urbano-industrial, globalizado y basado en combustibles fósiles, está en una profunda crisis, entre cuyas consecuencias

se encuentran el cambio climático, la violencia y la desigualdad. Más aún, debemos tener presente que la acumulación de los impactos locales ocasionados por la agresiva explotación de la naturaleza ya no sólo afecta a las poblaciones de los territorios directamente perjudicados. Tal como evidenció la pandemia de Covid-19 en los últimos años, en un mundo globalizado los impactos también se globalizan y, por ello, la sobreexplotación de los territorios rurales se convierte, a su vez, en una amenaza global.

En el Sur global, del que forman parte México y los demás países latinoamericanos, es particularmente imperativo iniciar procesos de transformación de las zonas rurales con miras a incorporarlas de una manera distinta en el sistema productivo. El uso económico insostenible y no ético de territorios y recursos rurales debe cambiar hacia economías locales y regionales que beneficien a las poblaciones originarias y al resto de los habitantes del planeta, bajo el entendido de que la protección de dichas zonas es imprescindible para disminuir los efectos del cambio climático.

Para dejar de ser zonas de sacrificio en beneficio de intereses económicos extractivos, se deben elaborar políticas públicas que permitan que las personas en estos territorios ejerzan sus derechos económicos, sociales, culturales y ambientales (DESCA), a la vez que emprenden acciones para un nuevo modelo de gestión socioambiental. Para cumplir con dicho objetivo es necesario que los gobiernos inviertan de manera sustantiva en las zonas rurales, caracterizadas en la actualidad por su menor densidad poblacional y alta tasa migratoria, precisamente por la abismal diferencia que existe entre la calidad de vida rural y la urbana.

El futuro de la vida humana en el planeta depende de cultivar sociedades más locales, dispuestas tanto a consumir recursos propios como a autogestionarlos. Al mismo tiempo, nuevas formas de concebir lo rural implican redefinir lo local. Las políticas de desarrollo dentro de las ciudades del Sur global deben impulsar programas que conduzcan a la revaloración de los territorios rurales y al desempeño de las poblaciones

campesinas, ganaderas y pescadoras con bienestar colectivo, en un mundo cuyos límites materiales son cada vez más evidentes. Este viraje debe nutrirse de propuestas normativas universales que promuevan la democracia, la igualdad y el respeto a la diversidad.

En este sentido, para que los territorios rurales transiten hacia modelos de desarrollo energético más armoniosos con el medio ambiente y consoliden su destacado papel en dicha transición, es necesario:

- Respetar y apoyar a las instituciones locales dentro de estos territorios para fortalecer la gobernanza local real.
- Colaborar con las poblaciones para promover modelos territoriales autosustentables que contribuyan a renovar la relación entre las ciudades y el campo.
- Mejorar la oferta educativa para que sea culturalmente adecuada y de acceso universal.
- Impulsar la implementación y apropiación de ecotecnologías por parte de las comunidades rurales para eliminar la pobreza energética.
- Crear, desde los propios territorios, oportunidades de empleo de calidad en términos económicos, sociales y ambientales.
- Generar alternativas de comercialización para los recursos energéticos rurales.
- Estimular la producción agroecológica, con ligera huella ecológica, integrándola al sector servicios y pequeña industria.
- Conservar el patrimonio biocultural mediante el pluralismo y el diálogo de saberes.

LAS FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES LOCALES COMO CATALIZADORAS DE UNA NUEVA RURALIDAD

La necesidad global de transitar a modelos energéticos más justos y sustentables ha puesto a las energías renovables en el centro de la discusión

por su posibilidad de desplazar a las fuentes de energía fósil. Dentro de los territorios rurales, las fuentes renovables ofrecen una oportunidad de transformación no sólo del modelo energético predominante, sino de transitar a modelos social y económicamente más equitativos. Diseñados e implementados de manera correcta, los proyectos de energías renovables tienen además la oportunidad de ayudar a eliminar la pobreza energética, que se mantiene como un gran obstáculo para que las poblaciones rurales alcancen un mayor bienestar social, tanto en cuestiones domésticas como productivas (García Ochoa y Graizbord 2016) (véase capítulo 1.10).

Por desgracia, la modernización energética de las áreas rurales ha ido acompañada muchas veces por una destrucción de sus ecosistemas, y se ha llevado a cabo por actores privados y estatales con visiones discriminatorias y asistencialistas. En los últimos años, se ha dado preferencia a megaproyectos de energía solar y eólica que, lejos de beneficiar a las poblaciones locales, han contribuido a afianzar la lógica extractivista predominante en la industria energética convencional. Por otro lado, continúan en auge las licitaciones de tecnologías para satisfacer las necesidades domésticas de energía de las familias rurales –por ejemplo, vía paneles fotovoltaicos, calentadores solares y estufas ecológicas, entre otras tecnologías–, las cuales se realizan sin ninguna participación de los beneficiarios. Ambos enfoques han provocado un descontento relacionado con los proyectos de energía renovable en la generación de electricidad y escasa adopción de las tecnologías de uso final.

Para afrontar estos retos es fundamental proponer soluciones integrales desde un nuevo paradigma que priorice la justicia ambiental y la paz social. Los proyectos deberán cumplir con las siguientes características:

- *Pequeña y mediana escala con tecnología nacional.* Deberá gestionarse por las comunidades o cooperativas locales dentro de los territorios rurales en alianza con actores estatales, académicos y de la sociedad civil. A través de estos proyectos se promueve el

cuidado de los recursos naturales en la medida en que los beneficios más inmediatos se quedan en los territorios.

- *Diseño e implementación participativos.* Será preciso emplear el diálogo de saberes, el manejo multipropósito de recursos y una estrategia basada en utilizar la diversidad de fuentes energéticas locales y tecnologías de uso final adecuadas a los diversos contextos bioculturales.

Los *sistemas energéticos rurales sustentables* (SERS) que proponemos en este capítulo siguen la pauta de esta nueva concepción de los territorios rurales y la generación de energía. Los SERS proporcionan una amplia variedad de beneficios socioeconómicos y ambientales: generan empleos e ingresos; favorecen el bienestar local; aumentan la cohesión social; diversifican las actividades económicas; promueven el uso de recursos endógenos; mitigan el cambio climático y, por último, favorecen una dinámica más saludable con el medio ambiente mediante el uso de tecnologías de energía limpia (Benedek, Sebetyén y Bartók 2018).

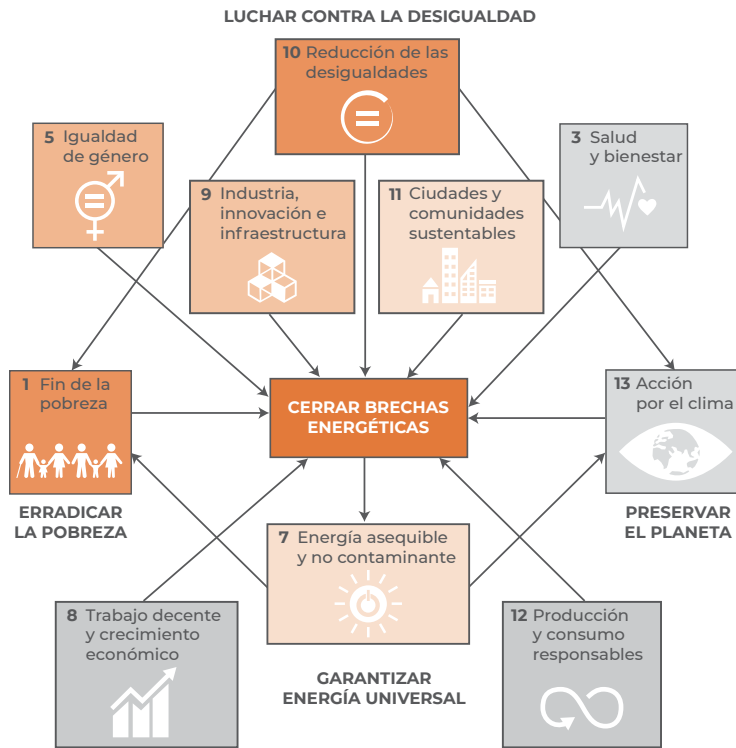
LA ENERGÍA COMO MOTOR DEL DESARROLLO LOCAL

El sistema energético global actual se ha sustentado en un enfoque fosilista y centralizado que ha privilegiado un desarrollo de tipo urbano-industrial y por el cual se ha marginado históricamente al campo. Dan muestra de lo anterior dos hechos: 1) 1 100 millones de personas en el mundo –la mayoría vive en zonas rurales– carecen de acceso a energía eléctrica y 2) casi 3 mil millones no tienen acceso a dispositivos adecuados para cocción (International Energy Agency [IEA] 2017). En México, estas cifras llegan a los 28 millones de habitantes en el caso de la cocción y a casi 10 millones de habitantes sin servicios adecuados de electricidad (Contreras, Serrano-Medrano y Masera 2023; Díaz, Barrueta y Masera 2011).

La situación descrita resulta preocupante, pues, además de ser un medio de acceso a servicios básicos, la energía es un elemento indispensable para llevar a cabo actividades productivas que permitan

mejorar la calidad de la vida en el medio rural. No en vano la energía puede relacionarse con al menos nueve de los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) (figura 1).

Figura 1. Relación de la energía con los Objetivos de Desarrollo Sostenibles (ONU)



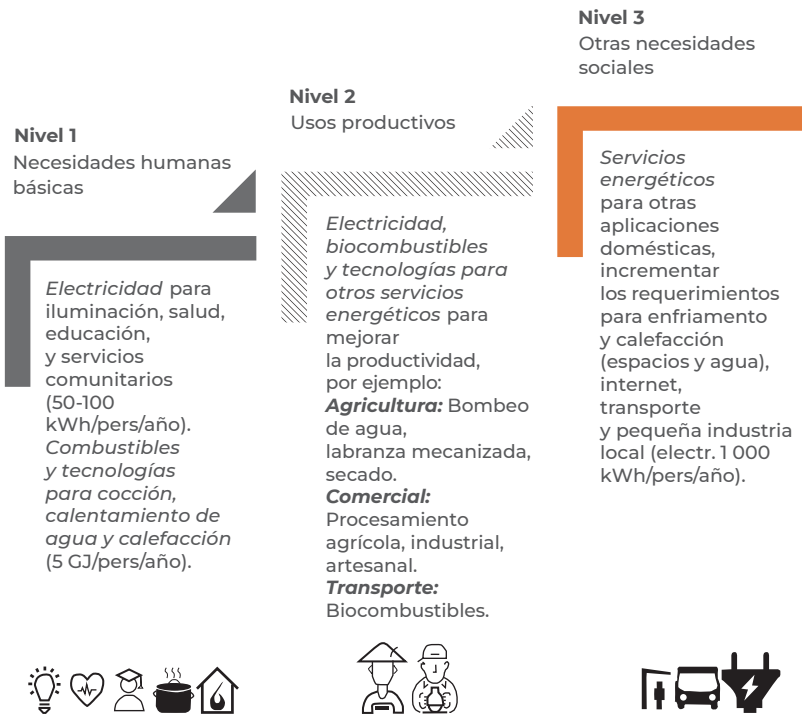
Nota: Aunque el acceso a la energía constituye el ODS 7, dependen directa o indirectamente de ella otros nueve Objetivos de Desarrollo Sostenible.

Fuente: Adaptado de Del Valle (2020).

En general, pueden distinguirse tres niveles incrementales de acceso a los servicios energéticos para mejorar el nivel de vida de las comunidades rurales (Advisory Group on Energy and Climate Change [AGECC] 2010) (figura 2). El nivel 1 se refiere a la satisfacción de las necesidades humanas básicas y contempla: electricidad para iluminación, salud y educación, y

servicios como combustibles y tecnologías para cocción, calentamiento de agua y calefacción. El nivel 2 corresponde al acceso de energía para usos productivos y consiste en contar, en el nivel local, con: electricidad, biocombustibles y tecnologías para mejorar la productividad agropecuaria, o simplemente brindar energía para realizar estas tareas. Los usos más comunes dentro de la agricultura incluyen el bombeo de agua, la labranza mejorada o mecanizada y el secado de granos; en el sector de pequeña industria incluyen energía para el procesamiento de productos agrícolas o para la industria artesanal, como hornos o motores; y, por último, en el transporte incluyen acceso a tecnología local para el aprovechamiento de biocombustibles como el biodiésel y el etanol a partir de residuos biomásicos.

Figura 2. Niveles de acceso a la energía en zonas rurales



Fuente: AGECC (2010).

El nivel 3 incluye proporcionar servicios energéticos para otras aplicaciones domésticas, incrementar los requerimientos para comodidad térmica en las viviendas –tanto enfriamiento como calefacción–, así como servicios de internet y mayores oportunidades para el desarrollo de las pequeñas industrias locales.

EL PAPEL DE LAS ZONAS RURALES EN EL ACTUAL PATRÓN DE DESARROLLO ECONÓMICO Y SUS CONSECUENCIAS

Los territorios rurales en México y otras partes del mundo albergan una alta diversidad biocultural compuesta de poblaciones culturalmente ricas y un enorme acervo de recursos naturales. Estas poblaciones –en su mayoría pertenecientes a pueblos indígenas– han acumulado una vasta experiencia en el manejo comunitario y sustentable de sus recursos naturales. Por ello, han inspirado nuevas corrientes de pensamiento que promueven modelos de desarrollo orientados por objetivos colectivos mucho más respetuosos de la naturaleza –como el buen vivir–, en contraste con el modelo vigente, centrado en el consumismo y la inevitable destrucción ambiental (Boege 2008; Toledo Manzur 2013). Sin embargo, hay importantes resistencias por parte de actores vinculados a las industrias extractivas y los gobiernos en turno, que refuerzan el papel histórico de los territorios rurales y los grupos humanos que los habitan. Conforme a dicho papel, estos territorios son concebidos como:

- *Reservorio de mano de obra barata.* En especial para los sectores de agricultura comercial a gran escala de México y para los sectores agrícola y de servicios en Estados Unidos.
- *Foco de asistencialismo del Estado.* En las zonas rurales se han concentrado históricamente diversos programas de asistencia social que en buena medida se han ejercido con fines electorales, favoreciendo además la corrupción.

- *Zonas de producción de subsistencia agropecuaria, forestal o de la pequeña industria artesanal.* En general, se ha prestado poca atención a desarrollar programas que permitan darle valor agregado a las materias primas y que fomenten una actividad comercial más competitiva, lo que mantiene a muchos de los productores en niveles de subsistencia. Los esquemas aplicados se han basado además en modelos de incentivos individuales, más que en promover el desarrollo colectivo de las comunidades.
- *Zonas de sacrificio social y ambiental.* Las áreas rurales han sufrido los embates de un patrón invariablemente de aprovechamiento de recursos de tipo extractivista, dirigido tanto por el Estado, con sus políticas públicas, como por grandes corporaciones internacionales y de México, con sus contratos e inversiones. Esto se ha verificado con particular gravedad en las concesiones mineras e hídricas y, de manera creciente, en los megaproyectos de energías renovables como la eólica y la solar. En particular, han aumentado los conflictos socioambientales y se ha puesto y se sigue poniendo en riesgo la vida de las personas que levantan la voz contra dichos proyectos, y que en su mayoría pertenecen a pueblos indígenas (Global Witness 2020).
- *Enclaves del narcotráfico.* Muchas de las áreas rurales más alejadas –como la sierra de Guerrero, algunas zonas de Michoacán, Sinaloa y Chihuahua, entre otras– se han convertido en lugares dominados por el narcotráfico, donde prevalece también la violencia. La situación ha llevado incluso a la migración forzada de miles de familias hacia Estados Unidos y otros estados de México.

Como resultado de esta situación, de los 29 millones de habitantes rurales de México, 57% –16.6 millones– vive en más de 200 mil localidades en situación de pobreza, y un 17% se halla en situación de pobreza extrema –4.9 millones– (véase “Anexos”, mapa 1). Desde el punto de vista energético, esto resulta paradójico, ya que la mayoría de las comunidades rurales tiene altas potencialidades energéticas locales –bajo la forma

de recursos eólicos, solares, biomásicos e hidráulicos, entre otros—, suficientes para satisfacer a plenitud las necesidades básicas, productivas y de otro tipo de sus pobladores (véase sección 3).

PATRONES DE USO DE LA ENERGÍA RURAL EN MÉXICO

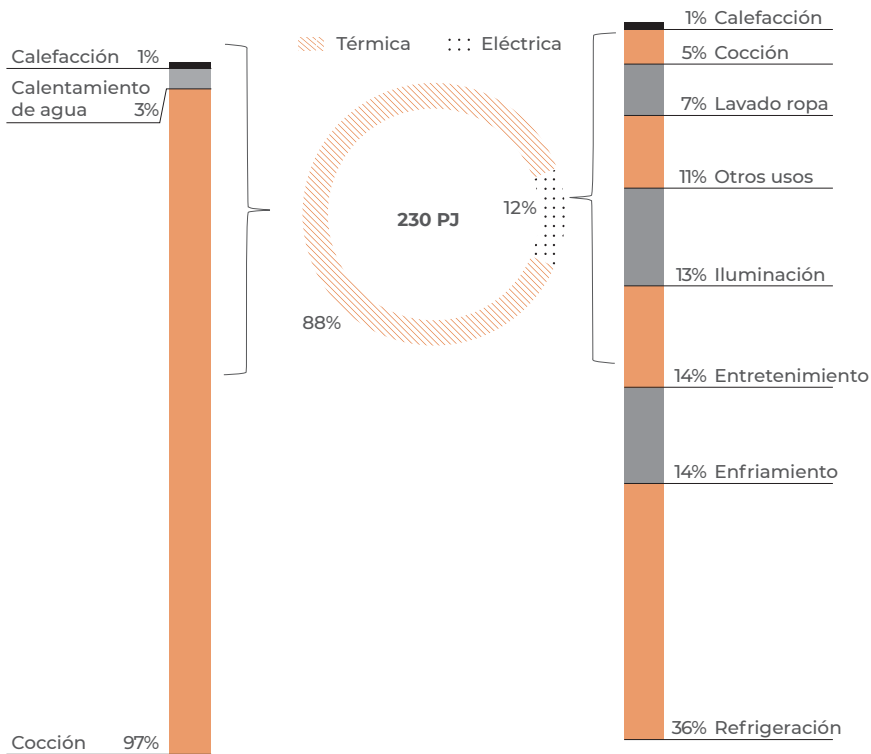
Determinar la magnitud y evolución del consumo de energía asociado a las zonas rurales es difícil, pues no se cuenta con datos precisos sobre este tema en nuestro país. Por un lado, el *Balance Nacional de Energía 2019* (Secretaría de Energía [Sener] 2020) reporta, de manera desagregada, sólo el consumo de energéticos comerciales destinados a la producción agrícola, como electricidad para riego o diésel para tractores, los cuales constituyen 4% del consumo final de energía (véanse capítulos 1.8 y 3.6). Estos datos, sin embargo, no incluyen una cantidad importante de trabajo humano y animal que se dedica a las labores del campo. Las estadísticas tampoco reportan de manera separada los consumos de las pequeñas industrias rurales —molinos, hornos de alfarería, ladrilleras, entre otras— ni del sector residencial rural (véase capítulo 3.4). Los pocos datos sobre consumo de energía disponibles en la actualidad provienen de estudios de caso realizados con fines específicos (Martínez-Negrete *et al.* 2013; Masera *et al.* 2012).

En un estudio reciente, Contreras, Serrano-Medrano y Masera (2023) utilizan como base la información sobre equipamiento y usos finales de la energía en el sector residencial rural de la *Encuesta Nacional sobre Consumo de Energéticos en Viviendas Particulares* (Enveci) para estimar los consumos rurales de energía. El estudio concluye que alrededor de 89% de la energía utilizada en las viviendas rurales es de tipo térmico y sólo 11% se destina a usos eléctricos. Del mencionado 89%, casi la totalidad (97%) se emplea para cocción, seguida de calentamiento de agua y calefacción (figura 3). Entre los usos eléctricos domina la refrigeración (36% del total), seguida de ventiladores y AC (14%), entretenimiento (14%) e iluminación (13%).

Profundizando aún más en el grado de satisfacción o insatisfacción de necesidades energéticas por uso final, vemos que 67% de las familias

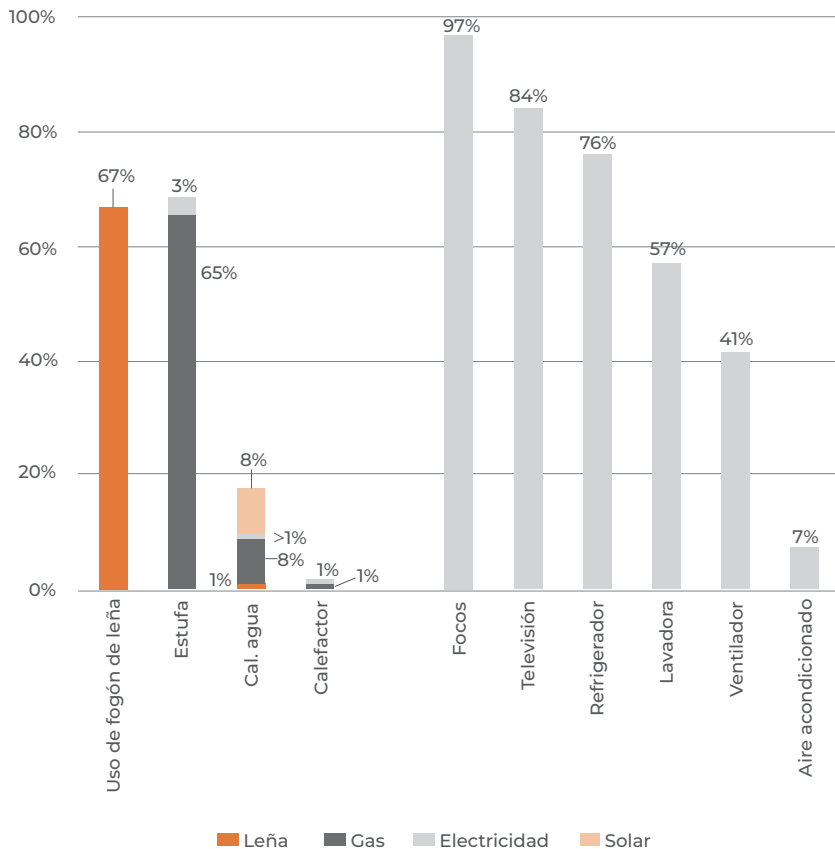
rurales no tiene acceso a una forma eficiente y limpia de cocinar, ya que utilizan fogones abiertos de leña para este propósito. Asimismo, sólo 18% de las familias reporta usar algún dispositivo para el calentamiento de agua –divididos casi a partes iguales entre calentadores solares y bóilers de gas– y sólo 2% para calefacción. En lo que se refiere a la electrificación, se puede observar que casi todos los hogares rurales cuentan con iluminación y televisión, mientras que otros electrodomésticos como refrigeradores (76% de las familias), lavadora (37%) y ventiladores (41%) presentan grandes carencias (figura 4) (véase capítulo 1.10).

Figura 3. Distribución de los usos finales en el sector residencial rural



Fuente: Contreras, Serrano-Medrano y Masera (2023).

Figura 4. Nivel de acceso a los principales dispositivos en el sector rural residencial

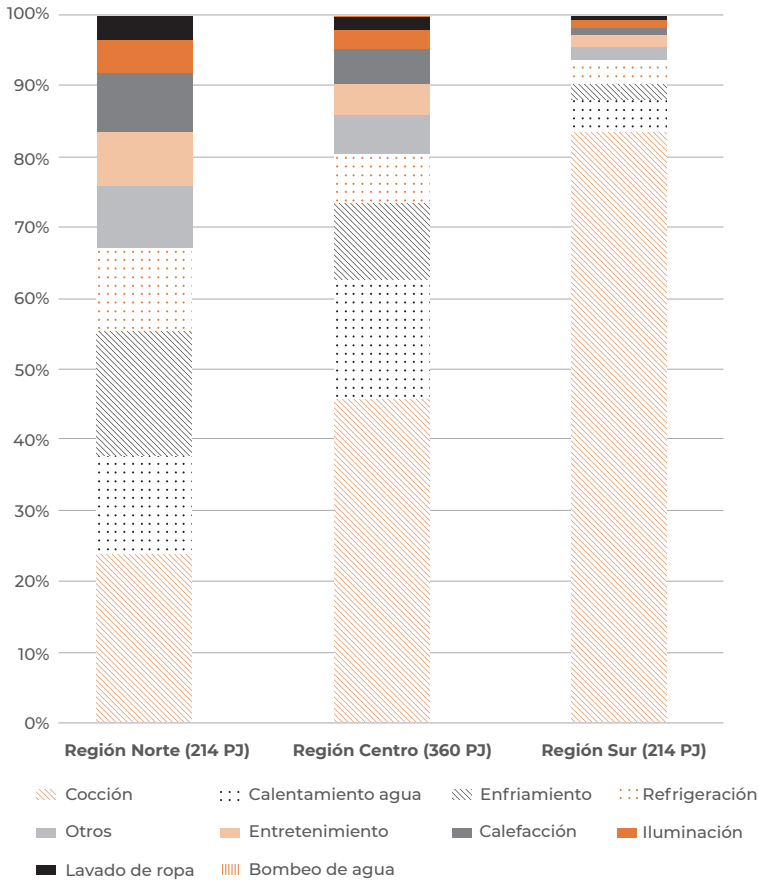


Fuente: Contreras et al. (2023).

Hay asimismo importantes diferencias regionales en el consumo de la energía rural, por fuente y uso final. En la región sur, el uso de leña está muy extendido, y en la cocción de alimentos representa poco más de 80% del consumo energético. En la región centro hay más acceso al gas licuado de petróleo (GLP), que en la cocción representa 50% del consumo, con un 30% adicional para el calentamiento de agua. Por último, en la región norte se presenta el mayor acceso al GLP y al equipamiento

de electrodomésticos, con lo que la cocción representa menos de 40% del consumo total de energía; usos como el enfriamiento y la calefacción para comodidad térmica representan un porcentaje importante del consumo doméstico de energía (figura 5).

Figura 5. Porcentaje de cada uso final en el consumo de energía residencial por región

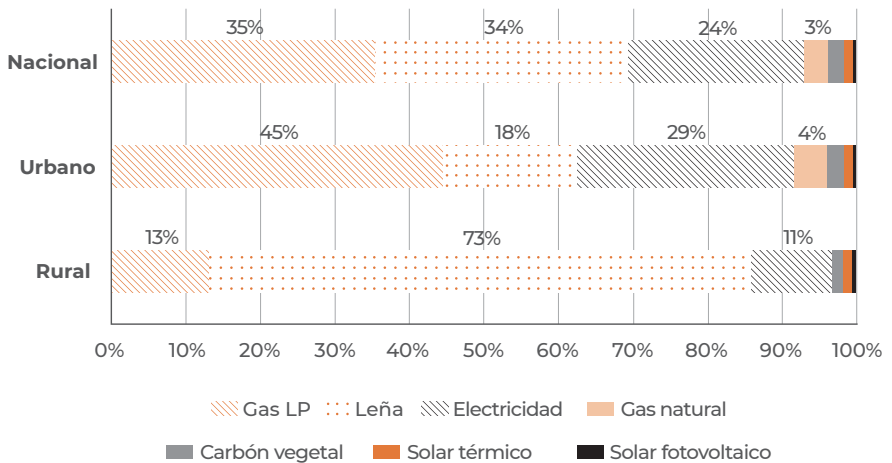


Nota: El porcentaje correspondiente al bombeo de agua no llega a visualizarse en la gráfica por ser demasiado pequeño.

Fuente: Contreras, Serrano-Medrano y Masera (2023).

Al clasificar los consumos por tipo de combustible, es posible constatar que la leña es el principal energético del sector, con 72% de la demanda residencial rural. En contraste, el GLP y la electricidad representan 13% y 12% del consumo total de energía, respectivamente (figura 6). Es claro entonces que las fuentes tradicionales de energía constituyen la base del consumo rural.

Figura 6. Estructura de la matriz energética por fuentes en el sector residencial nacional, urbano y rural



Fuente: Contreras Contreras, Serrano-Medrano y Masera (2023).

SISTEMAS ENERGÉTICOS RURALES SUSTENTABLES (SERS)

IMPORTANCIA DE ESTUDIAR LAS NECESIDADES DE ENERGÍA DE MANERA INTEGRAL Y PARTICIPATIVA

La implementación de políticas energéticas relacionadas con el acceso a la energía en las zonas rurales requiere, en primer lugar, establecer un diálogo con sus habitantes para entender cuáles son sus necesidades y aspiraciones

de bienestar. Asimismo, es fundamental reconocer que estas necesidades y aspiraciones no son estáticas; se manifiestan en ámbitos relacionales, por lo que las actividades de las investigadoras e investigadores para establecer los canales de comunicación son muy importantes y tienen que llevarse a cabo de manera horizontal, participativa y respetuosa. Para garantizar su efectividad, las políticas públicas deben sustentarse en una estrategia integral donde la investigación participativa sea un elemento clave.

Idealmente, la evaluación en los territorios rurales debe incluir los beneficios económicos que pueden derivarse de los SERS a favor de la población local. Deben ser analizados de manera exhaustiva los usos finales, o actividades, para los que se requiere la energía térmica o eléctrica –como la cocción o la iluminación–, así como su impacto diferencial a nivel residencial, en los servicios comunitarios y en los servicios productivos. En todos los casos, la evaluación deberá articularse con actores comunitarios, gobiernos locales, universidades o centros de investigación y, de ser pertinente, empresas (Muhumuza *et al.* 2018; Rosyidi *et al.* 2014). De igual forma, es fundamental establecer espacios para la innovación participativa en los que se impulsen procesos de co-creación y acompañamiento de las diferentes opciones tecnológicas que se desarrollen.

DEFINICIÓN OPERATIVA DE LOS SERS

No existe en la literatura una definición como tal de los sistemas energéticos rurales sustentables (SERS), por lo que, operativamente, los definimos como un conjunto de ecotecnologías manejadas por las propias comunidades rurales de acuerdo con sus instituciones, normas internas y modelos organizativos. Están estructuradas de forma sistémica y son capaces de aprovechar de manera integral los recursos energéticos renovables disponibles a nivel local para su transformación, almacenamiento, adecuación y distribución. Estos sistemas deben cumplir la función de satisfacer necesidades energéticas en el sector doméstico y

productivo de manera eficiente y accesible, respetando los recursos naturales disponibles, así como la cultura en cada localidad. Además, los SERS deben ser producto de un proceso de apropiación por parte de las pobladoras y pobladores locales, que consiste en un trabajo colectivo de co-diseño, implementación y monitoreo en campo.

En términos generales, estos sistemas se caracterizan por:

- Disponer de una alta diversificación de fuentes, recursos y tecnologías energéticas.
- Enfocarse en la satisfacción de necesidades energéticas en el nivel local, particularmente en lo rural.
- Priorizar la energezización en general, no sólo la electrificación.
- Ser compatibles con los recursos disponibles en cada región y/o sociedad.
- Poder sostenerse a lo largo del tiempo sin agotar los recursos locales y sin perjudicar el medio ambiente, y ser capaces de satisfacer necesidades humanas presentes sin afectar a las generaciones futuras.
- Promover la autogestión de las comunidades y la resiliencia energética.

A nivel operativo, los SERS tienen diferentes dimensiones de acción:

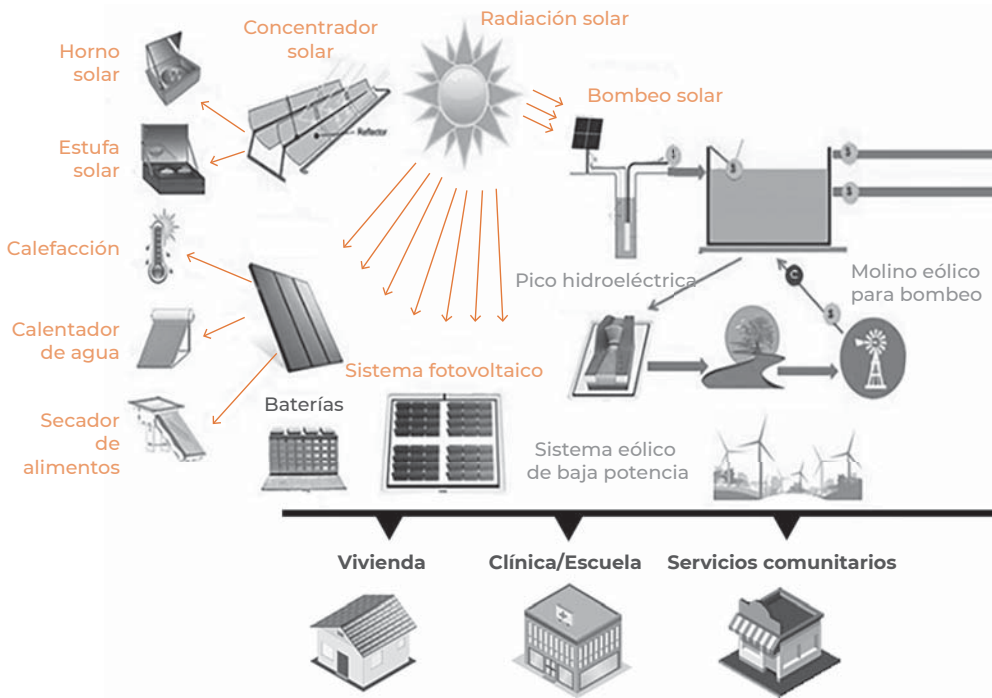
- *Vivienda*, para cubrir necesidades por familia o grupos de familias.
- *Centros productivos*, como cooperativas locales o pequeñas empresas.
- *Centros comunitarios*, como escuelas, clínicas de salud y espacios culturales, entre otros.
- *Transporte y conectividad*, en forma de alumbrado público, transporte colectivo o redes de comunicación como telefonía, radio, televisión e internet.
- *Producción agrícola*, para poder cubrir necesidades como el riego y el laboreo agrícola, entre otras.

Asimismo, los sistemas se pueden clasificar como:

- *Fuera de la red –off grid.* Viviendas aisladas de la red eléctrica, del drenaje y del transporte de agua potable, o bien, “viviendas autosuficientes”.
- *Interconectados.* Opciones mixtas o híbridas de sistemas energéticos. Aquí el usuario –ya sea doméstico o de un centro productivo, etc.– puede elegir qué recursos se toman de la red y cuáles son para autoabastecimiento.

En la figura 7 se muestra el diagrama de un SERS genérico, cuyas principales fuentes de energía son renovables, como el sol y la biomasa. Se puede observar que el SERS dispone de una amplia gama de dispositivos solares térmicos para satisfacer necesidades de cocción, secado de alimentos, calentamiento de agua y calefacción (véase capítulo 2.1). Hornos, estufas y calentadores tubulares, planos y cilindro-parabólicos son ejemplos de tales dispositivos. En la variedad eléctrico-solar, los sistemas fotovoltaicos permiten usos no sólo de iluminación, sino de bombeo solar de agua sacada de pozos profundos destinada al riego y a uso doméstico y/o comercial. Hay también pequeñas aplicaciones para generar energía eléctrica, como los sistemas pichidroeléctricos para las viviendas cercanas a un río y sistemas eólicos de baja potencia en zonas donde las velocidades de viento son frecuentes y favorables (véanse capítulos 2.2 y 2.5). En cuanto al uso de la biomasa como fuente de energía, en la actualidad se cuenta con dispositivos para aplicaciones térmicas, muy variadas, como los hornos para pan o la alfarería, y estufas, calentadores y calefactores de leña o pellets, etc. (véase capítulo 2.4). La biomasa húmeda puede ser suministrada a biodigestores capaces de proveer biogás o biometano para cocción o calefacción, e incluso para generación eléctrica. Todos estos dispositivos y fuentes pueden ser aplicados en diversos sectores: vivienda, clínicas u hospitales, servicios comunitarios, centros productivos e instalaciones agrícolas.

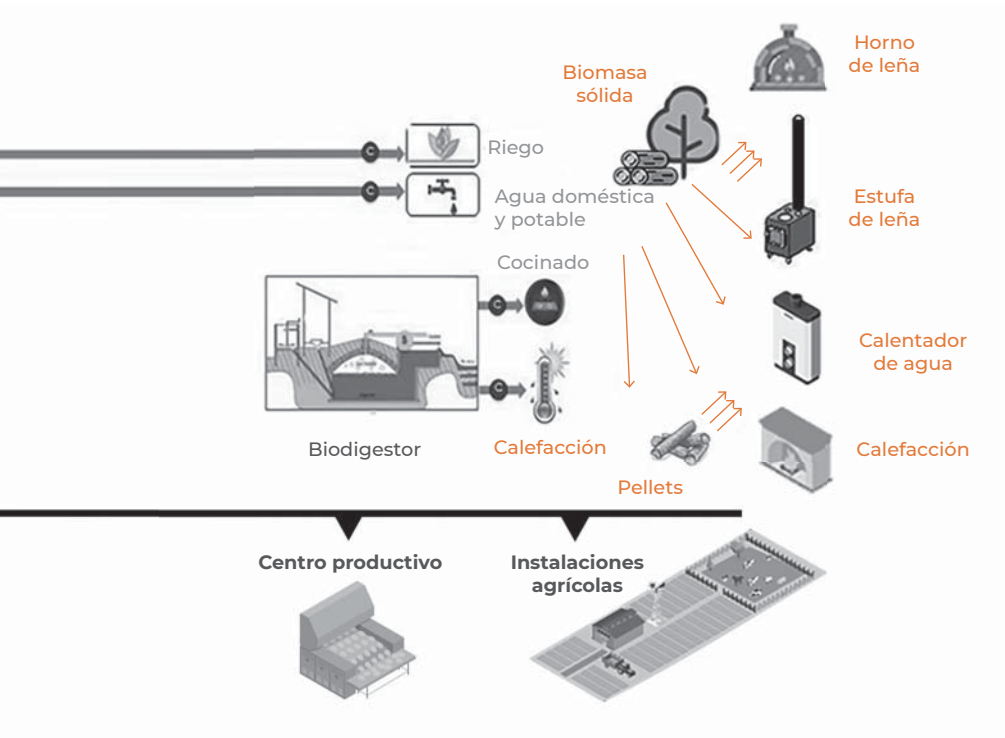
Figura 7. Diagrama de los sistemas energéticos rurales sustentables



Fuente: Modificado y adaptado de Maheshwari y Ramakumar (2017).

ASPECTOS IMPORTANTES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE SERS

El territorio de México es muy diverso en cuanto a recursos naturales, y son también diversas las necesidades energéticas de las comunidades que lo habitan. Por este motivo, la implementación de los SERS requiere de un estudio específico que parta de las necesidades energéticas particulares de cada comunidad y de los potenciales energéticos renovables disponibles localmente. Desde el punto de vista técnico, es necesario evaluar los recursos solar, eólico, hídrico y biomásico, según corresponda, ya que son las fuentes de energía primaria de las que depende



el diseño de las ecotecnologías aplicables en cada caso. El Bassam y Maegaard (2004) mencionan que el suministro de energía en las comunidades rurales tiene que satisfacer las necesidades de la población, así como garantizar el desarrollo económico y social. Para generar la energía adecuada, es necesario determinar y dimensionar las tecnologías, equipos e instalaciones más adecuados y asequibles.

Como se observa en la figura 7, se cuenta con numerosas tecnologías para satisfacer las necesidades energéticas elementales de viviendas y/o de centros productivos locales. Por ejemplo, el calor puede ser generado a partir de biomasa o de sistemas termosolares, que en conjunto pueden producir vapor o calor a baja temperatura para calefacción,

agua caliente, desalinización y secado de cultivos o alimentos. De igual forma, se puede generar energía eléctrica a partir de sistemas fotovoltaicos, biomasa, viento e incluso pequeñas centrales hidroeléctricas.

Contar con agua potable y para riego es muy importante en conjunto con los sistemas energéticos. Además de la captación de agua de lluvia convencional, en el SERS pueden incluirse desalinizadores de agua y dispositivos solares, eólicos o para el bombeo del recurso hídrico. Los sistemas de iluminación son lo básico de la electrificación de la vivienda y vitales para poder realizar de manera digna las actividades cotidianas dentro de las comunidades o centros productivos. Por lo general, los sistemas solares o eólicos pueden cubrir de manera eficiente esta tarea, pero también es posible incluir sistemas de biomasa o biogás en la calefacción en fogones o motores.

En relación con el cocinado, millones de mujeres y familias presentan problemas de salud alrededor del mundo debido al humo producido por fogones abiertos. Esto puede ser resuelto con aplicaciones como estufas de leña eficientes, hornos y estufas solares, hornos de pellets y briquetas, estufas de biogás e incluso calentadores de aceites vegetales y etanol. En cuanto a los retos relacionados con la salud y el saneamiento, tanto el biogás como las energías solar y eólica pueden utilizarse para mantener sistemas de refrigeración para vacunas y medicinas o para esterilización de herramientas médicas, así como para sistemas de tratamiento de agua residual, por mencionar algunos ejemplos.

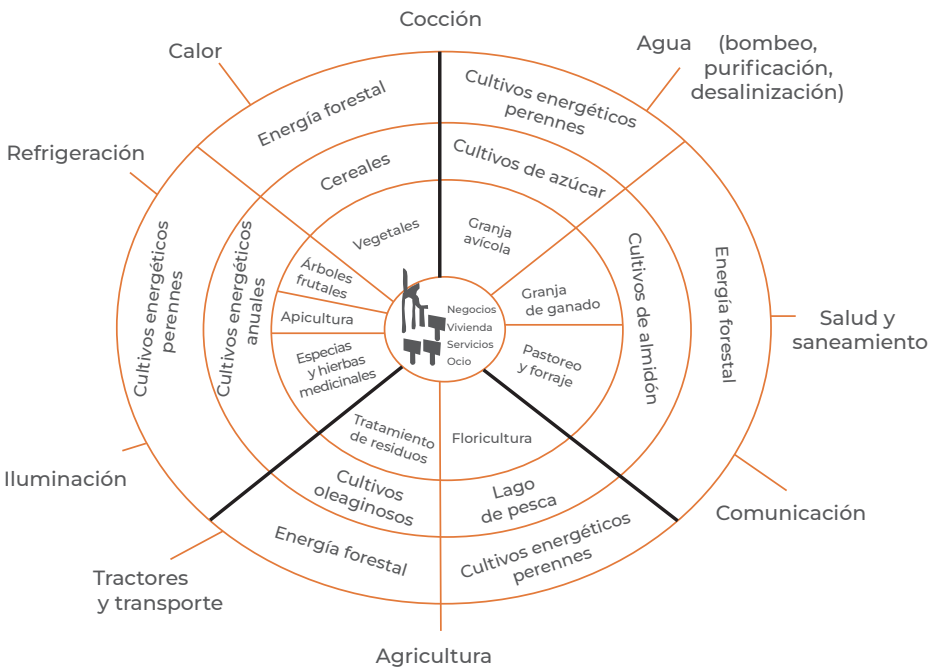
Los sistemas de comunicación son fundamentales para el desarrollo rural, tanto para entretenimiento como para educación y monitoreo de actividades entre las comunidades de una misma región. Los sistemas de energía renovable pueden permitir el uso de antenas para los aparatos de televisión, radio, internet, sistemas de monitoreo y telefonía.

La movilidad dentro de la comunidad, así como entre regiones cercanas o remotas, es muy importante, debido a la necesidad de desplazamiento humano a otros centros de trabajo o para el intercambio cultural, de materias primas y/o servicios. Aquí, gracias a diferentes cultivos o

residuos biomásicos, se hace posible producir biocombustibles como el biodiésel y el bioetanol para el transporte o, en algunos casos, hacer uso de pequeños vehículos eléctricos alimentados con energía solar, como medidas adicionales al uso de bicicletas en desplazamientos cortos y transportes colectivos seguros y sustentables para trayectos largos.

Por último, la agricultura, como actividad central de las comunidades rurales, requiere un importante consumo energético durante toda la cadena de producción. Los SERS podrían suministrar energía en procesos como preparación de suelos, cosecha, descascarado y molienda de granos, secado y preservación de cultivos, procesos textiles y artesanales, y también podrían hacerlo en centros productivos de alimento.

Figura 8. Necesidades energéticas y elementos básicos para el diseño de SERS



Fuente: Adaptada de El Bassam y Maegaard (2004).

El tener capacidad para satisfacer las necesidades hasta aquí mencionadas está íntimamente relacionado con otras esferas del sistema que incluyen: recursos forestales, cultivos locales de cereales, frutas y verduras, sistemas hídricos y pequeñas granjas (figura 8). Los factores biofísicos, socioculturales y técnicos pueden lograr que los SERS tengan un papel fundamental para el “buen vivir” dentro de las regiones rurales del país.

Como se describió antes, las aplicaciones pueden implementarse en diferentes dimensiones de acción, como viviendas o centros productivos locales. Por tanto, el diseño de los SERS dependerá del contexto de cada localidad, considerando características geográficas y climáticas, tipo de recursos energéticos, actividades domésticas y productivas dominantes, si se cuenta con negocios locales, tipo de organización y participación social, etcétera.

En resumen, los elementos generales a tener en cuenta para la implementación de SERS son

- *El trabajo colaborativo con las comunidades, el co-diseño del sistema y la co-gestión de las ecotecnologías.* Las y los miembros de las comunidades son sujetos activos en la elaboración de los SERS. En lugar de llegar con soluciones prediseñadas –como podría ser represar un río para instalar una central minihidroeléctrica–, es importante construir alternativas a través de un diálogo abierto con las propias comunidades.
- *Adecuada coordinación entre los diferentes actores involucrados.* Además de la comunidad, la coordinación podría incluir funcionarios de gobierno, academia o empresas, según sea el caso.
- *El lugar específico de implementación.* Muchas de las comunidades, en particular las que permanecen sin electrificar, se encuentran en lugares de difícil acceso, lo que incide directamente en los tiempos, medios y costo del traslado de las ecotecnologías.
- *Costo y calidad de las ecotecnologías.* Es de vital importancia la sustentabilidad y robustez técnica de los sistemas, pues la ocurrencia

de fallos frecuentes puede conllevar a la desconfianza y el rechazo de los sistemas energéticos rurales sustentables.

- *Considerar el tipo de almacenamiento energético.* Esto aplica en el caso de los sistemas de generación eléctrica aislados o donde la red eléctrica es muy deficiente y que dependen de la energía solar o eólica, por su natural intermitencia. El almacenamiento energético siempre ha sido el mayor problema de sustentabilidad de estos sistemas, por lo que es recomendable utilizar los sistemas de almacenamiento más avanzados, con baterías a base de litio, almacenamiento por gravedad o una combinación de sistemas de respaldo que intervengan en los momentos en que falte la generación eólica o solar.
- *Asegurar la sustentabilidad de los sistemas en el mediano y largo plazos.* Esto implica, entre otros aspectos: 1) la capacitación de algunos miembros de la comunidad en los mantenimientos y reparaciones menores que necesitan los SERS; 2) utilizar de preferencia tecnologías locales y/o empresas suministradoras locales o regionales, que garanticen los mantenimientos correspondientes, y 3) desde el inicio se debe plantear un diseño apropiado para la creación de una cadena de suministro de partes y servicios que funcione al término de los proyectos.

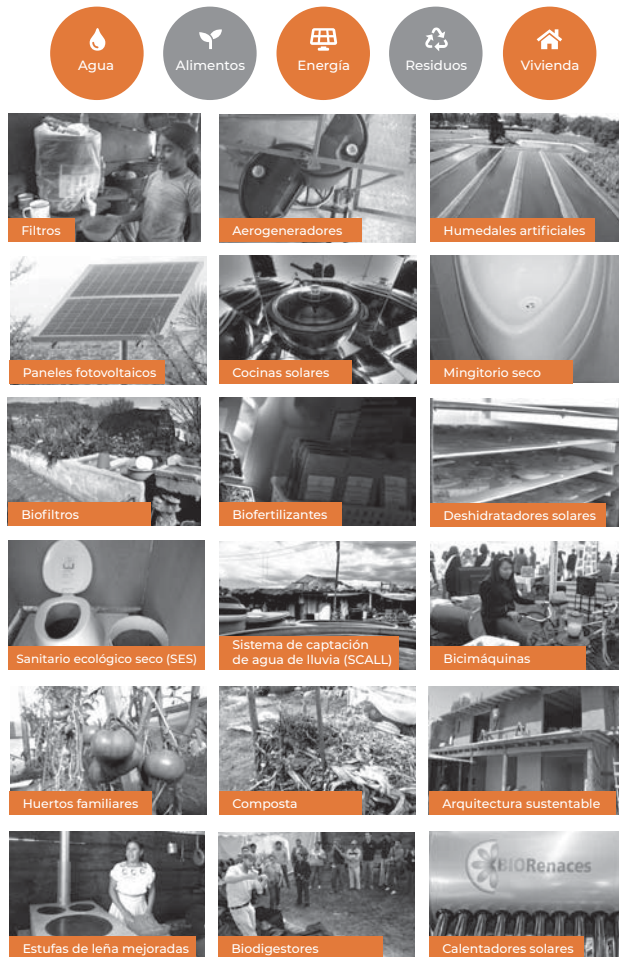
(Alonso *et al.* 1993; Berrueta, Edwards y Masera 2015; Benedek, Sebetyén y Bartók 2018; Del Valle 2020; Ortiz Moreno Masera Cerutti y Fuentes Gutiérrez 2014):

ECOTECNOLOGÍAS QUE INTEGRAN LOS SERS:
EJEMPLOS A NIVEL DE VIVIENDA

En la actualidad, existe una gran diversidad de opciones ecotecnológicas para satisfacer necesidades energéticas en comunidades rurales. En la figura 9 se muestran algunas de las ecotecnologías dirigidas a cubrir necesidades domésticas de energía, con la intención de ilustrar

—mas no de abarcar de manera exhaustiva— algunas de las opciones más comunes. Para tener un panorama más completo, los interesados pueden consultar la *Ecoteca* de la Unidad de Ecotecnologías de la UNAM (s.f.), cuyo sitio web se incluye en las referencias de este capítulo.

Figura 9. Ecotecnologías para resolver necesidades básicas a nivel doméstico



Fuente: Adaptado de la *Ecoteca* de la Unidad de Ecotecnologías de la UNAM (s.f.).

Implementadas con base en los elementos generales delineados en el apartado anterior, las ecotecnologías brindan una extensa gama de beneficios ambientales, sanitarios y económicos. Hay beneficios ambientales locales, como la recuperación de suelos o la reducción de la contaminación de cuerpos de agua; y globales, como la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero. Son ejemplos de beneficios a la salud la reducción de la contaminación intramuros al reemplazar fogones por estufas eficientes o la disminución de la presencia de patógenos gracias al uso de sanitarios ecológicos. De igual manera, puede haber ganancias económicas mediante la generación de empleos a nivel local o mediante el ahorro económico por el uso eficiente de los recursos. Por estos motivos, desde hace por lo menos dos décadas se ha estimado que muchos de estos dispositivos –incluyendo desde tecnologías milenarias hasta innovaciones recientes a pequeña escala– han contribuido a superar las condiciones generales de pobreza rural a nivel global (Khan 2001). Además, varias de las ecotecnologías que forman parte de los SERS apoyan la equidad de género al mejorar las condiciones de vida de las mujeres, como sucede con claridad gracias a la eliminación del humo en la cocción doméstica (García-Frapolli *et al.* 2010; Schilmann *et al.* 2021).

EXPERIENCIAS DE ÉXITO

EXPERIENCIA INTERNACIONAL

A nivel internacional se han planteado diferentes propuestas técnicas y metodológicas con el objetivo de asegurar el acceso a la energía para la mayoría de la población. En Europa destaca la propuesta metodológica y técnico-económica de las microrredes de energía, elaborada en Países Bajos, llamada *sistemas inteligentes integrados descentralizados de energía* (SIDE, por sus siglas en inglés). Un SIDE se define como “una microrred altamente autosuficiente y sostenible, caracterizada por un alto grado de integración entre las tecnologías de calor y energía, resultando

en un sistema de energía flexible y resistente a nivel local” (De Graaf 2018, p. 8). Sin embargo, algunos retos a los que se enfrentan se deben a la intermitencia en la generación de energía, inherente a los sistemas fotovoltaicos y eólicos. Por otro lado, las regulaciones y leyes existentes aún obstaculizan la implementación de los SIDE desde una perspectiva técnica (De Graaf 2018, p. 8).

Un segundo ejemplo de sistemas descentralizados a nivel internacional son las microrredes desarrolladas en Reino Unido, denominadas *sistemas inteligentes de energía local* (SLES, por sus siglas en inglés). “Estos sistemas enlazan de manera inteligente y local el suministro de energía, el almacenamiento y el uso, así como la energía, la calefacción y el transporte de formas que mejoran drásticamente la eficiencia” (Gupta y Zahiri 2020, p. 1). Alrededor de 30% de los SLES fue dirigido por operadores de redes de distrito o proveedores de energía; 27% por sectores privados, y 19% por grupos energéticos comunitarios, autoridades locales y/o universidades. Por último, menos de 50% de los proyectos tenía algún tipo de participación de los usuarios a través de eventos públicos y talleres.¹ Por este motivo, se concluye que en el futuro de estos sistemas, será vital que se preste más atención a la participación de los usuarios, no sólo para que tengan una mayor aceptación y para mejorar su puesta en marcha, sino para cumplir con el ODS 7, que corresponde al suministro de energía limpia y asequible para todos.

Otro esfuerzo por desarrollar sistemas energéticos descentralizados es el de Maheshwari y Ramakumar (2017), llamado *sistemas inteligentes*

¹ Los autores estudiaron los SLES que han operado en Reino Unido. Conforme a su análisis, el gobierno de Reino Unido considera a los SLES como iniciativas energéticas a escala local que tienen elementos de demanda y oferta de energía; además, se integran en la reducción y en la respuesta de la demanda, incluyen el uso innovador de datos o la digitalización; y pueden implicar el comercio local de energía y el equilibrio del sistema. Las tecnologías energéticas en las iniciativas de SLES en Reino Unido fueron evaluadas durante 10 años aproximadamente, tomando en cuenta los principales programas de financiación sobre energía local e inteligente. Los resultados muestran que en Escocia y el sur de Inglaterra se llevó a cabo más de 50% de los sistemas inteligentes de energía local.

integrados de energías renovables (SIREs, por sus siglas en inglés), en el que los autores proponen el uso integrado de varios recursos para satisfacer necesidades energéticas. Los SIREs se componen principalmente de digestores de biogás y estufas, sistemas de conversión eólico-eléctrico, sistemas de conversión eólico-mecánico, módulos fotovoltaicos, bombas de agua, pequeñas centrales hidroeléctricas, tanques elevados de almacenamiento de agua, generadores de biogás, baterías, celdas de combustible, convertidores e inversores (Maheshwari y Ramakumar 2017, p. 5).²

En los países de América Latina también hay estrategias planteadas desde los gobiernos y desde organizaciones sociales para asegurar el acceso a la energía en las zonas rurales. Un ejemplo de iniciativa desde el sector social es la campaña Luces de las Resistencias, que “busca discutir el sentido de la transición energética desde el campo popular y visibilizar alternativas energéticas sostenibles, justas y solidarias” (La Sandía Digital s.f.), la cual puede consultarse en línea mediante el enlace incluido en las referencias de este capítulo.

Otro proyecto relevante es el Yachaywasi Eco-tecnológico, que se desarrolla en Perú. Se define como “un lugar donde las familias rurales encontramos asistencia técnica, financiamiento y servicios para poder implementar en nuestros predios una serie de tecnologías productivas, sociales y ecológicas que nos permitan producir más y vivir mejor” (Yachaywasi Eco-tecnológico s.f.). Las tecnologías integradas se encuentran en tres sectores: 1) tecnologías para mejoras agrícolas –bomba de agua solar, río-bomba, bomba de agua tipo sogá, bomba de agua “sube y baja”, entre otras–; 2) tecnologías para mejoras pecuarias

² De acuerdo con los autores, la metodología planteada para el diseño de los SIREs y para la optimización de costos es la siguiente: 1) etapa de análisis inicial, en la que se determinan las necesidades energéticas, se analizan disponibilidad y condiciones, y se priorizan y seleccionan las tecnologías; 2) etapa de modelado, en la que se modelan los componentes del sistema, su confiabilidad y su costo anualizado, y 3) etapa de optimización, en la que se formulan funciones objetivas y limitaciones, además de aplicarse el algoritmo genético para optimizar costos.

–biodigestores para gas metano y biol, cerco eléctrico solar para ganado, secador solar para plantas, refrigerador y congelador solar, entre otras–, y 3) tecnologías para mejoras en el hogar –cocina solar y de leña, sistemas fotovoltaicos, aerogeneradores, miniplanta de tratamiento de agua, entre otras. El enlace al sitio web de Yachaywasi Eco-tecnológico, con información detallada, se encuentra en el apartado de referencias.

Por último, una iniciativa de aplicaciones ecotecnológicas integradas que presenta una participación preponderante de las mujeres es la “Exhibición virtual de propuestas comunitarias para la transición energética justa de los pueblos y para los pueblos de América Latina” (Censat Agua Viva s.f.), cuyo enlace se puede consultar en las referencias de este capítulo. Entre algunos ejemplos relevantes de esta iniciativa se encuentra, en Colombia, el uso de biodigestores en una reserva campesina, articulados al procesamiento comunitario de producción de alimento, cuyos resultados, según los mismos pobladores, “tienen motivadas a otras familias de la vereda y de la asociación de mujeres para implementar biodigestores como una alternativa de uso de la energía de la biomasa. También ha permitido motivar a los(as) jóvenes para capacitarse en propuestas de transición energética y del buen vivir en el campo” (Censat Agua Viva s.f.). En Guatemala se desarrolló un proyecto de cuatro turbinas hidráulicas comunitarias a pequeña escala, gestionada y construida por comunidades indígenas, y benefició a 1 250 familias con una potencia instalada de 216 kW. En la Amazonía ecuatoriana se diseñó un sistema de minirredes fotovoltaicas y sistemas individuales que benefician a 1 500 familias indígenas con una potencia instalada de alrededor de 1 MWp, donde, además de la organización comunitaria, se promueve la participación de las mujeres como técnica de proyectos. En Chile se presentó un taller comunitario de autoconstrucción de tecnología solar térmica para uso domiciliario, que permite la calefacción de 100 litros de agua con materiales de bajo costo; el taller fungió como ejercicio de autonomía y soberanía energética sobre el territorio en el que se habita.

EXPERIENCIA NACIONAL

En México existen numerosas experiencias de implementación de SERS, por lo menos de manera parcial. Por desgracia, no se cuenta con una base de datos pormenorizada y, sobre todo, actualizada acerca de estos proyectos, razón por la cual en esta sección sólo se hace referencia a algunas alternativas emblemáticas de manera puntual y con ánimo ilustrativo. Así, quedan en el tintero muchas iniciativas valiosas que será importante documentar en estudios exhaustivos.

En 2014, Ortiz Moreno, Masera Cerutti y Fuentes Gutiérrez (2014) revisaron más de 80 proyectos de tipo ecotecnológico, de los cuales un grupo amplio incluía algún tipo de opción energética. En particular, se identificó un conjunto pequeño de organizaciones que estaban desarrollando proyectos muy integrales y transversales, como la Red Iberoamericana para el Desarrollo Sustentable (Reddes), el Grupo para Promover la Educación y el Desarrollo Sustentable A.C. (Grupedsac), el Fondo Procuena Valle de Bravo, la organización Alternativas y Procesos de Participación Social A.C. y el proyecto Familia Rural Sustentable, entre otros.³

De manera reciente, el Grupo de Innovación Ecotecnológica y Bioenergía (GIEB) de la UNAM revisó 19 proyectos activos en el presente

³ Algunos logros sobresalientes de estas organizaciones son los siguientes. En Reddes se integran proyectos de desarrollo, difusión y prueba de ecotecnías con proyectos de producción y difusión de material educativo e informativo en torno a ellos; destaca a su vez su enlace con una red que permite el intercambio libre de información en América Latina. En Grupedsac se definen cuatro necesidades primordiales: agua, alimentación, vivienda y energía; para cada eje se cuenta con ecotecnologías demostrativas en sus centros de capacitación. En el Fondo Procuena proponen un programa de implementación de un paquete ecotecnológico con sistemas integrales de captación de agua de lluvia, estufas de leña mejoradas, sanitarios secos, hortalizas de traspatio y biodigestores. En Alternativas y Procesos de Participación Social se enfocan en el desarrollo sustentable, así como en la seguridad hídrica, alimentaria, económica y ecológica de comunidades rurales de la región mixteca, bajo un enfoque educativo participativo, mezclando saberes tradicionales con tecnologías actuales, donde las comunidades son las que construyen y operan los sistemas adoptados. En el proyecto Familia Rural Sustentable impulsan ecotecnologías en viviendas de zonas marginadas, con intercambio de materiales de construcción por mano de obra; entre los dispositivos construidos están los sistemas de captación de agua de lluvia (SCALL), baños secos, calentadores solares y estufas ahorradoras de leña, entre otros.

y relativamente exitosos, a partir de los cuales se instalaron ecotecnologías energéticas dentro de comunidades rurales de México (mapa 2). En este trabajo se encontró que, a pesar de que las necesidades de energía térmica son dominantes en las comunidades rurales, alrededor de la mitad de los proyectos se dirige a satisfacer necesidades de usos asociados a la electricidad (Arenas 2022).

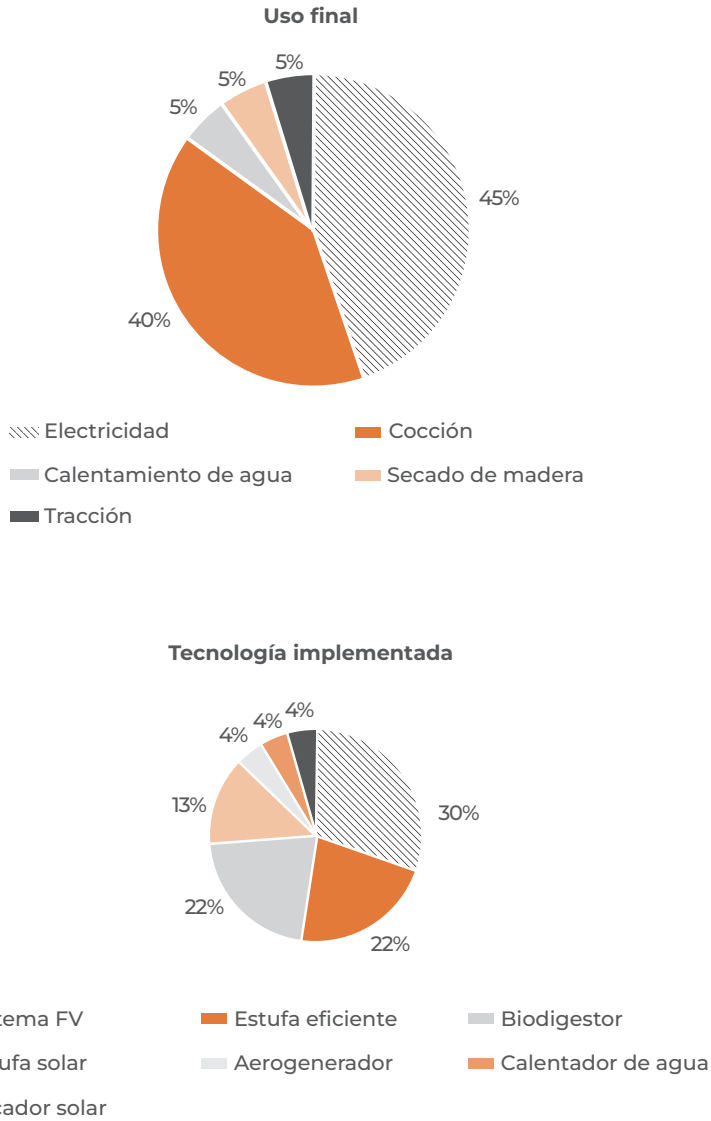
Asimismo, se observó que 78% de los proyectos y las tecnologías asociadas tenía como finalidad utilizarse en la vivienda. El otro 22% estaba destinado a centros productivos de la comunidad. De las tecnologías difundidas en los proyectos analizados, las más relevantes fueron: sistemas fotovoltaicos (30%), estufas eficientes (22%) y biodigestores (22%). Sin embargo, también se incluyeron tecnologías para la tracción, calentamiento de agua y secado de madera, las cuales representaron en conjunto 15% (figura 10).

Mapa 2. Organizaciones involucradas en el desarrollo de proyectos energéticos rurales en México



Fuente: Elaboración propia con base en Arenas (2022).

Figura 10. Proyectos energéticos según su escala, tecnología implementada y uso final



Fuente: Elaboración propia con base en Arenas (2022).

Los casos de estudio analizados representan una diversidad de situaciones en términos de la escala y el alcance de los proyectos, el tipo de tecnología utilizada, el enfoque social, las fuentes y los tipos de financiamiento, así como el tipo de implementación de los proyectos. Las estrategias o razones de éxito varían para cada caso. Por ejemplo, los proyectos realizados en Michoacán implican la participación de las autoridades comunitarias y/o beneficiarios. En estos y otros casos, se llevan a cabo monitoreos y tareas de mantenimiento después de implementar la ecotecnía en la comunidad, lo que ha mejorado los índices de su adopción. Algunas organizaciones realizan alianzas con otras instituciones mediante las cuales aumentan su capacidad para recibir apoyos, recursos y financiamiento y así estar en condiciones de implementar los proyectos. Ha habido subsidios gubernamentales que han ayudado también a cubrir los costos de inversión en las ecotecnologías. Por último, es bueno aclarar que en varios proyectos donde se implementan ecotecnias como estufas Patsari o estufas solares, además de brindar asesoría técnica, se hace conciencia mediante talleres participativos dirigidos al usuario sobre los daños ambientales y a la salud que se derivan por utilizar leña en fogones convencionales para la cocción de alimentos (Berrueta *et al.* 2015; Berrueta, Edwards y Masera 2008; López-Sosa, González-Avilés y Campuzano 2016; Schilmann, Ruiz-García y Serrano-Medrano 2021; Troncoso *et al.* 2018).

REFERENCIAS

- AGECC (2010). *Energy for a sustainable future. The Secretary-General's Advisory Group on Energy and Climate Change (AGECC): Summary and Recommendations*. United Nations Industrial Development Organization (UNIDO).
- Alonso, J., E. del Río, C. Giner... J. Sánchez Jiménez (1993). Investigación-acción-participativa. *Documentación Social. Revista de Estudios Sociales y de Sociología Aplicada*, 92.

- Arenas, E. (2022). *Estudios de caso sobre sistemas de energía rural sustentable en México* [Documento interno]. Morelia: Grupo de Innovación en Ecotecnología y Bioenergía (GIEB), UNAM.
- Benedek, J., T.T. Sebestyén y B. Bartók (2018). Evaluation of renewable energy sources in peripheral areas and renewable energy-based rural development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 90, 516-535. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.020>
- Berrueta, V.M., R.D. Edwards y O.R. Masera (2008). Energy performance of wood-burning cookstoves in Michoacan, Mexico. *Renewable Energy* 33(5): 859-870. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2007.04.016>
- _____, M. Serrano-Medrano, C. García-Bustamante... O.R. Masera (2015). Promoting sustainable local development of rural communities and mitigating climate change: the case of Mexico's Patsari improved cookstove project. *Climatic Change* 2015, 140(1), 63-77. <https://doi.org/10.1007/S10584-015-1523-Y>
- Boege, E. (2008). *El patrimonio biocultural de los pueblos indígenas de México: hacia la conservación in situ de la biodiversidad y agrodiversidad en los territorios indígenas*. México: Instituto Nacional de Antropología e Historia/Comisión Nacional para el Desarrollo de los Pueblos Indígenas.
- Censat Agua Viva (s.f.). Exhibición virtual de propuestas comunitarias para la transición energética justa de los pueblos y para los pueblos de América Latina. *Construyendo justicia climática y transición energética*. <https://transiciones.info/secciones/convocatorias/exhibicion-virtual/>
- Coneval (2020). *Índice de rezago social 2020 a nivel entidad federativa, municipal y localidad*. https://www.coneval.org.mx/Medicion/MP/Paginas/acuerdo_actualizacion_lineamientos_pobreza_2018.aspx
- Contreras, M., M. Serrano-Medrano y O. Masera (2023). *Patrones de consumo energético en el sector residencial de México: un análisis desde la perspectiva de usos finales*. Cuaderno temático no. 1. México: Pronace ECC-Conacyt.
- De Graaf, F. (2018). *New Strategies for Smart Integrated Decentralised Energy Systems*. https://www.metabolic.nl/wp-content/uploads/2018/08/SIDE_SystemsReport-1.pdf

- Del Valle, M. (2020). *Diagnósticos participativos sobre la satisfacción de los servicios energéticos*. Webinario.
- Díaz, R., V. Barrueta y O. Masera (2011). *Estufas de leña*. Colección Cuadernos Temáticos sobre Bioenergía, no. 3. México: Red Mexicana de Bioenergía.
- El Bassam, N., y P. Maegaard (2004). *Integrated Renewable Energy for Rural Communities*. <https://www.elsevier.com/books/integrated-renewable-energy-for-rural-communities/el-bassam/978-0-444-51014-3>
- García-Frapolli, E., A. Schilmann, V.M. Berrueta... O. Masera (2010). Beyond Fuelwood Savings: Valuing the Economic Benefits of Introducing Improved Biomass Cookstoves in the Purépecha Region of Mexico. *Ecological Economics*, 69(12), 2598-2605. <https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2010.08.004>
- García Ochoa, R., y B. Graizbord (2016). Caracterización espacial de la pobreza energética en México. Un análisis a escala subnacional Spatial characterization of fuel poverty in Mexico. An analysis at the subnational scale. *Economía, Sociedad y Territorio*, 16.
- Global Witness (2020). *Land and environmental defenders: annual report archive*. <https://www.globalwitness.org/en/campaigns/environmental-activists/land-and-environmental-defenders-annual-report-archive/>
- Gupta, R., y S. Zahiri (2020). Meta-study of smart and local energy system demonstrators in the UK: Technologies, leadership and user engagement. *IOF Conference Series: Earth and Environmental Science*, 588(2), 220-249. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/588/2/022049>
- IEA (2017). *World Energy Outlook 2017*. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2017>
- Khan, M.H. (2001). *La pobreza rural en los países en desarrollo. Su relación con la política pública*. Fondo Monetario Internacional. <http://www.imf.org>
- La Sandía Digital (s.f.). La campaña. En: *La energía de los pueblos*. Fundación Rosa Luxemburg Stiftung y BMZ. <https://www.laenergiadelospueblos.com/la-campa%C3%B1a>
- López-Sosa, B., M. González-Avilés y H.S. Campuzano (2016). *Sistemas de Cocción Solar: alternativa energética para el sector rural*. *Solid Biofuels View project*

- Desarrollo de tecnologías sustentables View project.* <https://www.researchgate.net/publication/326381001>
- Maheshwari, Z., y R. Ramakumar (2017). Smart Integrated Renewable Energy Systems (SIREs): A novel approach for sustainable development. *Energies*, 10(8), 1-22. <https://doi.org/10.3390/en10081145>
- Martínez-Negrete, M., R. Martínez, R. Joaquín... O.R. Masera (2013). Is modernization making villages more energy efficient? A long-term comparative end-use analysis for Cheranatzicurin village, Mexico. *Energy for Sustainable Development*, 17(5), 463-470. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2013.05.004>
- Masera, O., V. Berrueta, C. García-Bustamante... R. Martínez (2012). *Escenarios de mitigación de gases efecto invernadero, carbono negro y otros forzadores climáticos de vida corta, mediante el uso de biocombustibles sólidos*. México INECC.
- Muhumuza, R., A. Zacharopoulos, J.D. Mondol... Pugsley (2018). Energy consumption levels and technical approaches for supporting development of alternative energy technologies for rural sectors of developing countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 97, 90-102. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.08.021>
- Ortiz Moreno, J., O. Masera Cerutti, A. Fuentes Gutiérrez (2014). *La ecotecnología en México*. México: Unidad de Ecotecnologías del Centro de Investigaciones en Ecosistemas, UNAM, Campus Morelia.
- Rosyidi, S.A.P., T. Bole-Rentel, S.B. Lesmana y J. Ikhsan (2014). Lessons Learnt from the Energy Needs Assessment Carried out for the Biogas Program for Rural Development in Yogyakarta, Indonesia. *Procedia Environmental Sciences*, 20, 20-29. <https://doi.org/10.1016/J.PROENV.2014.03.005>
- Schilmann, A., V. Ruiz-García, M. Serrano-Medrano... O. Masera (2021). Just and fair household energy transition in rural Latin American households: Are we moving forward? *Environmental Research Letters*, 16(10). <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ac28b2>
- Sener (2020). *Balance Nacional de Energía 2019*. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/618408/20210218_BNE.pdf

- Toledo Manzur, V.M. (2013). El paradigma biocultural: crisis ecológica, modernidad y culturas tradicionales. *Sociedad y Ambiente*, 1, 50-60. <https://doi.org/10.31840/SYA.V0I1.2>
- Troncoso, K., K.R. Smith... A.S. da Silva (2018). Afecciones respiratorias por el uso de leña y carbón en comunidades de Paraguay. *Pediatría (Asunción)*, 45(1), 45-52. <https://doi.org/10.31698/PED.45012018006>
- Unidad de Ecotecnologías de la UNAM (s.f.). *Ecoteca*. Grupo de Innovación Ecotecnológica y Bioenergía e Instituto de Investigaciones en Ecosistemas y Sustentabilidad, UNAM. <https://ecotec.unam.mx/ecoteca-inicio>
- Yachaywasi Eco-tecnológico (s.f.). *Yachaywasi Eco-tecnológico*. https://yachaywasiecotecnologico.pe/renov_web/

3.5 Generación de electricidad distribuida y renovable: una opción para la democratización energética en México

Rigoberto García Ochoa
Vanessa Magar
Jesús Antonio del Río Portilla

INTRODUCCIÓN

La democracia energética es un término que hace referencia a movimientos sociales que cuestionan la visión dominante de los procesos de producción y consumo de energía caracterizados por el uso intensivo de recursos fósiles y por sistemas centralizados que aprovechan las economías de escala y los mecanismos de mercado tradicionales. Estos movimientos sociales contestatarios iniciaron en Estados Unidos y Europa con una base ideológica que impulsa la autogestión de los procesos de generación distribuida y consumo energético a pequeña escala, sea a nivel individual, comunitario o incluso de la localidad (Burke y Stephens 2017). Así, el vínculo entre generación distribuida y democracia es un tema que desde sus inicios se ha alejado de las discusiones tradicionales en torno al manejo de los sistemas energéticos por parte del Estado o del libre mercado. Estos movimientos han impulsando procesos de autogestión comunitarios donde se considera a los usuarios como agentes sociales que participan activamente en la transición energética y en la justicia climática global.

Cabe destacar que este tema se ha posicionado con el tiempo de manera consistente en el imaginario social de Estados Unidos y Europa debido a su uso en los medios de comunicación entre analistas y políticos; y, en consecuencia, la *democracia energética* se ha convertido también en un incipiente tema de investigación científica. En esta línea, van Veelen y van der Horst (2018) señalan que el término fue acuñado por primera vez en la literatura científica especializada en 2003, pero fue a partir de 2010 cuando apareció con mayor frecuencia. Los mencionados autores identificaron en su revisión de la literatura dos dimensiones principales: la primera es que la democracia energética se centra en cómo los sistemas eléctricos en conjunto con la economía y la sociedad deben volverse más inclusivos; la segunda, que el poder político y la toma de decisiones en torno a estos sistemas debería delegarse al nivel local.

En el caso de México, la democracia energética es un término que ha empezado a manejarse por parte de organizaciones no gubernamentales y colectivos preocupados por las desigualdades sociales relacionadas con la falta de acceso a los servicios que brinda la energía, así como por la calidad y seguridad de su suministro y los impactos ambientales a escala local y global que derivan de los patrones de producción y consumo. En el ámbito científico destaca el trabajo de Baker (2016), quien —empleando el marco teórico de la justicia energética e incorporando los conceptos de justicia climática, justicia ambiental y democracia energética— analizó cómo la apertura al capital privado por parte del sector energético —a raíz de la reforma de 2014— afectaría la resiliencia de comunidades al cambio climático, así como la satisfacción de sus necesidades energéticas. La autora concluye que “las reformas pueden verse como una oportunidad sin precedentes para la generación de energía liderada por la comunidad” (Baker 2016, p. 390), e incluso afirma que los ejidos pueden aprovechar dicho marco para gestionar —mediante procesos participativos de los miembros de las comunidades— la forma en que generen y usen su energía.

En resumen, energía renovable distribuida y democracia energética conforman un binomio conceptual que está cobrando cada vez más

presencia como tema de investigación en Europa y empieza a analizarse en México, aunque de manera incipiente. Con estos antecedentes, el objetivo de este capítulo es presentar un panorama general e introductorio sobre la generación distribuida y renovable a pequeña escala como una opción para democratizar la energía en México, así como coadyuvar al desarrollo sustentable de una parte de la población.

La estructura del capítulo es la siguiente. Primero describimos cómo la producción centralizada de electricidad en centrales que aprovechan las economías de escala se convirtió en el paradigma dominante del siglo xx, un paradigma consustancialmente vinculado a las profundas transformaciones económicas y urbanas ocurridas en México durante este siglo. En seguida, comentamos la forma en que dicho paradigma se ha desacoplado respecto de las necesidades de una parte significativa de la población, con base en tres temas principales: 1) mejorar el acceso a los servicios de energía; 2) acelerar la transición hacia energías renovables, y 3) mejorar la seguridad energética. Después planteamos una serie de ideas que, desde nuestra perspectiva, deben aplicarse en México para que la electricidad sea un energético más democrático que acompañe el futuro desarrollo sustentable del país en la era pospandemia. Por último, presentamos comentarios finales y conclusiones.

ELECTRICIDAD Y DESARROLLO DE MÉXICO DURANTE EL SIGLO XX

Los orígenes del uso masivo de la electricidad se vinculan inherentemente a la modernidad, a tal grado que ya en pleno siglo xxi es innegable el vínculo entre electricidad, desarrollo y urbanización. Casi cualquier actividad que realicemos hoy tiene una huella eléctrica, tanto en nuestros hogares como en todos los sectores productivos. La electricidad ha ejercido un poder transformador sin precedentes y marcó un cambio histórico en la forma en que vivimos por tres razones (Bryce 2020): *iluminación, disponibilidad y densidad de potencia*.

La iluminación eléctrica hizo posible realizar actividades cotidianas cuando falta la iluminación natural, y amplió las escasas opciones de iluminación que existían, como la quema de leña en fogatas o chimeneas, el uso de antorchas, velas o linternas, y la iluminación de gas –el sistema más utilizado hasta entonces en las ciudades. El invento de la lámpara o foco incandescente por Thomas Alva Edison redujo el costo de la iluminación y condujo a una mayor seguridad, ya que –como señala Nye (1990)– las fallas de las lámparas de gas o aceite podían producir explosiones e incendios en las viviendas.

La electricidad significó también disponibilidad, al contar con energía “instantánea” para toda una variedad de servicios –iluminación, energía motriz, climatización, comunicación e información, entre otros. Debido a que la disponibilidad nos permite realizar actividades de manera más rápida y económica, el acceso a la electricidad es uno de los indicadores más utilizados para medir el desarrollo económico de los países.

En cuanto a la densidad, Bryce (2020, p. 15) comenta que la electricidad es un energético capaz de “aumentar la densidad de potencia, la cantidad de energía que se puede aprovechar en un volumen, área o masa determinada”. Justo por esta razón, la electricidad está intrínsecamente vinculada a la transformación urbana mundial del siglo xx. Tres cuartas partes de la electricidad mundial se consumen en las ciudades y éstas ocupan sólo 3% de la superficie terrestre.

Al respecto, la primera red eléctrica comercial se construyó en 1882 por la empresa de Edison en el área baja de Manhattan, Nueva York, y utilizaba corriente continua, conocida también como corriente directa. La corriente continua se caracteriza por un flujo de carga constante y unidireccional, y presenta la ventaja de poder almacenarse en baterías. No obstante, su principal desventaja es que resulta impráctico conducirla a grandes distancias por las pérdidas de transmisión. De esta manera, *el inicio de la era de la electricidad se caracterizó por sistemas descentralizados y distribuidos*, pero la situación cambió radicalmente con el

invento del motor de inducción de corriente alterna por Nicola Tesla, así como del transformador eléctrico por los ingenieros húngaros Miksa Déri, Ottó Titusz Bláthy y Károly Zipernowsky (Bryce 2020). Inició entonces la era del predominio de la corriente alterna por sus ventajas técnicas, sobre todo por el hecho de que puede transportarse a grandes distancias con pérdidas relativamente pequeñas.

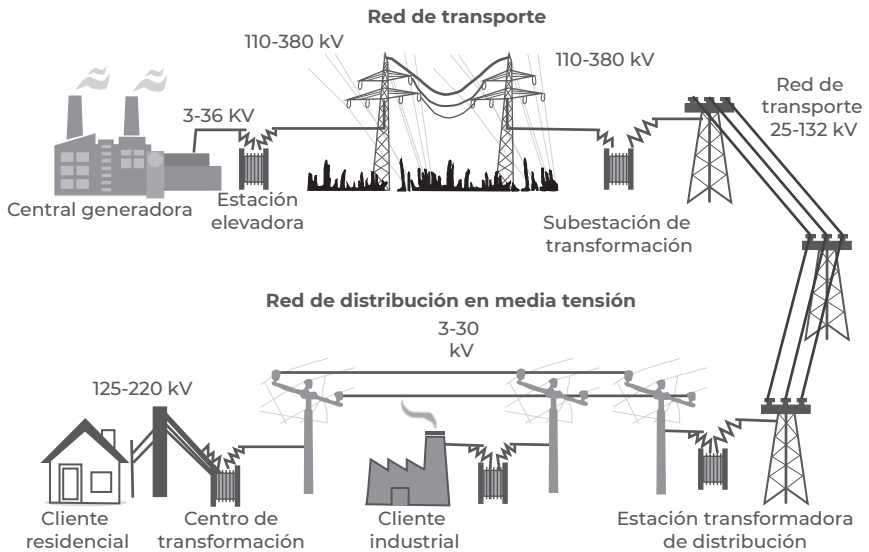
En Estados Unidos, la llamada “guerra de las corrientes” entre las compañías General Electric de Edison –que impulsaba corriente continua– y Westinghouse Electric de George Westinghouse y Nicola Tesla –que impulsaba corriente alterna– fue ganada por estos últimos. Desde entonces, los sistemas eléctricos de potencia que conocemos en todo el mundo se manejan con corriente alterna. Estos sistemas aprovechan las economías de escala inherentes a las grandes centrales eléctricas de carbón, gas natural, petrolíferos como el combustóleo y el diésel, uranio, agua, vapor endógeno, sol y viento, que generan electricidad transportable mediante líneas de transmisión y distribución que la hacen llegar al punto de consumo final (figura 1).

Estos sistemas han sido a su vez un factor clave para la transformación urbana ocurrida en el mundo (Bryce 2020), ya que es en las ciudades donde se concentra la mayor proporción de la población mundial, así como las actividades productivas inherentes a los sectores industrial, transporte, comercial y de servicios.

En México el proceso de electrificación inició en 1879 con la primera central de generación, construida en León, Guanajuato, para suministrar electricidad a industrias textiles. El proceso se fue expandiendo en el territorio nacional para ofrecer este servicio a los sectores industrial y minero, así como a las áreas urbanas. En 1881, con la entrada en operación del alumbrado público en la Ciudad de México, el gobierno de Porfirio Díaz otorgó a la energía eléctrica el carácter de servicio público. En 1889 fue inaugurada la primera central hidroeléctrica del país en Batopilas, Chihuahua, manejada por la empresa de capital canadiense The Mexican Light and Power Company Limited, responsable también

de la central hidroeléctrica Necaxa, que empezó a operar en 1903. Así, la profunda transformación económica, urbana e industrial que experimentó México durante el siglo xx se vio acompañada por el crecimiento constante de la generación eléctrica.

Figura 1. Fases de los sistemas eléctricos



Fuente: Elaboración propia.

García (2014) comenta al respecto que en 1910 el producto interno bruto (PIB) de México era aproximadamente de 500 mil millones de pesos –precios constantes 2013–, cerca de 9% de la población vivía en áreas urbanas y se generaban sólo 367 Gigawatt-hora (GWh), mientras que al final del siglo xx, justo en el año 2000, el PIB nacional era cercano a los 13 100 millones, poco más del 70% de la población era urbana y se generaban 203 000 GWh. Ya en 2020, con una población total ligeramente superior a los 126 millones de habitantes, de los cuales 79% vive

en localidades urbanas (Inegi 2021a), el Sistema Eléctrico Mexicano (SEM) generó cerca de 326 000 GWh. Este intenso proceso de transformación urbana que vivió México durante el siglo xx, y que todavía continúa, se ha materializado en una mayor concentración de población y actividades económicas en espacios urbanos, con un crecimiento de todos los sectores económicos y con un aumento sin precedentes en la generación de electricidad.

Hacia finales de la década de 1930, sólo 28% de la población mexicana disponía de energía eléctrica en sus viviendas, la energía eléctrica era manejada por compañías extranjeras que atendían sólo a las áreas de influencia que les permitían maximizar sus ganancias, las tarifas eran elevadas y había constantes fallas en el suministro (CFE 2022). Ante esta situación, en 1937 se creó la Comisión Federal de Electricidad (CFE) con el objetivo de organizar y dirigir todos los sectores del SEN —es decir, generación, transmisión, distribución y comercialización— con base en los que se consideraron “principios técnicos y económicos, sin propósitos de lucro y con la finalidad de obtener con un costo mínimo, el mayor rendimiento posible en beneficio de los intereses generales” (CFE 2022). Lo anterior sentó las bases para la llamada nacionalización de la industria eléctrica en 1960. Más adelante, a raíz de la reforma energética promulgada en 2013 (Decreto 2013), la CFE se transformó en una empresa productiva del Estado, y su cadena de valor se segmentó en nueve empresas subsidiarias y cuatro filiales para participar en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en conjunto con compañías privadas que participan en el área de generación. En cuanto al acceso a la electricidad, en 2013 ya 99% de la población contaba con este servicio, alcanzando un 99.3% en 2020 (Inegi 2021a).

En la actualidad, el SEM cuenta con 1 265 centrales eléctricas bajo las modalidades de CFE: productores independientes, autogeneración y generadores; y poco más de 110 000 km de líneas de transmisión divididos de la siguiente manera: 26 098 km en líneas de 400 kilovoltios (kV), 29 723 km en 230 kV y por último 54 526 km en líneas menores a 230 kV (CRE 2022).

IMPRONTA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA COMO ESTRATEGIA DE DESARROLLO SUSTENTABLE

Durante el siglo xx y hasta la actualidad la cadena de valor de los sistemas eléctricos se ha caracterizado por una estructura integrada verticalmente que aprovecha las economías de escala de grandes centrales eléctricas, lo que en el argot de la economía se conoce como *big is beautiful*.⁴ Además, estos procesos de generación utilizan de manera intensiva recursos fósiles como carbón, petrolíferos y gas natural en centrales térmicas, o bien uranio en centrales nucleares. En cuanto a los recursos renovables, el agua ha sido tradicionalmente el más utilizado en centrales hidroeléctricas y en menor medida el vapor endógeno en centrales geotérmicas, aunque en los últimos años –debido al impulso que han recibido las energías renovables no tradicionales para confrontar el cambio climático– se están utilizando grandes centrales eólicas y solares.

En el caso de México, la figura 2 muestra el balance de electricidad correspondiente a 2020 (Sener 2022), donde podemos visualizar la cadena de valor del sistema eléctrico completo. En el esquema se muestran los cuatro tipos de generadores que, bajo el marco regulatorio actual, participan en el mercado eléctrico nacional con los siguientes porcentajes: i) centrales de la CFE, 37%; ii) productores independientes (PIE), 31%; iii) autogeneradores, 23%, y iv) centrales generadoras, 9%. Si bien estas cifras indican que la autogeneración tiene una proporción significativa en la generación de electricidad en México, habría que destacar que 92% de la capacidad instalada de

⁴ Este término ha sido utilizado para defender las visiones de las grandes empresas transnacionales, en detrimento de las pequeñas y medianas empresas. Uno de los autores que ha sostenido esta postura es el economista Robert Atkinson (Atkinson y Lind 2018). En el sector energético se ha hecho referencia a este término desde la década de 1970, con mayor uso en la de 1990, en foros y seminarios, haciendo alusión al aprovechamiento de las economías de escala de las grandes centrales eléctricas. Con ello, se cuestionaba la visión del economista Ernst Friedrich Schumacher (1973), quien acuñó el término contrario: *small is beautiful*.

dichas centrales se destina al sector industrial, 5% a la minería y el resto a los sectores gubernamental, comercio y servicios (figura 2).

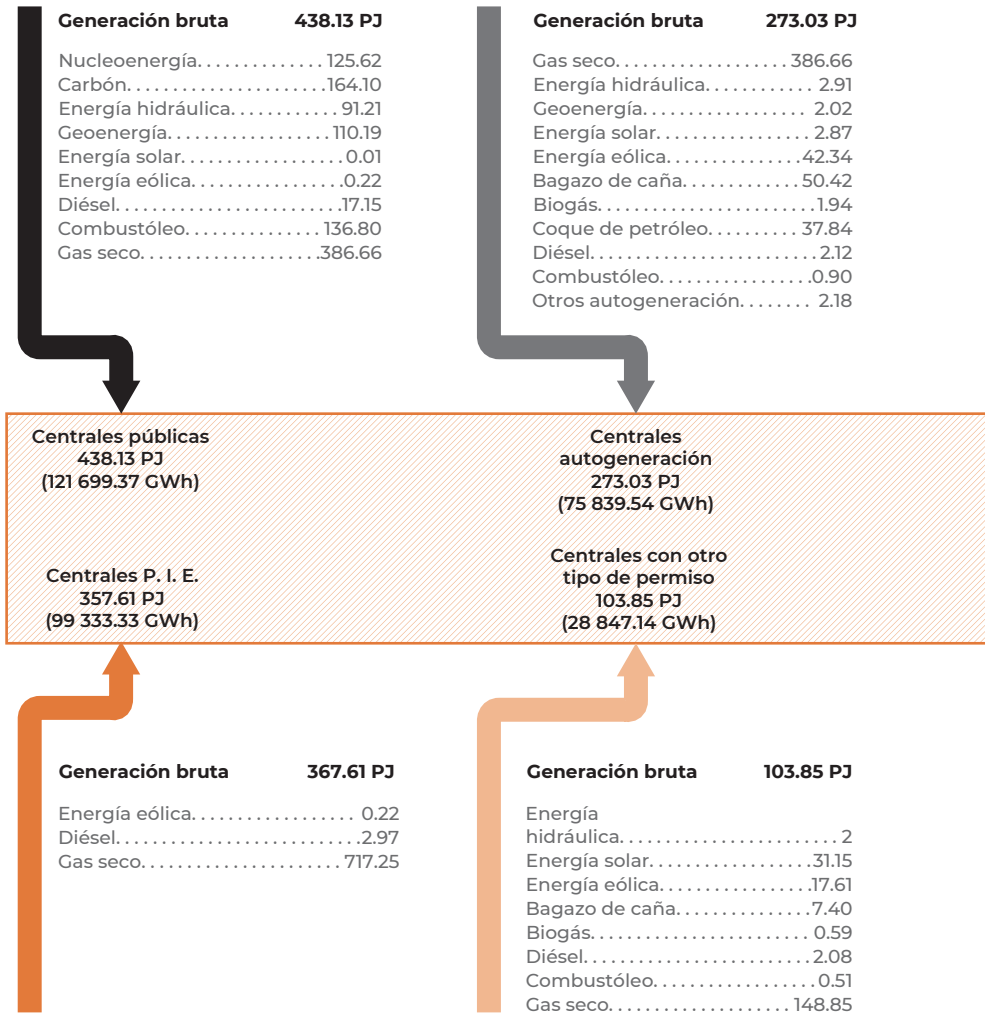
La participación en la generación distribuida a pequeña escala en el sector residencial es todavía marginal. De acuerdo con el Inegi (2020), sólo 0.3% de las casi 35 millones de viviendas en México obtiene electricidad mediante paneles fotovoltaicos. A nivel estatal este indicador presenta pocas diferencias: sólo Campeche, Baja California Sur y Durango tienen proporciones entre 1.0 y 1.2%; Chihuahua 0.6%; 15 entidades oscilan entre 0.1 y 0.3%; y el resto 0% (véase “Anexos”, mapa 1). Si tomamos en cuenta que la mayor parte del territorio tiene un alto potencial para la generación fotovoltaica –con valores promedio que rondan los 5 KWh-metro cuadrado por día, alcanzando los 7.5 en algunas regiones como el norte de México– identificamos una gran oportunidad para un incremento significativo en la generación distribuida con energías renovables.

Sin embargo, como ya lo comentamos, en México todavía se concibe la generación de energía como un hecho centralizado que necesita de las redes de transmisión y distribución, aunque esta visión ha sido cuestionada por segmentos de la sociedad que pugnan por sistemas menos centralizados y más democráticos, en los cuales los usuarios finales dejen de ser agentes pasivos para convertirse en “prosumidores” –agentes activos que generen y gestionen electricidad en sus hogares y comunidades para satisfacer sus propias necesidades energéticas. Esta nueva visión está en proceso de consolidación y se sustenta en tres dimensiones principales que explicamos a continuación: acceso, transición y seguridad.

ACCESO A LOS SERVICIOS ENERGÉTICOS

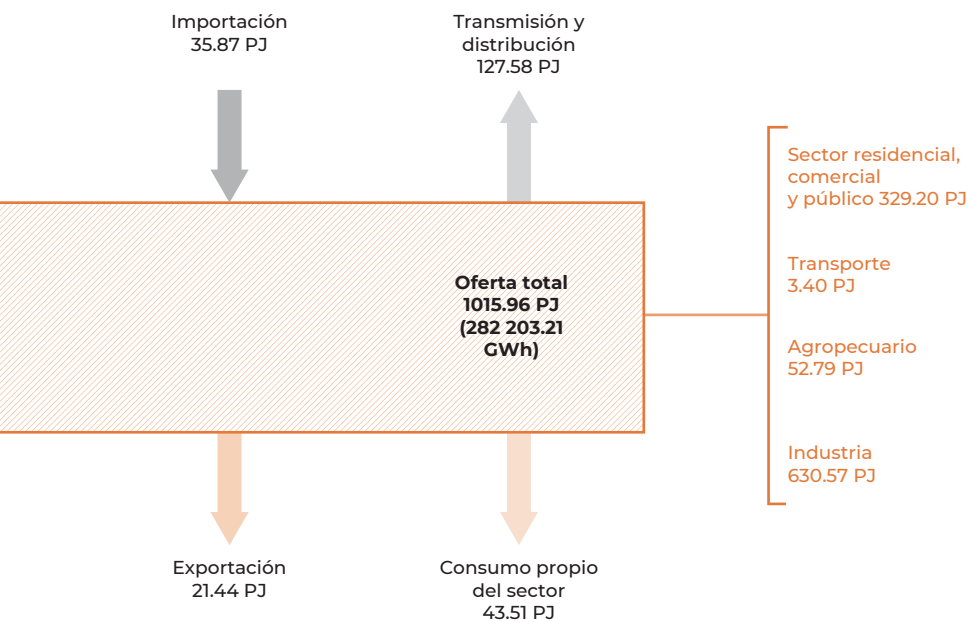
En nuestro país, como en casi toda la región de América Latina y el Caribe, se presenta una clara diferenciación entre acceso a la electricidad y acceso a los servicios que brinda la electricidad. Esto se debe a que si bien estamos cerca de lograr el acceso universal a la electricidad,

Figura 2. Balance nacional de electricidad de México (2020)



Fuente: Sener (2022).

GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD DISTRIBUIDA Y RENOVABLE



alrededor de 36% de la población mexicana sufre, sin embargo, algún tipo de pobreza energética (García y Graizbord 2016); en otras palabras, dicho porcentaje sufre la privación de al menos uno de los servicios que brinda la electricidad: iluminación adecuada; entretenimiento, información y conocimiento; higiene y limpieza; preservación de alimentos; confort térmico (véase capítulo 1.10).

En esta línea, García, Ávila y Cravioto (2022) realizaron un análisis sobre la privación de los principales servicios de energía y la vulnerabilidad tanto económica como alimentaria a nivel municipal. La figura 3 muestra los resultados de dicho trabajo que resumimos a continuación:

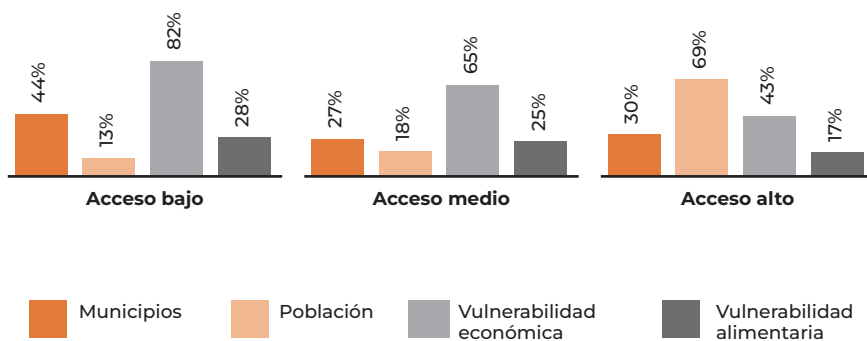
- 1 070 municipios en el país, eminentemente rurales, presentan los niveles más bajos de acceso a los servicios de electricidad y los niveles más altos de vulnerabilidad económica y alimentaria.
- 649 municipios semiurbanos muestran niveles de acceso medio a los servicios de la electricidad, muy alta vulnerabilidad económica y alta vulnerabilidad alimentaria.
- 727 municipios, eminentemente urbanos, presentan niveles altos de vulnerabilidad económica y medios en vulnerabilidad alimentaria.

Estos resultados evidencian una correlación a nivel municipal entre acceso a los servicios eléctricos, estrato urbano y rural, y vulnerabilidad económica y alimentaria. Es claro entonces que, en la actualidad, *los servicios que brinda la electricidad no son para todos.*

TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Además de la pobreza energética, se añade el paradigma dominante de los sistemas eléctricos que es el uso intensivo de recursos fósiles, por lo que la generación de electricidad es una de las principales fuentes

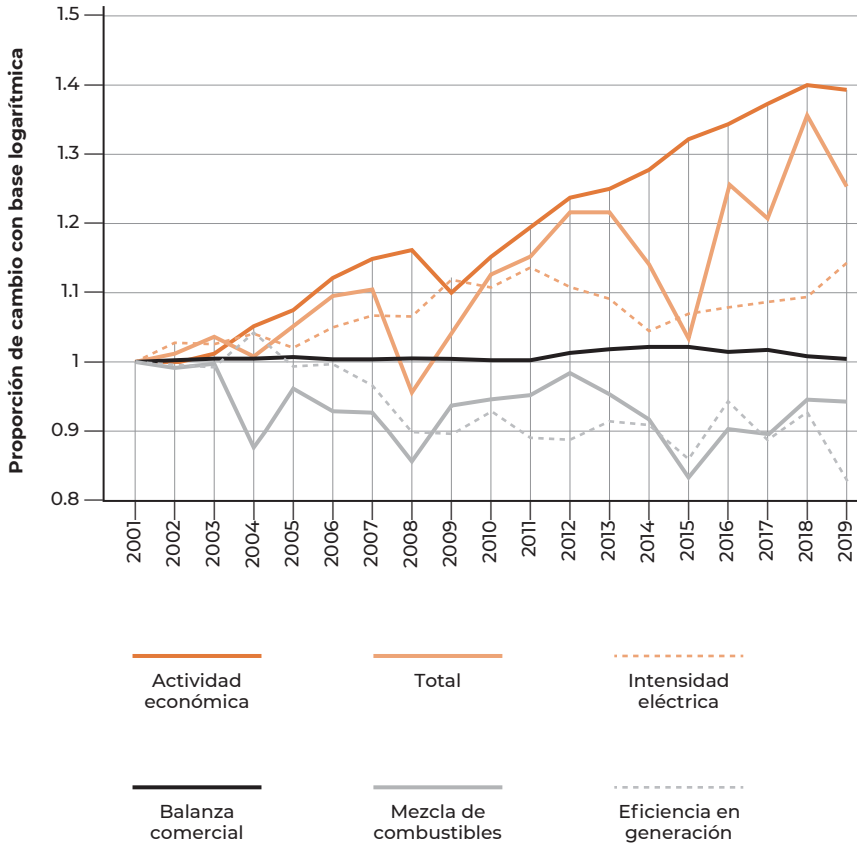
Figura 3. Acceso a los servicios de energía a nivel municipal y su vínculo con la vulnerabilidad económica y alimentaria



Fuente: Elaboración propia con base en García, Ávila y Cravioto (2022).

de CO₂ en el mundo. En el caso de México la generación eléctrica es la principal fuente, con 32% de las emisiones totales. En esta línea, García (2023) analizó la evolución de las emisiones eléctricas y sus factores determinantes en el periodo 2001-2019 mediante un análisis de descomposición de índices. Los resultados de dicho trabajo muestran que, si bien el Estado mexicano ha incorporado criterios de sustentabilidad en sus políticas energéticas desde principios de 1980, las emisiones eléctricas crecieron 25.2% en dicho periodo, siendo el PIB nacional el factor que más contribuyó a este crecimiento, seguido de la intensidad eléctrica (figura 4). Lo anterior significa que en 2019 se requería consumir más electricidad para producir una unidad monetaria del PIB nacional igual a la de 18 años atrás, es decir, la eficiencia en el consumo eléctrico de la actividad económica total del país fue mayor en 1999 que en 2019. Los únicos factores que contribuyeron a la reducción de emisiones –insuficiente por las razones que acabamos de comentar– fueron la eficiencia de las centrales eléctricas y la mezcla de combustible, ambos vinculados directamente al incremento de centrales de ciclo combinado que operan con gas natural.

Figura 4. Evolución de las emisiones eléctricas y sus factores determinantes



Fuente: García (2023).

Ante este escenario, podemos concluir que el SEM y el uso de recursos fósiles *no han entrado en una ruta de sustentabilidad*, ya que la actividad económica total del país ha producido un incremento de las emisiones eléctricas que no pudo reducirse, o al menos estabilizarse, ni con el uso de energías menos contaminantes ni con la eficiencia energética de todos los sectores productivos. Por tal motivo, se evidencia la imperiosa

necesidad de una transición hacia energías renovables para descarbonizar la economía nacional acompañada de llevar a cabo una mayor eficiencia en el consumo.

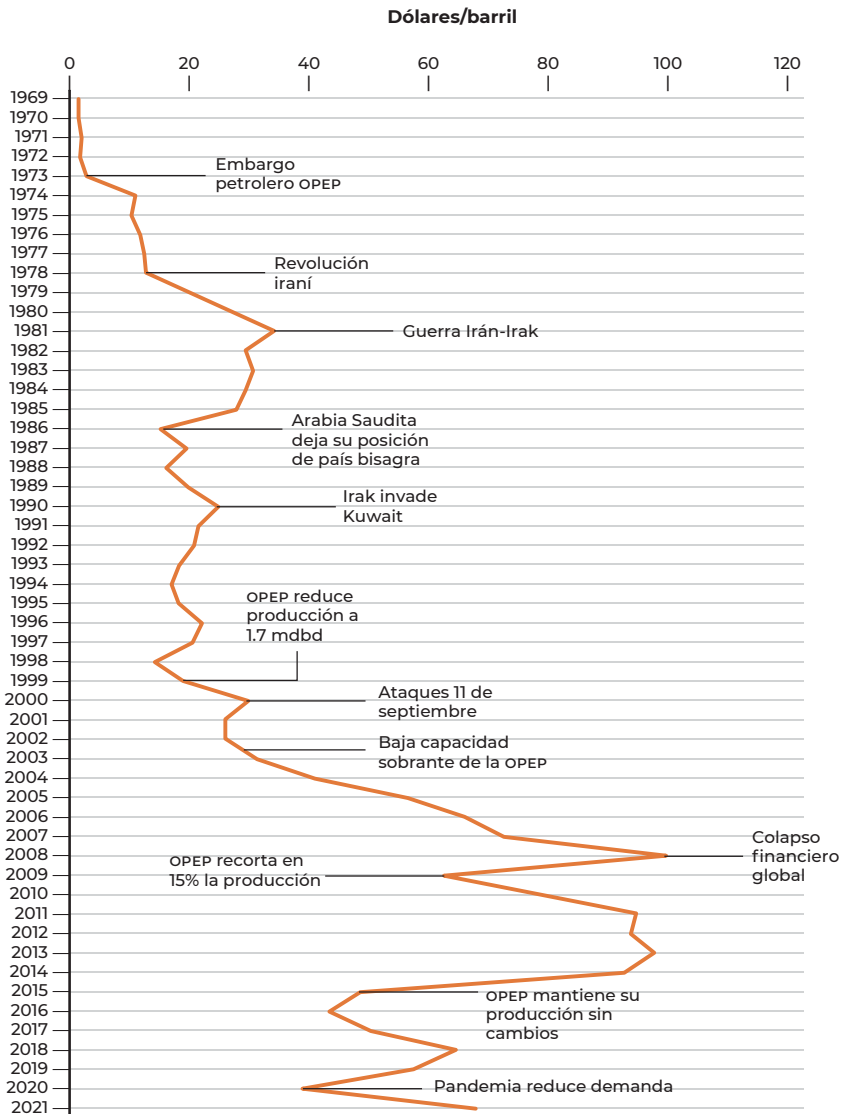
SEGURIDAD ENERGÉTICA

Desde la primera crisis mundial del petróleo –de finales de 1973 a la actualidad, incluida la invasión de Rusia a Ucrania–, la geopolítica del crudo ha alterado la seguridad energética global (véase capítulo 1.2). Conflictos bélicos, colapsos financieros y estrategias de recorte o incremento de la producción petrolera han ocasionado un sinnúmero de vaivenes en el precio internacional del petróleo (figura 5). Por si fuera poco, además de las dimensiones de carácter geopolítico, varios eventos climáticos extremos han afectado también la cadena de suministro de energía en las regiones donde se presentan.

Por ejemplo, en febrero de 2021 se produjo un corte masivo de electricidad en Texas, que perjudicó a cerca de cuatro millones de personas a causa de una ola de frío extremo que azotó el sureste de Estados Unidos. Esto se produjo debido a que el clima afectó la cadena de suministro de gas –se congelaron los pozos– a las centrales eléctricas, mientras que incrementaba al mismo tiempo la demanda de este combustible para calefacción. Lo que debemos tener presente en relación con este punto es que el gas que se utiliza en México para generar electricidad en las centrales de ciclo combinado proviene casi en su totalidad de Texas, por lo cual, al cortarse la cadena de suministro, se produjeron también cortes de electricidad en México, afectando a millones de personas (véase capítulo 1.3).

Reconocer las dimensiones geopolíticas y climáticas de las que depende la seguridad energética puede ayudarnos a tomar conciencia de la vulnerabilidad de los sistemas eléctricos. Para atender esta situación es necesario desarrollar sistemas eléctricos más resilientes que incrementen la seguridad energética de la población y de todos los sectores productivos, asegurando un suministro de energía asequible

Figura 5. Evolución del precio internacional del barril de petróleo para el periodo 1969-2021



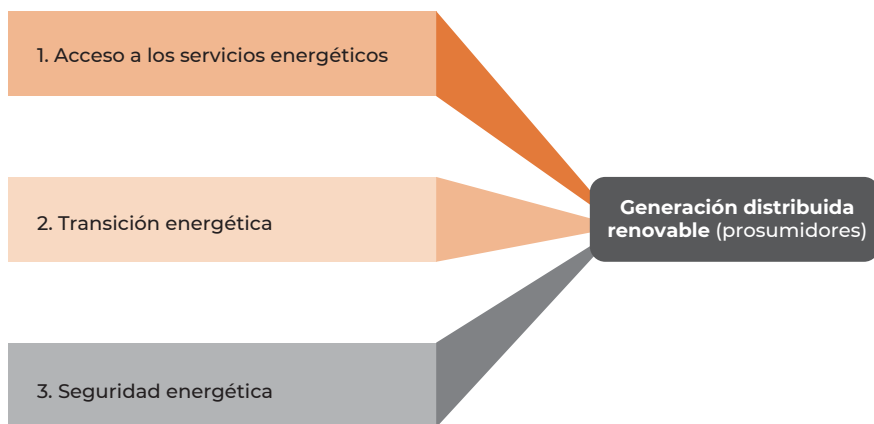
Fuente: Elaboración propia con datos de IEA (2022a).

y de calidad, y evitando los impactos tanto económicos como sociales procedentes de los incrementos de precios de la electricidad y de la amenaza externa de desabasto energético. Lograrlo implica pensar en diferentes estrategias, como cambios en el marco regulatorio, políticas energéticas que impulsen la eficiencia y el uso de energías renovables, así como la generación distribuida a pequeña escala.

GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Asegurar el acceso a los servicios que brinda la energía eléctrica, impulsar la transición hacia energías renovables e incrementar la seguridad energética (figura 6) son tres metas que requieren cuestionar, en menor o mayor grado, la pertinencia técnica y económica de los sistemas eléctricos tradicionales, caracterizados por un esquema vertical en el cual se unen los segmentos de la cadena de valor que conforman dicho sistema: generación con centrales eléctricas grandes o medianas; un sistema de transmisión de naturaleza monopolista; diferentes sistemas de distribución conectados a la red de distribución, y la comercialización de la electricidad en los sectores industrial, residencial, comercial, servicios, agropecuario y transporte. Ante estos cuestionamientos, consideramos que la generación distribuida renovable es una alternativa que puede complementar los sistemas eléctricos tradicionales con miras a lograr un desarrollo económica y socialmente más equitativo, así como una transición energética justa. Como se mencionó antes, esto implica un enfoque más democrático en el que las personas se conviertan en prosumidores (productores-consumidores).

En esta línea, Burke y Stephens (2017) comentan que el término *democracia energética* surgió en el ámbito de los movimientos sociales de Estados Unidos y Europa para vincular la transición energética con el desarrollo económico equitativo y con la justicia social. La idea de vincular energía y democracia, de acuerdo con Szulecki y Overland (2020), cobró popularidad a partir de 2010, ya que empezó a ser utilizada por

Figura 6. Factores que sustentan la pertinencia de la generación distribuida

Fuente: Elaboración propia.

analistas y actores políticos, pasando después a la literatura académica. Una de las principales características del movimiento que pugna por la democracia energética es que busca reemplazar los sistemas energéticos centralizados y basados en combustibles fósiles por sistemas más locales o regionales que utilicen tecnologías renovables de forma descentralizada (Verbong y Geels 2012). Esto es justo lo que nosotros analizamos en este capítulo para el caso de México, pues consideramos que en el corto plazo la generación distribuida de electricidad renovable puede convertirse en una alternativa factible para alcanzar una mayor democratización energética en el país.

En el contexto económico actual, la energía es un producto de intercambio comercial capaz de producir plusvalía y, debido a la visión tradicional cuasi monopolística y vertical de los sistemas eléctricos, la mayoría de los países han desarrollado sistemas oligopólicos constituidos por compañías transnacionales. No obstante, las innovaciones realizadas en las tecnologías renovables –en especial la tecnología fotovoltaica

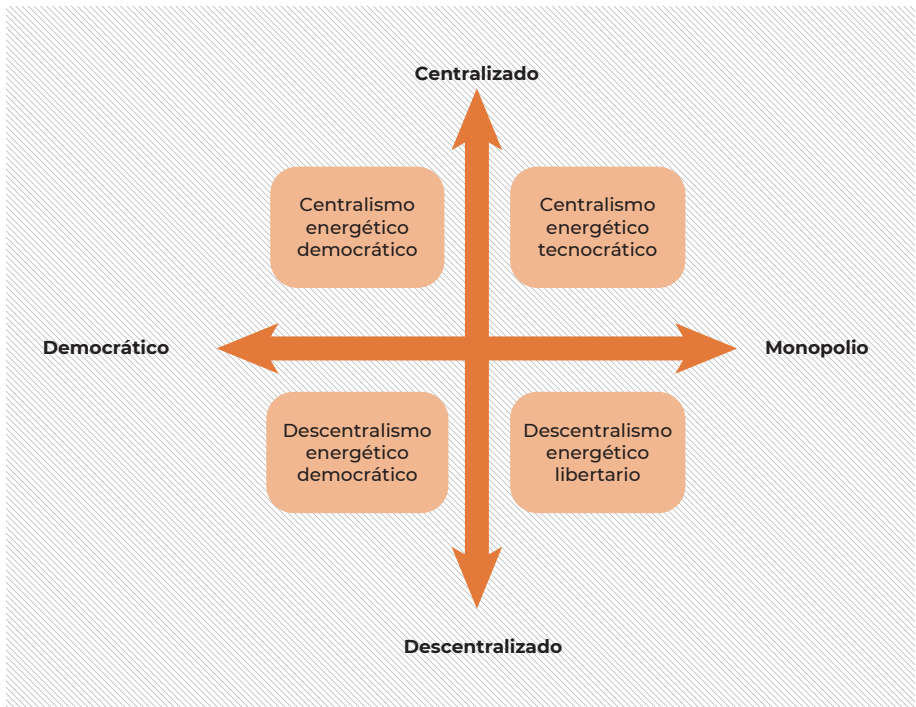
(véase capítulo 2.1)– han mostrado de manera consistente que es posible generar electricidad *in situ*, de manera competitiva y sin las externalidades ambientales que implica para el calentamiento global antropogénico la quema de combustibles fósiles. Más aún, las sociedades pueden organizarse en forma democrática para atender los suministros energéticos evitando así que la toma de decisiones en torno al suministro de energía eléctrica sea monopolizada. Con estas dos ideas, presentamos a continuación una propuesta que desde nuestra perspectiva puede convertirse en un insumo conceptual y metodológico para analizar la generación distribuida de electricidad renovable y la flexibilidad, de acuerdo con las capacidades locales, para construir estrategias de democratización energética en México.

FUTUROS ENERGÉTICOS POTENCIALES

Thombs (2019) conceptualizó diferentes posibilidades para un futuro energético al establecer para ello un espacio bidimensional en el cual confluyen la organización estructural de lo social y la escala del sistema energético (figura 7). En la primera dimensión –eje “X”– la organización estructural varía en función del nivel de participación de los individuos en la toma de decisiones, procesos de autogestión deliberativos y capacidad de organización en torno a la gestión de la energía, cubriendo un espectro que va de lo democrático a lo monopolístico. En la segunda dimensión –eje “Y”–, la escala varía de sistemas descentralizados a centralizados. Los primeros son aquellos en los cuales todos los aspectos del sistema se concentran en un nivel micro, donde la producción y el consumo energéticos están relativamente cercanos; mientras que, en los sistemas centralizados, la generación, transmisión y distribución de energía ocurren a nivel agregado, es decir, la producción de energía está separada de los usos finales. Con este marco conceptual podemos construir la siguiente tipología de sistemas energéticos: *i*) descentralismo energético libertario; *ii*) centralismo energético

tecnocrático; *iii*) centralismo energético democrático, y *iv*) descentralismo energético democrático.

Figura 7. Cuatro escenarios energéticos potenciales



Fuente: Thombs (2019, p. 161).

El escenario *descentralismo energético libertario* consiste en tecnologías de energía distribuida que pertenecen y son operadas en su mayoría por empresas privadas que maximizan las ganancias con una modesta supervisión y regulación gubernamental; mientras que el escenario *centralismo energético tecnocrático* consiste en un sistema energético en el cual el control se halla centralizado –con independencia de que las tecnologías sean de propiedad estatal, privada o una combinación de

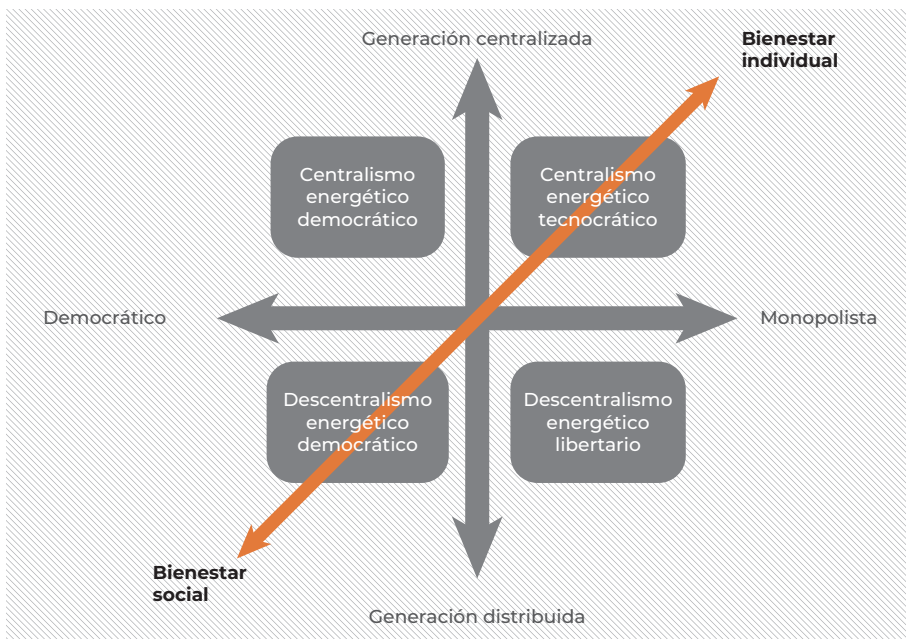
ambas— y las decisiones relacionadas con el sistema se adoptan con base en aspectos tecnócratas. Por otra parte, en el escenario *centralismo energético democrático* la toma de decisiones es democrática, pero tanto las tecnologías como los sistemas son centralizados, y por último, el *descentralismo energético democrático* contempla la toma de decisiones democrática y añade la operabilidad descentralizada de las fuentes de energía mediante la generación distribuida, tecnologías de red y cercanía entre la generación y el uso de la energía. Estos escenarios sintetizan de forma novedosa nuestras opciones a futuro. Es claro que las cuatro alternativas no son equivalentes en términos de potencia, equidad e impacto ecológico. Hoy en día la mayoría de las sociedades maneja sus esquemas energéticos desde los escenarios del descentralismo energético libertario o el centralismo energético tecnocrático.

Con base en la propuesta de los cuatro escenarios energéticos de Thombs (2019), nosotros planteamos la pertinencia conceptual de incorporar una tercera dimensión, que valora el objetivo último de la sustentabilidad: el bienestar social (Del Río 2020). De esta forma, podemos analizar las bondades y limitaciones de cada esquema en la construcción del bienestar individual o social que pueden proporcionar (figura 8), e incluso formas de bienestar que consideren a las otras especies que habitan el planeta.

Con estos supuestos, inferimos que la orientación monopolista puede conducir a decisiones que beneficien a una élite en menoscabo del bienestar de la población. Sin embargo, como ha señalado Meadows (2008), algunas veces las decisiones democráticas pueden derivar en la baja de responsabilidad en el manejo de los bienes comunes, a menos que se establezcan reglas claras en la repartición de los costos de dichos bienes. Para tomar decisiones democráticas y equilibrar los costos en el uso de los bienes comunes, es imperioso que estas decisiones se basen en el conocimiento. Por estas razones, es posible que los cuatro escenarios no conduzcan al bienestar social; no obstante, al promover la inclusión de los conocimientos de las comunidades, de personas expertas y de un abanico de tecnologías —ingenieriles, biológicas y sociales—, tanto

modernas como tradicionales, se pueden construir múltiples escenarios con posibilidades diversas, en las que las fuentes distribuidas de energía tengan un papel decisivo en la construcción del bienestar social.

Figura 8. Propuesta de bienestar social y escenarios energéticos



Fuente: Del Río (2020).

El análisis de estos escenarios debe realizarse a la luz de las cuatro dimensiones de la sustentabilidad: economía, naturaleza, sociedad e instituciones. Estas dimensiones se enmarcan en el trabajo de Thombs, pero es necesario revisarlas a su vez en relación con el bienestar social. Si bien reconocemos que el concepto *bienestar social* es polisémico y, por añadidura, llega a ser confuso, nuestro planteamiento hace referencia a un bienestar que incluye condiciones objetivas, materiales y subjetivas, en función de los valores de las personas (Nussbaum 1997; Sen 2000)

y en conjunto con las valoraciones colectivas inherentes al sinecismo que deriva de vivir en sociedad. Nosotros insistimos en la dimensión social ya que los actuales esquemas de descentralismo energético libertario y de centralismo energético tecnocrático han propiciado el bienestar de unas cuantas personas, es decir, su enfoque se ha dirigido hacia el bienestar individual. Así, la acertada coexistencia o combinación de estos esquemas para construir un sistema energético justo depende de los entornos naturales y sociales de las diferentes regiones, lo cual abre la puerta a escenarios heterogéneos donde pueda reconocerse la diferencia más que la univocidad. Pensar en lo homogéneo o lo unívoco en lo que se refiere a posibilidades de sistemas energéticos es, por las razones que acabamos de mencionar, un error conceptual evidente.

Por otro lado, el conocimiento actual disponible indica que, más que considerar a las fuentes de energía exclusivamente como fuentes renovables, debemos ampliar el concepto a *fuentes distribuidas de energía renovable*, entendiéndolas como sistemas que, de manera distribuida, permiten el acceso a la energía en el momento en que se requiera, en concordancia con las capacidades humanas y del entorno ecológico. Esto incluye generación distribuida, baterías, celdas de combustible, almacenamiento térmico, cargas controlables como las de los vehículos eléctricos, aprovechamiento de residuos biológicos, etc. Este concepto involucra la posibilidad del almacenamiento de energía con una amplia gama de mecanismos o tecnologías –como combinar calor y potencia eléctrica–, estrategia que puede responder de manera versátil a las necesidades que se presenten en los entornos ambientales y sociales de cada región. Por otra parte, las fuentes distribuidas pueden ser tanto aisladas como conectadas a la red de distribución eléctrica en todo tipo de localidades, ya sean urbanas o rurales.

Desde el punto de vista económico, el costo de la energía generada con sistemas fotovoltaicos o eólicos ha caído cerca de 80% en los últimos 10 años (IEA 2022b). Algo similar ha sucedido con el costo de la energía almacenada en baterías (Fraser *et al.* 2021). Y junto a este aspecto, tenemos el hecho de que tanto las renovables como el almacenamiento térmico o

químico no generan gases de combustión que cambien la composición de la atmósfera, lo que hace que en su implementación se consideren las dimensiones económica y ambiental de la sustentabilidad. Sin embargo, hay que tomar en cuenta que el costo inicial de la generación distribuida sigue siendo una barrera de implementación para los estratos socioeconómicos más bajos.

Otro aspecto importante es la incorporación del conocimiento de la población para flexibilizar la demanda de energía. La posibilidad de construir sistemas energéticos basados en fuentes distribuidas incrementa de forma notable la flexibilidad del lado de la demanda, mejorando la calidad del servicio eléctrico mediante la regulación del voltaje y facilitando la participación de las personas en la administración energética. Esto es precisamente lo que hace que las personas abandonen el papel tradicional de agentes pasivos para convertirse en *prosumidores activos*, quienes incorporan su conocimiento para satisfacer necesidades humanas vinculadas a los usos de la energía. Al implementar esta idea a escala comunitaria o de la localidad, se impulsa una participación efectiva de la sociedad en la generación y en las formas en que gestionamos la energía. De esta manera, la *flexibilidad en el lado de la demanda incrementa la seguridad energética*. Notemos que en la actualidad se puede hablar de flexibilidad no sólo en lo que concierne a la matriz de generación de energía —al considerar o no las diferentes fuentes renovables—, sino también en la demanda energética al aplicarse el conocimiento de la localidad para disminuir los conflictos que podrían surgir entre fuentes variables y una demanda sin conocimiento.

Tanto la problemática actual del sistema energético como los esquemas centralistas y antidemocráticos que padecemos y heredamos de nuestra relación con los combustibles fósiles deben ser revisados. Las fuentes renovables tienen bondades democratizadoras y descentralizadoras; con la inclusión del concepto de *fuentes distribuidas* se puede incrementar la participación de las personas en la generación y en el uso de la energía, en concordancia con las capacidades sociales y naturales de los diversos entornos.

ENERGÍA DISTRIBUIDA Y COMUNIDADES DE ENERGÍA

Nuestro enfoque plantea que la democratización de la energía es un proceso de mejoramiento de las condiciones de vida de la población. En él las instituciones sociales están en posibilidades de conducir al fortalecimiento de la sociedad civil en la tarea de disminuir las desigualdades en el uso de la energía aplicando un enfoque de minimización de impactos negativos en el entorno natural. Al aplicar este enfoque a escala comunitaria, una comunidad energética se convierte en una iniciativa caracterizada por alguna forma de control democrático o de propiedad de las personas involucradas en los sistemas de generación distribuida. Estas comunidades pueden contribuir de modo significativo a la transición hacia un sistema energético democrático, descentralizado y basado en energías renovables (Wierling *et al.* 2018).

El formato legal que adopta una comunidad energética es en muchos casos el de una cooperativa o asociación. Entre sus participantes hay diferentes visiones, puntos de vista, intereses y motivaciones; de hecho, lejos de plantear una visión romántica e idealista en cuanto a este tipo de comunidades, debe reconocerse que la diferencia es un elemento que está ineludiblemente presente (Bauwens 2016). Las diferencias dependen de diversos factores, por ejemplo: del balance de la producción energética que usen para autoconsumo o venta; de si son comunidades locales, nacionales o transnacionales; de si buscan un beneficio económico, social o ambiental, y del tipo de uso o servicio que proveen con la energía producida.

Además, puede haber grandes diferencias entre los miembros de estas comunidades, dependiendo de si son comunidades que comparten el mismo lugar o los mismos intereses (Bauwens 2016; Bauwens y Devine-Wright 2018). Las que comparten lugar se definen por su localidad en términos de trabajo, esparcimiento o residencia, mientras que las que comparten intereses forman una red de personas que busca alcanzar una misión u objetivo común. Más allá de lo anterior, muchas de estas

comunidades quieren producir o consumir energía de manera segura –o confiable–, equitativa –o rentable– y sustentable –en términos ambientales. Es decir, buscan resolver el trilema energético (World Energy Council 2020).

Ahora bien, es común asociar a las comunidades energéticas con la generación distribuida, pero los conceptos no siempre se traslapan. De hecho, debemos resaltar algunas divergencias importantes. Para empezar, el concepto de *generación distribuida* no tiene una interpretación única, y puede entenderse al menos de dos formas (Moroni *et al.* 2019):

1. Las fuentes de generación están distribuidas geográficamente, de modo que la energía se produce cerca del lugar de consumo. Con este esquema es común asumir que los proyectos tienen una capacidad instalada pequeña. Sin embargo, también los hay que instalan una o dos turbinas eólicas –capacidad instalada de 2 MW o más– con las que satisfacen las necesidades de consumo locales y venden el excedente. Este segundo caso es poco factible de acuerdo con el marco regulatorio actual en México, ya que se limita la capacidad a 500 KW. Esto desincentiva la generación distribuida a mediana escala y por tanto reduce las opciones tecnológicas y de desarrollo socioeconómico de las comunidades.
2. Los beneficios de la generación –servicios energéticos e ingresos económicos– se distribuyen de forma equitativa, democráticamente y conforme a las aportaciones de cada uno de los miembros de la comunidad energética. En este sentido, el concepto de *energía distribuida* se acerca más al de *energía descentralizada* que al de *energía producida a nivel local*. Además de una multitud de plantas o microplantas generadoras, se asume también una multitud de dueños.

La misión y visión de una comunidad que percibe la *generación distribuida geográficamente* pueden ser muy diferentes a las de una comunidad

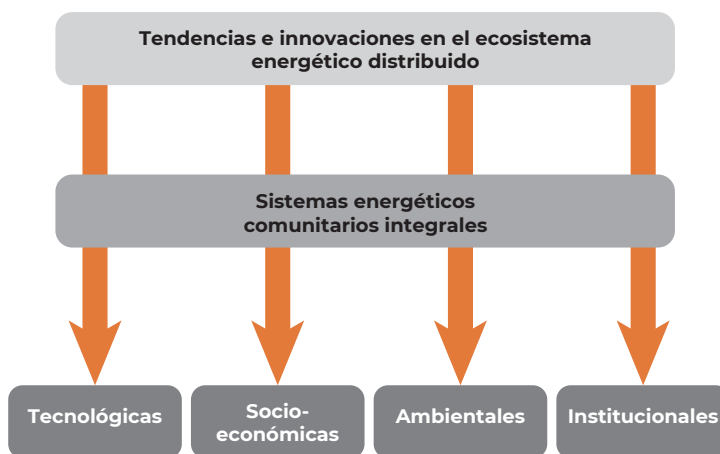
que usa la segunda forma. Como concepto, la definición de *distribución equitativa* es mucho menos restrictiva con la capacidad instalada o el tamaño de los dispositivos de generación que se utilizan. En México, por ejemplo, es más extensiva la idea de una generación distribuida geográficamente, conforme a la primera definición, e incluso se considera que los proyectos de energía distribuida son proyectos de menos de 500 kW. Pero, como ya mencionamos, este límite de capacidad instalada impone una barrera legal que limita las posibilidades de desarrollo en proyectos energéticos para autoconsumo de comunidades más grandes, y lo mismo en relación con el establecimiento de comunidades que produzcan energía para venta y autoconsumo.

Lo anterior nos indica que las comunidades de energía pueden, en efecto, ser prosumidoras activas y, por tanto, manejar su fuente de energía y su red de transmisión según sus necesidades de producción y consumo (Moroni *et al.* 2019). De esta manera pueden dejar de ser simples clientes de un proveedor tradicional de energía y pasar a convertirse en gestores energéticos. En varios países de Europa –Holanda, Alemania– el fenómeno de la energía distribuida y gestionada a nivel local es ya una realidad (Wittmayer *et al.* 2021; Koirala *et al.* 2016). Las barreras para el desarrollo de estas comunidades en Europa son también, como en el caso de México, más legislativas que técnicas. En la figura 9 se muestra por un lado un esquema de tendencias y por otro ciertos obstáculos que deben superar los sistemas de energía comunitarios.

Un aspecto importante de la transición energética es la tendencia que se está presentando hacia la energía distribuida. En este contexto, surge la pregunta retórica planteada por Moroni, Antoniucci y Bisello (2019, p. 4): ¿por qué sería éticamente deseable? La respuesta nos permite identificar las ventajas de la generación distribuida en dos dimensiones: socioeconómicas y ambientales. Son ventajas socioeconómicas:

- Al tener las comunidades el control y el manejo de las redes de producción local de energía, se reemplazan poco a poco las redes

Figura 9. Marco analítico de las tendencias e innovaciones en el ecosistema de la energía distribuida



Fuente: Adaptación propia de World Energy Council (2020).

centralizadas conectadas a redes distribuidas, que –según las circunstancias de cada comunidad– estarán aisladas o interconectadas a la red eléctrica nacional. Se asume una decisión democrática y no centralizada.

- En dicho escenario las comunidades se vuelven prosumidoras activas de energía, y pueden ajustar los proyectos de energías renovables a sus necesidades, generando riqueza y bienestar social tanto para su comunidad como para las aledañas. Se apunta hacia el bienestar social y no individual.
- Sin embargo, deben revisarse las reglas de mercado y la legislación para que estas comunidades puedan establecerse y operar de manera exitosa, sobre todo cuando requieren una capacidad instalada mayor a los 500 kilovatios.

Entre las ventajas ambientales destacan:

- Reducir la pérdida de energía al transportarla por sistemas de transmisión en largas distancias. Cabe resaltar que si las líneas de transmisión son de alta tensión, las pérdidas por porteo de energía son muy pequeñas; sin embargo, este tipo de líneas no es común en países como México y, en consecuencia, es posible perder hasta 30% de la energía (Dortolina y Nadira 2005).
- Mejorar la eficiencia en la distribución de energía eléctrica y reducir problemas de abastecimiento en horas pico de demanda.
- Si la energía distribuida se produce a partir de fuentes renovables, se reducirían las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera casi 100%, pues al producirse y utilizarse a nivel local habría menos necesidades de transporte.
- Mejorar la calidad del aire incidirá de forma positiva en la calidad de vida y salud de la población, así como de la fauna en general.

Desde el punto de vista de la sustentabilidad, es fundamental que los proyectos de acción comunitaria energéticos o de otra índole incluyan en la planeación espacial los valores de las comunidades –o el aspecto sociocultural– así como la relación comunidad/naturaleza –o el aspecto socioecológico– (Tricarico 2017). En similares condiciones ocurre en sitios como el canal del Infiernillo, en el golfo de California, donde debe descartarse el potencial de corrientes de marea para el aprovechamiento energético (Magar 2017) en tanto la comunidad dueña de ese espacio esté en desacuerdo con dicho proyecto. Consideraciones similares sobre planeación espacial han de hacerse en todo proyecto energético, como en el caso de la repartición –entre la pesca artesanal y los desarrollos de parques eólicos en el mar– de espacios y posibles traslapes en áreas

de aprovechamiento de recursos (Magar *et al.* 2018). Al orientarse hacia el bienestar social, es importante involucrar a las comunidades en la toma de decisiones evitando decisiones centralistas o que pudieran perjudicar a dichas comunidades (Garvey *et al.* 2022). Así, las comunidades pueden delimitar la mejor solución tecnológica, de acuerdo con sus propias prioridades, y alinear los proyectos de autonomía energética con otros objetivos más: soberanía alimentaria, acceso seguro a agua potable o conservación de especies de importancia ecológica para la región, entre otros –a mediano y largo plazos.

Por último, consideramos importante destacar, a manera de ejemplo, el caso de Dinamarca. Durante la crisis del petróleo en la década de 1970, el gobierno danés otorgó muchos subsidios para que florecieran las cooperativas energéticas. Sin embargo, alrededor del año 2000 consideró que las turbinas eólicas eran ya comercialmente rentables y eliminó los subsidios a los pequeños productores. Esto generó una caída en el número de pequeñas empresas, que después de cierto tiempo dejaron de contar con suficiente capital para comprar las mejores tecnologías disponibles del mercado con más de 1 000 kW de capacidad instalada. En las condiciones que imponen las economías de escala en este tipo de tecnología, el mercado empezó a ser dominado por productores más tradicionales, que eran los únicos que contaban con suficiente capital; y, aunque el gobierno creó mecanismos legales para que las comunidades pudieran asociarse con empresas, con miras a seguir participando en el mercado energético, muchas no pudieron hacerlo.

El aprendizaje es imprescindible como vector de cambio social, sobre todo en lo que concierne a usos, costumbres y cambio de hábitos para la construcción de una sociedad abierta, empática y tolerante. Las redes de conocimiento favorecen la diversidad, la equidad, la ética y la inclusión de todos los miembros de la comunidad. A través de su fortalecimiento, las estructuras jerárquicas pueden disolverse hasta desaparecer y dar lugar a estructuras horizontales, en las que la voz y

la acción de todas y todos es fomentada y premiada. Sólo así se logrará construir sociedades de acción y aprendizaje más igualitarias, justas y sustentables que las tradicionales (Illich 1971).

DEMOCRACIA ENERGÉTICA EN EL MÉXICO DEL FUTURO

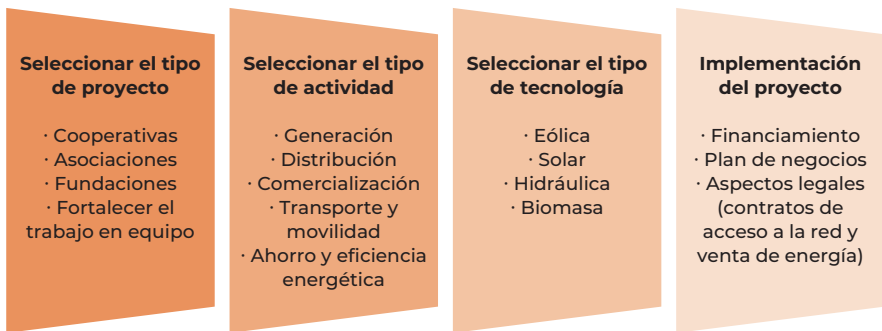
La generación distribuida, entendida como una expresión de la democracia energética, es una alternativa que puede tomar un peso relevante en la producción y consumo de electricidad a nivel comunitario en México. De acuerdo con lo que hemos comentado, esto implica un cambio de visión hasta cierto punto radical en el sentido de que la gestión energética la hacen los ciudadanos y las comunidades en conjunto con las autoridades y órganos que operan los sistemas energéticos. Esta visión comunitaria tiene el potencial de fortalecer la economía local, ya que impulsa el empleo local y reduce el gasto en energía en los hogares.

Si bien el vínculo entre generación distribuida y democracia energética a nivel comunitario empieza a conocerse cada vez más en México, algunas experiencias de países europeos ofrecen un primer acercamiento al camino ya recorrido. En tal sentido, destacamos la guía elaborada por las organizaciones Amigos de la Tierra, Amigos de la Tierra Europa, REScoop y Energy Cities (2022):

Cuando hablamos de energía comunitaria, nos referimos a personas miembros de una comunidad que cooperan en cuestiones de energía. La energía comunitaria es un concepto amplio que puede referirse a proyectos colectivos de cambio a renovables, a inversiones colectivas en paneles solares, o también a la propiedad comunitaria de una empresa de comercialización de energía o incluso de una red de distribución. Algunas personas trabajan juntas de manera informal, mientras que otras constituyen personas jurídicas. En función de la actividad, la energía comunitaria puede adoptar distintas formas.

Esta definición de energía comunitaria reconoce que no hay una definición unívoca de la relación entre generación distribuida y democracia energética, sino un espectro o rango de opciones para la energía comunitaria (figura 10).

Figura 10. Guía para el diseño e implementación de proyectos de energía comunitaria



Fuente: Amigos de la Tierra, Amigos de la Tierra Europa, REScoop y Energy Cities (2022).

Un ejemplo de lo que se ha hecho en Europa es el caso de Alemania, país que destaca por la cantidad de grupos activistas y comunidades energéticas para llevar a cabo la transición o el giro energético denominado *Energiewende* (Amigos de la Tierra, Amigos de la Tierra Europa, REScoop y Energy Cities 2022), cuyos objetivos principales eran dos: 1) reducir la proporción de electricidad fósil y nuclear, y 2) incrementar la electricidad solar y eólica –las más competitivas en precios. En la actualidad hay asimismo alrededor de 1.5 millones de instalaciones fotovoltaicas en Alemania, la mayoría de las cuales se encuentra en los techos de las viviendas. Además, los ciudadanos suelen participar como socios en los parques eólicos, y los agricultores invierten en bioenergía. Sin embargo, lo más importante es que, cuando los ciudadanos no cuentan con capital económico para este tipo de inversiones, pueden asociarse con otras personas. “De hecho, existen unas 900 cooperativas energéticas

con más de 160 000 cooperativistas que invierten conjuntamente en proyectos relacionados con la transición energética” (Ministerio Federal de Relaciones Exteriores 2017, p. 16).

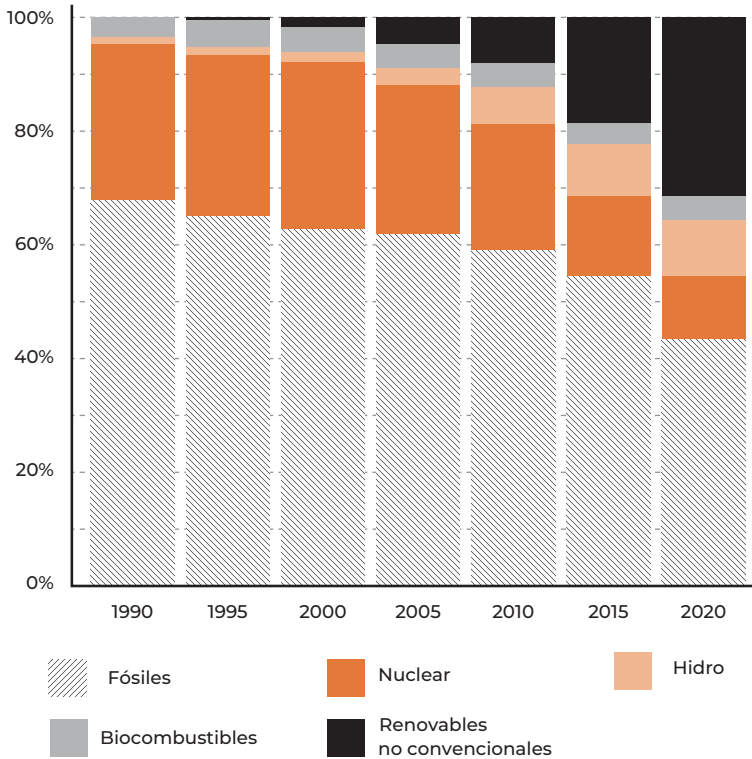
Este giro energético produjo un cambio significativo en la proporción de los diferentes combustibles o recursos para generar electricidad en Alemania entre 1990 y 2020 (figura 11). Por ejemplo, en 1990 cerca de 68% de la electricidad se generaba con recursos fósiles –carbón, petrolíferos y gas– y 28% con energía nuclear; en 2020 las cifras cayeron a 43 y 11%, respectivamente. Por otra parte, la proporción de biocombustibles tuvo un incremento importante de 1 a 10%. En cuanto a las energías renovables, la hidroelectricidad se mantuvo sin variación con 4% del total de electricidad generada, mientras que las renovables no tradicionales –sol y viento– mostraron un alza significativa de 0 a 31% en el mismo periodo. Los datos comprueban que la *Energiewende* de Alemania cumplió sus dos objetivos principales.

México tiene un gran potencial para diseñar e implementar este tipo de proyectos. En los últimos años, el Instituto Nacional de Economía Social de la Secretaría de Bienestar ha impulsado la formación de comunidades energéticas y, de acuerdo con Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ y DGRV) (2020, p. 1), se reconoce que las cooperativas

representan un instrumento para promover la participación y democratización de la generación de energía, dado que son conformadas por grupos de personas asociadas que buscan satisfacer necesidades específicas de forma colectiva, con base en valores y principios cooperativos. Los modelos sostenibles y participativos en los temas de energía sustentable son muy importantes, pues integran un enfoque social y democrático para abordar las cuestiones relacionadas con el cambio climático.

Si bien este impulso es todavía incipiente, reconocemos que es un primer paso para considerar a las cooperativas energéticas como una opción factible en términos técnicos y económicos. Sobre todo, es importante, ya

Figura 11. Proporción de electricidad generada por tipo de fuente en Alemania entre 1990 y 2020



Fuente: Elaboración propia con datos de IEA (2022a).

que la Secretaría de Bienestar elaboró una guía para crear cooperativas prosumidoras de energía solar, en la cual se identifican cuatro posibles modelos de cooperativas (figura 12), y se destacan a su vez los beneficios fiscales y socioambientales, así como las principales barreras sociales, regulatorias y técnicas que enfrentan estas sociedades.

Figura 12. Modelos de cooperativas energéticas en México



De financiamiento solar

- Producto financiero desarrollado dentro de las Sociedades Cooperativas de Ahorro y Préstamo (Socap) ya existentes en México.
- Busca facilitar los recursos económicos a los socios que requieran atender sus necesidades de consumo eléctrico.
- Pretende aprovechar la experiencia y capacidades de las Socap para financiar proyectos.



De producción y venta de energía solar

- Se enfocan en la producción de energía para venderla a usuarios finales, ya sean personas físicas o cooperativas de consumo.
- Este modelo constituye un nuevo tipo de negocio dentro del sector cooperativo.



De consumo de energía solar (prosumidoras)

- Buscan satisfacer sus necesidades energéticas a través de la compra de energía solar eléctrica.
- Funcionan de manera muy similar a las de consumo tradicional.
- Una de las variantes de este tipo de cooperativas son las prosumidoras, es decir, las que producen y consumen su propia energía.



De servicios energéticos (ESCO)

- El modelo de negocio se basa en la oferta de servicios especializados (asesoría para la gestión de la energía, identificación de medidas de eficiencia energética).
- Son una oportunidad para el desarrollo de un nuevo modelo de negocio en el sector cooperativo en México.

Fuente: GIZ y DGRV (2020, p. 1).

La selección del modelo dependerá del nivel de participación comunitaria, la cual empieza por la concepción de los proyectos energéticos y las capacidades de las personas, del ecosistema y de las tecnologías disponibles. Para este fin, será fundamental el diálogo de saberes y la

colaboración horizontal entre las personas de las comunidades y aquellos que cuenten con conocimientos y experiencia en el área de tecnologías renovables, sistemas productivos y procesos sociales de autogestión, pues es necesario el intercambio abierto de estas visiones para que el conocimiento generado tenga una verdadera incidencia social.

En este sentido, se abre en México un campo de investigación científica que deberá atender el tema en cuestión con un enfoque inclusivo, que reconozca las particularidades económicas, sociales, culturales y ambientales de las distintas regiones del país. Destacamos que el Programa Nacional Estratégico de Energía y Cambio Climático (Pronace ECC) del Consejo Nacional de Humanidades, Ciencias y Tecnologías (Conahcyt) está incluyendo ya criterios de diálogo de saberes, inclusión social e incidencia en sus líneas estratégicas, de tal forma que una de estas líneas está dedicada a la energía distribuida. Consideramos que los proyectos financiados en esta línea impulsarán la democracia energética a través del conocimiento científico generado en torno a las cooperativas urbanas y rurales, el potencial de los prosumidores de energía y, en general, la generación distribuida de energía, especialmente la energía eléctrica.

CONCLUSIONES

La generación distribuida de electricidad está cobrando relevancia científica y tecnológica como una opción para impulsar la democracia energética en México. Su campo de acción es promisorio, pero requiere un cambio de visión que deje atrás la exclusividad de los sistemas eléctricos tradicionales. Al minimizar la exclusividad, este tipo de generación posibilita la implementación de procesos sociales participativos que tengan como fin alcanzar una transición energética justa. La participación social o comunitaria, tanto en escala urbana como rural, debe hacer a quienes usan la energía agentes activos en la gestión energética, de manera que se atiendan las necesidades reales de la población: la

soberanía alimentaria, el acceso seguro a agua potable, la conservación de especies de importancia ecológica para la región, la creación de procesos productivos que mejoren las condiciones económicas y sociales, o simplemente la seguridad energética mediante el acceso a los diferentes servicios que brinda la energía eléctrica renovable. La energía en sí misma no es un fin, sino un medio para propiciar el bienestar social. La generación de conocimiento científico y tecnológico en esta área se está convirtiendo en una línea de investigación y desarrollo relevante en el estudio del vínculo entre energía, sociedad y medio ambiente, conocimiento que, con enfoques inclusivos que incorporen el diálogo de saberes entre las comunidades y los científicos, y con criterios de inclusión e incidencia social, consolidará futuros avances hacia el logro del desarrollo sustentable de México.

REFERENCIAS

- Amigos de la Tierra, Amigos de la Tierra Europa, REScoop y Energy Cities (2021). *Comunidades energéticas: una guía práctica para impulsar la energía comunitaria*. <https://www.tierra.org/comunidades-energeticas/wp-content/uploads/2021/03/guia-comunidades-energeticas.pdf>
- Atkinson, R.D., y M. Lind (2018). *Big is Beautiful. Debunking the Myth of Small Business*. Cambridge, Massachusetts y Londres: The MIT Press.
- Baker, H. (2016). Mexican energy reform, climate change and energy justice in indigenous communities. *Natural Resources Journal*, 56(2), 369-390. <https://digitalrepository.unm.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1019&context=nrj>
- Bauwens, T. (2016). Explaining the diversity of motivations behind community renewable energy. *Energy Policy*, 93, 278-290. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.03.017>
- _____, y P. Devine-Wright (2018). Positive energies? An empirical study of community energy participation and attitudes to renewable energy. *Energy Policy*, 118, 612-625. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.03.062>

- Bryce, R. (2020). *A question of power. Electricity and the wealth of nations*. Nueva York: BBS Public Affairs.
- Burke, M., y J.C. Stephens (2017). Energy democracy: goals and policy instruments for sociotechnical transitions. *Energy Research and Social Science*, 33, 35-48. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2017.09.024>
- CRE (2022). Permisos en materia de importación y exportación de energía eléctrica. *Datos Abiertos*. Gobierno de México. <https://datos.gob.mx/busca/dataset/permisos-en-materia-de-importacion-y-exportacion-de-energia-electrica>
- Decreto de 2013, por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de energía. *Diario Oficial de la Federación*, 20 de diciembre de 2013.
- Del Río, J.A. (2020). Democracia, centralismo y transición energética. *Antonio del Río Portilla*. <https://delrioantonio.blogspot.com/2020/09/democracia-centralismo-y-transicion.html>
- Dortolina, C.A., y R. Nadira (2005). The loss that is unknown is no loss at all: a top-down/bottom-up approach for estimating distribution losses. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20, 1119-1125. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2005.846104>
- Fraser, J., J. Anderson, J. Lazuen, Y. Lu, O. Heathman, N.J. Brewster, J. Bedder y O. Masson (2021). *Study on future demand and supply security of nickel for electric vehicle batteries*. Luxemburgo: Oficina de Publicaciones de la Unión Europea. <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC123439>
- García, R. (2014). Los usos de energía como factor de diferenciación social: un análisis en los ámbitos urbano y rural de México. En: B. Graizbord (Ed.), *Metrópolis: estructura urbana, medio ambiente y política pública* (pp. 267-309). México: El Colegio de México.
- García, R., y B. Graizbord (2016). Caracterización espacial de la pobreza energética en México. Un análisis a escala subnacional. *Economía, sociedad y territorio*, 16(51), 289-337. <http://www.scielo.org.mx/pdf/est/v16n51/2448-6183-est-16-51-00289.pdf>

- García Ochoa, R., D. Avila y J. Cravioto (2022). Energy services' access deprivation in Mexico: A geographic, climatic, and social perspective. *Energy Policy*, 164. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.112822>
- García, R. (2023). Energía, desarrollo y cambio climático en México. Análisis de descomposición de las emisiones eléctricas 2001-2019. *El Trimestre Económico*, 90(3), 731-771.
- Ponencia en el seminario del Programa de Estudios Avanzados en Desarrollo Sustentable y Medio Ambiente (LEAD-México) "Temas transversales para la sustentabilidad". 24 de marzo de 2022. México: El Colegio de México.
- Garvey, A., J.B. Norman, M. Büchs y J. Barrett (2022). A "spatially just" transition? A critical review of regional equity in decarbonisation pathways. *Energy Research & Social Science*, 88, 102-630. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2022.102630>
- Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) y Deutscher Genossenschafts und Raiffeisenverband (DGRV) (2020). *Guía: cooperativas de energía sustentable en México. Cooperativas de consumo de energía solar (prosumidoras)*. Gobierno de México. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/597802/Guia_coop_Ene_Sust_MX_VERSION_DIGITAL.pdf
- Illich, I. (1971). *Deschooling Society*. https://web.archive.org/web/20081121191010/http://ournature.org/~novembre/illich/1970_deschooling.html
- Inegi (2018). *Encuesta Nacional sobre Consumos de Energéticos en Viviendas Particulares*. <https://www.inegi.org.mx/rnm/index.php/catalog/495>
- _____(2021a). *Censo de Población y Vivienda 2020*. <https://www.inegi.org.mx/programas/ccpv/2020/>
- _____(2021b). *Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares 2020*. <https://www.inegi.org.mx/programas/enigh/nc/2020/>
- IEA (2022a). *Data and statistics*. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-browser?country=GERMANY&fuel=Electricity%20and%20heat&indicator=ElecGenByFuel>
- _____(2022b). *Energy Technology Perspectives 2023*. <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2023>

- Koirala, B.P., E. Koliou, J. Friege, R.A. Hakvoort y P.M. Herder (2016). Energetic communities for community energy: a review of key issues and trends shaping integrated community energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 56, 722-744. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.080>
- Magar, V. (2017). Tidal current technologies. En: Eduardo Rincón-Mejía y Alejandro de las Heras (Eds.), *Sustainable Energy Technologies*, Florida: CRC Press.
- _____, M. Gross y L. González-García (2018). Offshore wind energy resource assessment under techno-economic and social-ecological constraints. *Ocean & Coastal Management*, 152, 77-87. <https://doi.org/10.1016/j.ocecoaman.2017.10.007>
- Meadows, D. (2008), *Thinking in Systems: A Primer*. Vermont: Chelsea Green Publishing Company.
- Ministerio de Relaciones Exteriores (2017). *La Energiewende alemana*. Berlín, Alemania: Ministerio Federal de Relaciones Exteriores. https://www.congreso.es/docu/docum/ddocum/dosieres/sleg/legislatura_12/spl_28/pdfs/9.pdf
- Moroni, S., V. Antonucci y A. Bisello (2019). Local energy communities and distributed generation: contrasting perspectives, and inevitable policy trade-offs, beyond the apparent global consensus. *Sustainability*, 11(12), 34-93. <https://doi.org/10.3390/su11123493>
- Nussbaum, M.C. (1997). Capabilities and human rights. *Fordham Law Review*, 66(273). <https://ir.lawnet.fordham.edu/flr/vol66/iss2/2>
- Nye, D. (1990). *Electrifying America: social meanings of a new technology*. Massachusetts: MIT Press.
- Schumacher, E.F. (1973). *Small is beautiful: A study of economics as if people mattered*. Londres: Blond & Briggs.
- Sener (2022). *Balance Nacional de Energía 2020*. Sener. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/707654/BALANCE_NACIONAL_ENERGIA_0403.pdf
- Sen, A. (2000). El desarrollo como libertad. *Gaceta Ecológica*, 55, 14-20. <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=53905501>

- Szulecki, K., e I. Overland (2020). Energy democracy as a process, an outcome and a goal: a conceptual review. *Energy Research & Social Science*, 69. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101768>
- Thombs, R.P. (2019). When democracy meets energy transitions: a typology of social power and energy system scale. *Energy Research & Social Science*, 52, 159-168. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.02.020>
- Tricarico, L. (2017). Community action: value or instrument? An ethics and planning critical review. *Journal of Architecture & Urbanism*, 41, 214-226. <https://doi.org/10.3846/20297955.2017.1355278>
- Van Veelen, B., y D. van der Horst (2018). What is energy democracy? Connecting social science energy research and political theory. *Energy Research & Social Science*, 46, 19-28. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2018.06.010>
- Wierling, A., V.J. Schwanitz, J.P. Zeiß, C. Bout, C. Candelise, W. Gilcrease y J.S. Gregg (2018). Statistical evidence on the role of energy cooperatives for the energy transition in European countries. *Sustainability*, 10(9), 33-39. <https://doi.org/10.3390/su10093339>
- Wittmayer, J.M., F. Avelino, B. Pely y C. Campos (2021). Contributing to sustainable and just energy systems? The mainstreaming of renewable energy prosumerism within and across institutional logics. *Energy Policy*, 149, 112053. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.112053>
- World Energy Council (2020). *World Energy Trilemma Index*. <https://www.worldenergy.org/transition-toolkit/world-energy-trilemma-index>

3.6 Desafíos y alternativas para alcanzar un sistema alimentario más sustentable en términos energéticos

Marta Astier
Quetzalcóatl Orozco Ramírez

INTRODUCCIÓN

Los gases de efecto invernadero (GEI) derivados de la producción de alimentos y la deforestación son, por su volumen, los principales causantes del cambio climático (IPCC 2019). No sin razón, en esta última década hay una explosión de literatura alrededor del sistema alimentario (SA) y sus implicaciones con el uso de energía y el calentamiento global (Irena y FAO 2021; Crippa *et al.* 2021; Usabiaga-Liaño *et al.* 2020; IPCC 2019). A nivel mundial, en 2015 el SA contribuyó con 18 Gt de CO₂e, lo cual representó 34% del total de GEI. La mayor aportación de dicho porcentaje proviene de la agricultura y de las actividades que implican un cambio de uso del suelo (71%); y el remanente proviene de las actividades de las cadenas de distribución: venta minorista, transporte, consumo, combustible, desperdicios, procesos industriales, empaque y alimentos desperdiciados (Crippa *et al.* 2021). Por otro lado, un tercio de los alimentos producidos a nivel global se pierde o desperdicia, lo que implica a su vez la pérdida de 38% de la energía consumida en el propio SA (Irena y FAO 2021). Además del uso intensivo de energía y las

emisiones de GEI, la agricultura industrial es responsable de la creciente degradación de los recursos naturales –suelo, agua y biodiversidad–, así como de la contaminación de cuerpos de agua por agroquímicos (Astier *et al.* 2014).

A pesar de su impacto ambiental, el SA global no satisface actualmente las necesidades mundiales de alimentación (De Schutter 2010). Desde 1961, la provisión de alimentos en el mundo ha aumentado en más de 30%, acompañada de un mayor uso de fertilizantes nitrogenados –el cual se ha incrementado en 800%– y de agua para riego –con un incremento de más de 100%. Sin embargo, se estima que alrededor de 821 millones de personas están desnutridas, 151 millones de infantes menores de cinco años no alcanzan un crecimiento adecuado, 613 millones de niñas y mujeres de entre 15 y 49 años sufren deficiencia de hierro, y 2 mil millones de adultos padecen sobrepeso u obesidad. Además, el fuerte estrés climático y no climático al que está sometido el SA impacta los cuatro pilares de la seguridad alimentaria: 1) disponibilidad, 2) acceso, 3) utilización y 4) estabilidad (IPCC 2019).

Desde la segunda mitad del siglo XX una transformación sin precedente tuvo lugar en la forma de producir y distribuir alimentos. La agricultura sufrió un profundo proceso de industrialización. A nivel de granjas y de campos de cultivo, resultó en la intensificación y especialización de la producción, así como en el incremento de la dependencia de insumos externos, en especial fósiles. En la mayoría de las regiones agrícolas, esto se tradujo en el incremento del índice de explotación y en la reducción del uso de mano de obra (Parrot *et al.* 2002). Estas transformaciones ocurrieron al mismo tiempo que las industrias de procesamiento y distribución de alimentos crecían de manera acelerada y tomaban el control del SA en el contexto del desarrollo de la economía de mercado y su liberalización internacional (Friedmann y McMichael 1989; Astier y Orozco-Ramírez 2019).

Como indican Pelletier y colaboradores (2011), los primeros en destacar el estrecho vínculo entre la energía proveniente del petróleo y el

SA fueron Pimentel y colaboradores (2008): la energía determina tanto la productividad agrícola y la forma en que se distribuyen los alimentos como los precios de éstos. Por tal motivo, en el mundo urbanizado y globalizado de hoy el uso de la energía en el SA es un asunto de seguridad. Prueba de ello es el alza de los precios de los alimentos al enfrentar la crisis energética provocada por la guerra Rusia-Ucrania.

La seguridad alimentaria se logra cuando se tiene acceso físico, social y económico a alimentos suficientes, saludables y nutritivos, que reúnen los requisitos dietéticos y de preferencias (FAO 2012). El concepto de soberanía alimentaria va más allá del acceso a una alimentación adecuada, ya que incorpora la idea del derecho que tienen los pueblos a producir y consumir sus propios alimentos de una manera culturalmente aceptable; para ello, las personas deben contar con los medios de producción, los recursos naturales y la energía para producir, conservar y preparar los alimentos en esas condiciones.

El objetivo de este capítulo es mostrar la importancia de la energía para la seguridad y la soberanía alimentarias de México, y por añadidura delineamos varias alternativas que pueden ayudar a impulsar su uso sustentable.

HUELLA ENERGÉTICA DEL SISTEMA ALIMENTARIO GLOBAL: NO TODAS LAS AGRICULTURAS NI LOS SISTEMAS ALIMENTARIOS SON IGUALES

En la actualidad, el SA global depende de un subsidio energético importante por parte de los combustibles fósiles (figura 1). En otras palabras, la energía solar capturada por los cultivos es mucho menor que la energía fósil requerida para la producción, procesamiento y distribución de alimentos. Un análisis que abarca todos los componentes y procesos que conforman el SA muestra que las fuentes de energía dominantes, por ejemplo en América Latina, son los combustibles fósiles (40%), la biomasa (37%), el gas (9.5%) y la electricidad (9.8%); mientras que en América del

Norte se advierten algunos cambios en las proporciones para los combustibles fósiles (36.8%), el gas (20%), la biomasa (11.29%), el carbón (9.3%) y la electricidad (15.4%) (Usubiaga-Liaño *et al.* 2020). Los países que tienen un mayor ingreso suelen mostrar una relación menor de biomasa/combustible fósil, pues utilizan en su mayoría combustibles fósiles mientras que la tendencia es inversa en los países con ingresos medios y bajos. Los mismos autores reportan que, en los países de alto poder adquisitivo, entre 65% y 87% del uso neto de energía a lo largo del SA proviene de combustibles fósiles; en Oriente Medio se llega a alcanzar un 95 por ciento.

Figura 1. Componentes y procesos que conforman el Sistema Alimentario



Fuente: Adaptado de Irena y FAO (2021).

Desde la década de 1980, Pimentel (1984) y Gligo (1986) recalcan los dos grandes problemas del SA global desde el punto de vista energético: 1) el aumento en la dependencia de combustibles fósiles y 2) la disminución de la eficiencia energética de los cultivos y del SA en su conjunto. La energía fósil está presente en todas las fases del SA: el diésel sirve para mover la maquinaria y para todas las actividades de transporte; el gas natural es insumo clave para la producción de fertilizantes sintéticos, y la electricidad –que puede tener diferentes fuentes como el gas natural, el carbón y el combustóleo– se utiliza para el bombeo de agua, y para la conservación y preparación de alimentos.

Usubiaga-Liaño y colaboradores (2020) toman nota de la huella energética contabilizando la energía involucrada en producir los alimentos además de la energía directa –asociada a su cocción y refrigeración– y la energía indirecta –el costo energético de llevar electricidad y/o gas a los hogares para su preparación y conservación. Los autores reportan que en América Latina, en 2015, la huella energética per cápita al día asociada a los alimentos consumidos fue de 9.7 GJ, mientras que en Estados Unidos y Canadá fue de 24.4 GJ. Destaca el hecho de que la huella de la energía directa –refrigeración y cocción en los hogares– en África y América Latina representa 88% y 30%, respectivamente; además, la producción de granos –incluyendo los alimentos procesados que contienen aceites, azúcares o almidones, y excluyendo los piensos para animales– es el siguiente rubro de mayor huella energética en todo el mundo, excepto en África, seguido de los productos cárnicos –carne, pescado y productos de origen animal.

Desde el componente agrícola, las características fisiológicas de los diferentes cultivos y las formas de producción determinan los balances energéticos. Si bien los paquetes tipo “revolución verde”¹ han producido

¹ El término *revolución verde* se refiere a la aplicación de la ciencia agronómica, echada a andar en la década de 1950 con la finalidad de aumentar significativamente los rendimientos del maíz y el trigo mediante el desarrollo de nuevas variedades y la producción intensiva permitida por el uso del riego, fertilizantes y plaguicidas sintéticos.

aumentos importantes en los rendimientos a corto plazo de algunos cultivos, este objetivo se ha logrado a costa de un incremento exponencial del uso de insumos con alto contenido energético. La eficiencia energética de estos sistemas productivos ha sufrido una disminución considerable (Pimentel *et al.* 1983). El contraste es significativo si se los compara con sistemas de agricultura no dependientes de insumos fósiles, como la milpa o la agricultura ecológica, que llegan a ser altamente eficientes. Cuando se adoptaron paquetes tecnológicos modernos con insumos químicos, combustible fósil y maquinaria, la demanda de energía llegó a aumentar hasta 10 veces: de 700 Mcal/ha² a cerca de 7 000 Mcal/ha. Sin embargo, los rendimientos sólo se incrementaron por un factor de cinco, con el consiguiente descenso en la eficiencia energética del cultivo (Masera y Astier 1996).

La ganadería también forma parte de la agricultura y ha sido una actividad creciente en el SA global, lo que implica una menor eficiencia energética por kilogramo de proteína producida debido al aumento de las cadenas tróficas (Masera y Astier 1996). Hoy en día, en Estados Unidos la energía promedio invertida para producir granos es de 7.18 MJ/kg, en vegetales es de 3.20 MJ/kg, y alrededor de 55.84 MJ/kg para carne y pescado (Athanasios *et al.* 2013).

Los costos energéticos de los demás procesos del SA –transformación, transporte, almacenamiento, distribución y preparación de alimentos– presentan una gran variabilidad. En el SA global se da una tendencia a la alta especialización de la producción agrícola por producto-territorio. Ejemplo de esto es el cinturón de maíz en Estados Unidos, los *feedlots*³ en ese país y en América Latina, así como los cinturones de invernaderos de hortalizas y *berries*⁴ en México. Dicha especialización

² Una Mcal equivale a un millón de calorías.

³ El término *feedlots* se refiere a los grandes establos en escalas comparables a las de Estados Unidos.

⁴ Las principales *berries* producidas en México, también conocidas como “frutos rojos” o “frutas del bosque”, son fresas, cerezas, moras, frambuesas, grosellas y arándanos.

implica unos gastos energéticos considerables debido a la necesidad de transporte y almacenamiento de los productos; además, el incremento de la demanda de alimentos altamente procesados —congelados, enlatados o empacados— refuerza la ineficiencia del SA (Pimentel 1980; Goswami 1986).⁵

Si se comparan los niveles de productividad energética del siglo xx con los que se reportan avanzadas las dos primeras décadas del xxi, se puede observar que se han incrementado en muchos de los productos del SA, como granos y cárnicos. Sin embargo, al haberse centralizado tan drásticamente los puntos de producción, procesamiento y distribución, y al aumentar de forma considerable el nivel de consumo de productos energéticamente costosos a nivel mundial, dicha eficiencia se diluye en el SA global. Por otro lado, la energía directa invertida en conservar y cocinar los alimentos es muy variable entre las distintas regiones del mundo; puede representar 11% en países de altos ingresos del Pacífico Asiático o elevarse hasta 88% en África (Usubiaga-Liaño *et al.* 2020).

Otro aspecto a considerar es el llamado que se hace desde muchos ámbitos a reducir el consumo de carne y diversos productos de origen animal en general con el fin de reducir las emisiones de GEI. En su reporte especial sobre cambio climático y tierra, el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC 2019) apoya un SA diverso que incluya la producción animal reconociendo también su importancia para el ciclo de nutrientes y como fuente de carbono en el suelo. Asimismo, el reporte hace hincapié en la necesidad de cambiar los estilos de vida incluyendo dietas sustentables en las que se reduzca de manera considerable el

⁵ La alta demanda de energéticos es sólo uno de los problemas asociados a la producción de alimentos con el paradigma dominante actual. La contaminación del ambiente por el uso de pesticidas y fertilizantes químicos, los riesgos a la salud que éstos representan y la erosión de suelos son otros de los graves problemas ambientales ligados a este modelo. Un análisis más detallado del sistema alimentario —y de las alternativas de solución— debe por tanto incluir el conjunto de la problemática ambiental.

consumo de proteína animal, lo que podría resultar en la disminución de 30-70% de los GEI provenientes del SA para 2050, además de mejorar la salud y el bienestar generales (IPCC 2019).

Por un lado, un primer paso para promover un cambio de esta naturaleza implicaría observar qué países producen más carne y cómo la producen. Por ejemplo, en el estudio de Kim y colaboradores (2020) sobre 140 países del Sur y Norte globales, Argentina, Brasil y Australia aparecen como los países con el mayor consumo de carne bovina intensiva en emisiones de GEI. En el mismo estudio, los países con la producción de carne bovina con mayor emisión de GEI son Paraguay y Chile; y los que contribuyen más a las emisiones de GEI por deforestación son Paraguay, Chile y Brasil. Por otro lado, en términos de volúmenes y tendencias de consumo per cápita de productos cárnicos en general, el país que históricamente consume la mayor cantidad es Estados Unidos –estabilizándose en la última década en alrededor de 120 kg/cápita/año–, seguido de España y Francia; India es el país de menor consumo; desde el principio de este siglo han mostrado una elevada tendencia al alza Venezuela y China; este último pasó de consumir 4 kg/cápita/año en 1961 a casi 70 kg/cápita/año en 2020 (Kim *et al.* 2020).

LOS GRANDES NÚMEROS EN CUANTO AL USO DE ENERGÍA EN LA AGRICULTURA Y LA AGROINDUSTRIA DE MÉXICO

De acuerdo con el *Balance Nacional de Energía 2019* de la Secretaría de Energía (Sener 2020), en México se usan al menos 798.42 PJ de energía al año en actividades relacionadas directamente con la producción, el transporte, la transformación, la cocción y la conservación de alimentos. Esto representa 17% del total del consumo de energía final del país. Del total de energía empleada en el SA, la mayor parte (45%) se utiliza en los hogares para cocción y conservación de alimentos (tabla 1). Hay que considerar que en los sectores comercial, industrial y transporte los consumos de energía están subestimados (Sener 2020). Esto se debe a

que en el sector comercial sólo se incluyó el consumo de gas sin incluir la electricidad usada para refrigeración o iluminación en los centros de venta de alimentos y restaurantes. Las ramas alimentarias que aparecen desglosadas en el balance de energía del sector industrial corresponden a la elaboración de azúcares, cerveza, bebidas no alcohólicas y fertilizantes. Se excluyen industrias muy importantes como la panificadora, la tortillera y la láctea; también se deja fuera la producción de envases para alimentos, que incluiría buena parte de la producción de papel, cartón, Tetra Pak y contenedores plásticos, entre otros. Los valores de energía utilizada por el sector transporte también están subestimados, ya que al carecer de datos desagregados se consideró que el consumo energético del autotransporte y marítimo, del que depende el actual SA, corresponde a 5% del total (véase nota de tabla 1).

Tabla 1. Estimación del uso de energía final en las actividades del Sistema Alimentario Mexicano conforme al *Balance Nacional de Energía 2019*

ETAPA DEL SISTEMA ALIMENTARIO	TIPO DE INDUSTRIA O TRANSPORTE	TIPO DE COMBUSTIBLE	ENERGÍA (PETAJOU-LES)	PORCENTAJE DEL TOTAL	PORCENTAJE DEL TOTAL DEL SISTEMA ALIMENTARIO
Consumo final total			4 760.98	100%	
Consumo agropecuario		Gas LP	3.53	0%	0%
		Diésel	141.1	3%	18%
		Electricidad	47.27	1%	6%
		<i>Subtotal</i>	191.89	4%	24%
Consumo residencial		Leña	123.96	3%	16%
		Gas LP	115.52	2%	14%
		Gas seco	14.97	0%	2%
		Electricidad	102.146	2%	13%
		<i>Subtotal</i>	356.596	7%	45%

Consumo comercial	Gas LP	61.89	1%	8%
	Gas seco	10.96	0%	1%
	<i>Subtotal</i>	72.85	2%	9%
Consumo industrial	Elaboración de azúcares	40.33	1%	5%
	Elaboración de cerveza	28.79	1%	4%
	Elaboración de bebidas no alcohólicas	12.05	0%	2%
	Fabricación de fertilizantes	1.19	0%	0%
	<i>Subtotal</i>	82.36	2%	10%
Transporte	Autotransporte	93.64	2%	12%
	Marítimo	1.09	0%	0%
	<i>Subtotal</i>	94.72	2%	12%
<i>Total</i>		798.42	17%	100%

Nota: En el consumo residencial de leña, gas licuado de petróleo (GLP) y gas seco se consideró que 50% se usa para cocción de alimentos (Conafovi 2006). En cuanto a la electricidad, se estimó que 88% de los hogares tiene refrigerador, licuadora y horno de microondas (Inegi 2018), los cuales en conjunto consumen 50% de la electricidad del hogar (Conafovi 2006). En el consumo comercial sólo se tuvieron en cuenta el GLP y el seco. Para el consumo industrial sólo se incluyen las ramas de la industria desglosadas en el *Balance Nacional de Energía 2019* (Sener 2020). Para el autotransporte y el transporte marítimo se consideró sólo 5% del total, ya que se utilizó el porcentaje del consumo en el sector industrial como *proxy*.

Fuente: Sener (2020).

Estimar el uso final de energía en el SA a partir de los balances nacionales de energía es complicado. Esto se debe a que el sector alimentario tiene muchos vínculos con otras industrias y sectores difíciles de cuantificar. Por ejemplo, en la tabla 1 no se incluye la energía usada para la producción de maquinaria, equipo, instalaciones y agroquímicos debido a la falta de estadísticas nacionales desglosadas. Otra desventaja de este enfoque, para la estimación del uso de energía en el SA, es que muchos alimentos e insumos agrícolas se importan y su consumo energético no aparece en el *Balance Nacional de Energía* citado. Es el caso de

los fertilizantes usados en México, pues en su mayoría son importados. Además, muchos de los alimentos producidos en el país se exportan. Ahora bien, para tener una evaluación más completa de la forma en que se utiliza la energía en el SA, se debe incluir su uso en el bombeo, transporte, tratamiento y almacenamiento de agua potable, así como en el manejo de residuos sólidos, sobre todo en las ciudades.

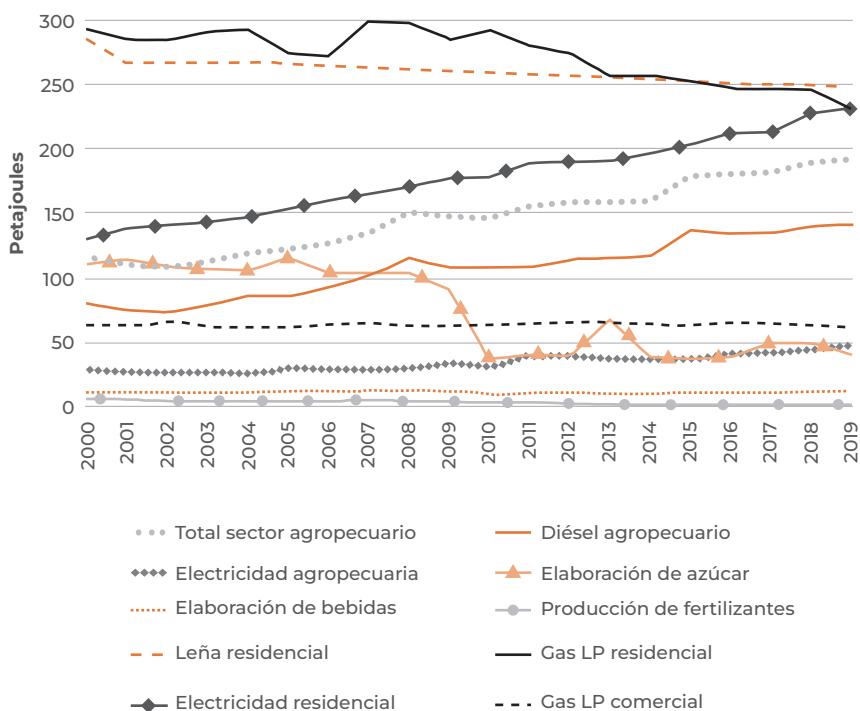
A nivel global, algunas estimaciones indican que en el sector alimentario se usa 30% de toda la energía producida y que, de esa fracción, 70% se emplea en actividades que van más allá de la producción agropecuaria, es decir, transformación, transporte y consumo (FAO 2016). Sin embargo, hay diferencias entre países según el grado de industrialización del SA en cada uno de ellos. En los países más ricos y por tanto más industrializados se usa un mayor porcentaje en la transformación y el transporte, mientras que en los menos industrializados se usa más en el comercio minorista y en la preparación de los alimentos en el hogar (Irena y FAO 2021).

En los últimos 50 años, en México ha incrementado el uso de energía en el SA principalmente debido a dos razones: 1) el creciente uso de insumos y equipos en la producción agropecuaria y 2) el incremento en la industrialización de los alimentos que consumimos.

Como se puede observar en la figura 2, de acuerdo con los datos de los balances de energía de 2000 y 2019 (Sener 2011 y 2020), en el sector agropecuario ha habido un incremento del uso final de energía de 66%, sobre todo por un aumento en el uso de diésel y electricidad. En el sector residencial han disminuido el uso de leña, en 13%, y el de GLP, en 21%, aunque se desconocen las razones de esta reducción; en este sector aumentó de manera considerable el consumo de electricidad, en 78%. En el sector comercial el uso de gas se ha mantenido estable. En el sector industrial ha habido una caída de 64% para la elaboración de azúcar debido a la crisis de la industria y a los mayores volúmenes de importación de alta fructosa. Lo mismo sucedió con la producción de fertilizantes, donde se redujo el uso de energía en 79% debido a la

caída de la industria nacional y al incremento de las importaciones. En el caso de la industria de las bebidas no alcohólicas, el uso de energía aumentó 15 por ciento.

Figura 2. Cambios entre 2000 y 2019 en el uso final de energía en los sectores relacionados con el Sistema Alimentario en México



Fuente: Sener (2011 y 2020).

El panorama que se ha mostrado a partir del análisis de los balances de energía es parcial, pues no se cuenta con indicadores desglosados para cada uno de los componentes y procesos que sostienen el SA. Además, algunos sectores han reducido su uso de energía porque ha bajado el volumen de su producción y no porque sean más eficientes; los recortes en la producción

se reemplazan con productos importados, lo que incluso aumenta el uso de energía al requerirse materiales y combustibles para su transporte entre los lugares de producción y consumo. Este último es el caso de los fertilizantes, ya que muchos se importan de Rusia o Europa del Este.

Otra forma de aproximarnos al consumo de energía en la producción agropecuaria es mediante la observación de los cambios en la tecnología y los sistemas de producción. Esto lo tenemos, por ejemplo, en: el bombeo para riego, el número de tractores, el uso de fertilizantes y agroquímicos y la superficie bajo invernadero, o agricultura protegida, que utiliza mucho plástico y estructuras metálicas.

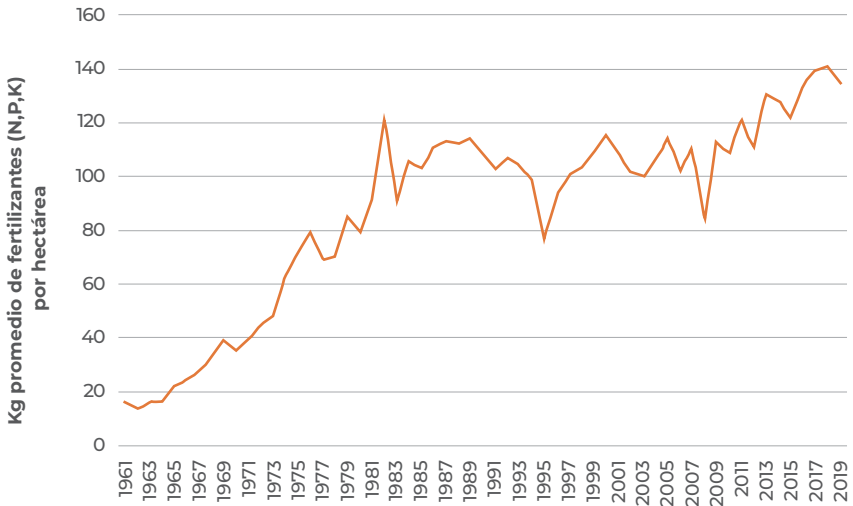
En cuanto al uso de agua subterránea para actividades agropecuarias en México, ha incrementado de forma estable y paulatina en las dos últimas décadas, al pasar de 16.94 km³ de agua en 2001 a 24.32 km³ en 2017. Ésta es una de las razones del incremento del uso de energía en el sector eléctrico.

A nivel nacional, el uso de fertilizantes también ha incrementado drásticamente en los últimos 20 años, al pasar de poco más de 3 millones de toneladas en 2002 a 6 millones en 2019 (Faostat 2022). El uso promedio de fertilizantes en México pasó de menos de 20 kg/ha al principio de la década de 1960 a más de 130 kg/ha en la actualidad (figura 3).

De igual forma, el uso de plaguicidas ha aumentado significativamente en las últimas dos décadas, lo que resulta alarmante por el uso de energía, la emisión de GEI y los efectos a la salud de fauna, productores y consumidores. De acuerdo con la base de datos estadísticos de la Organización para la Agricultura y la Alimentación (Faostat 2022), entre 2002 y 2019 el uso de plaguicidas en el país pasó de 11 500 toneladas a casi 50 000 toneladas. Como se observa en la figura 4, el mayor incremento se dio entre 2002 y 2007, y a partir de 2008 su uso se ha mantenido estable. Los plaguicidas son productos muy diversos: en México se tienen 8 136 plaguicidas autorizados por la Comisión Federal para la Protección contra Riesgos Sanitarios (Cofepris s.f.). En su elaboración se utilizan procesos muy diversos y, junto con los fertilizantes, son los insumos que más

energía requieren para su producción. La mayoría de los ingredientes activos de los plaguicidas es importada y en México se hace la formulación final para su venta al público.

Figura 3. Kilogramos promedio de fertilizantes utilizados por hectárea en México



Fuente: Elaboración propia con datos de IFA (2022) y Faostat (2022).

Nota: Se consideran los fertilizantes que contienen nitrógeno (N), fósforo (P) y potasio (K).

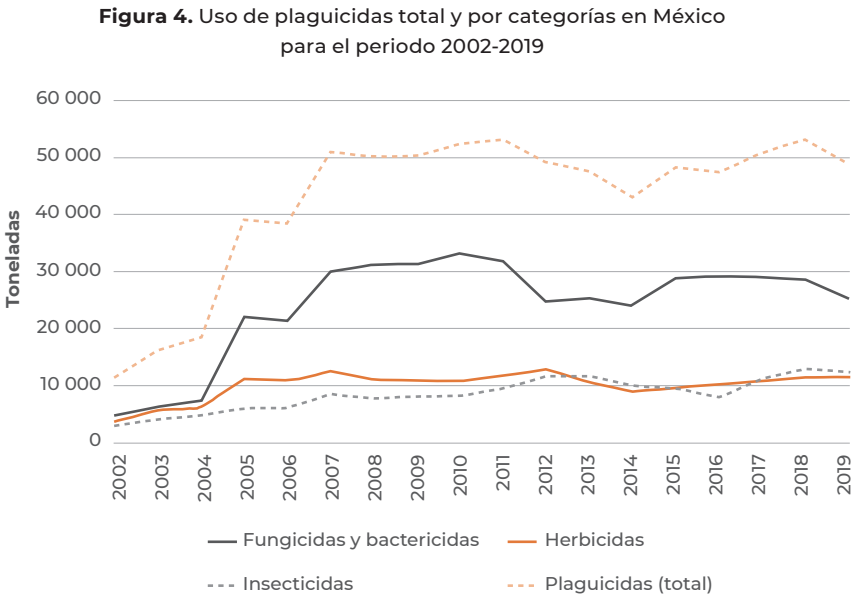
Las estadísticas de producción de carne muestran cómo, a partir de la década de 1990, su producción se incrementó de forma notable, en particular la carne de pollo (figura 5).

CONSUMO ENERGÉTICO: GEI Y ALIMENTOS BÁSICOS EN MÉXICO

LA ALIMENTACIÓN EN MÉXICO

En México, como en muchas otras regiones, pese a haber disponibilidad suficiente de alimentos, subsisten carencias e incluso hambre en una

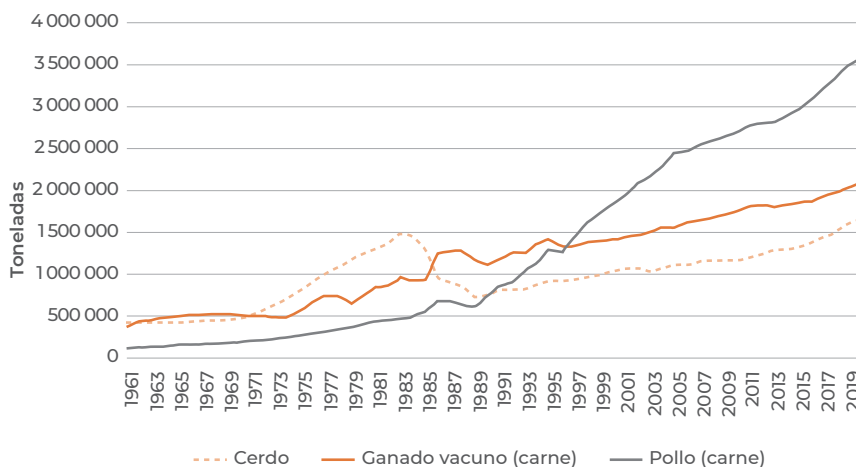
cuarta parte de la población, explica Flores de la Vega (2017).⁶ Esta autora (2017) reporta que, de acuerdo con el Consejo Nacional de Evaluación de la Política de Desarrollo Social (Coneval 2014), 23.4% de los mexicanos vive en condiciones de inseguridad alimentaria porque experimenta dificultades de moderadas a severas en el acceso a los elementos mínimos requeridos para el ejercicio del derecho a la alimentación. La malnutrición tiene incidencia en todos los grupos de ingreso. A primera vista, podría esperarse un alto predominio de la desnutrición, pero los problemas de salud pública más severos son el sobrepeso y la obesidad.



Fuente: Faostat (2022).

⁶ Se estima que el suministro de energía en el sector alimentario en el mundo es de 3 072 kilocalorías (kcal) por persona al día, mientras que las necesidades promedio son de 2 362 kcal (Flores de la Vega 2017).

Figura 5. Producción de carne en México



Fuente: Faostat (2020).

Nota: Los valores indican el peso vivo de los animales sacrificados cada año.

Desde hace varios años el consumo de los alimentos tradicionales ha sido reemplazado por el de productos industrializados y ultraprocesados de alta densidad energética y baja calidad nutricional, los cuales se asocian al aumento de peso, enfermedades crónicas y comorbilidades.⁷ Dichos alimentos demandan altas cantidades de energía para su producción, entre ellos: huevo, productos cárnicos, pollo, derivados del ganado vacuno y porcino, así como pastas, tortillas de harina, harinas,

⁷ En México se estima que más de 70% de las muertes de adultos se debe a enfermedades crónicas no transmisibles. La dieta y los hábitos de alimentación han experimentado cambios sustanciales durante los últimos 30 a 40 años y el consumo de energía per cápita ha incrementado 580 kcal/día a escala mundial. Se estima que más de 58% de las kilocalorías consumidas por los mexicanos proviene de alimentos procesados. De 13 países latinoamericanos, en 2013 México ocupó el primer lugar en la venta al menudeo per cápita de productos alimentarios y bebidas ultraprocesados, con una venta de 212.2 (kg); esta tendencia se ha asociado al aumento del sobrepeso y la obesidad, y su predominio, considerados en conjunto como un problema grave de salud pública en el país (Kaufer-Horwitz *et al.* 2018).

refrescos y otros. Flores de la Vega (2017) muestra cómo de 1970 a 2020 se extendió la ingesta de una dieta baja en fibra, pero rica en grasa, azúcar, sal y productos cárnicos (tabla 2). Llaman la atención dos cambios en fuentes tradicionales de energía y proteína: 1) una caída de casi 12% en el consumo de cereales y tubérculos y 2) la reducción de la mitad de los puntos porcentuales en frijoles y otras legumbres. A su vez, podemos observar el aumento en la participación de aceites, grasas, azúcares, edulcorantes y productos de origen animal, con un alejamiento sustancial de lo que sería la base de una alimentación saludable (Flores de la Vega 2020).

Tabla 2. Cambios en el suministro de energía por principales grupos de alimentos

GRUPO ALIMENTICIO	1970-1972 (%)	1990-1992 (%)	2000-2002 (%)	2010-2012 (%)	2016-2018 (%)
Aceites y grasas	6.6	11.3	10.2	11.6	10.7
Azúcar y dulcificantes	13.6	16.1	15.5	15.4	15.1
Carne, pescado y pollo	6.0	7.5	9.6	11.0	14.4
Cereales y tubérculos	54.9	47.7	46.1	44.0	43.2
Frijoles y otras legumbres	7.5	4.4	3.8	3.5	3.4
Frutas	3.3	3.2	3.6	3.3	3.3
Hortalizas	0.7	1.1	1.4	1.3	2
Huevo	0.8	1.3	1.8	2.1	2.3
Leche	4.9	4.5	5.2	5.3	5.6

Fuente: Flores de la Vega (2020).

De acuerdo con la *Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares 2019*, las familias mexicanas invirtieron alrededor de 35% del presupuesto diario en alimentos y bebidas, con la carne (23%) como el mayor

gasto trimestral, seguida de los cereales (17.8%) y las verduras (11.7%) (Galán 2021). Los cereales están presentes en productos como la tortilla de maíz, el arroz, el pan y la pasta para sopas. Conforme a encuestas nacionales de ingresos/gastos, desde el periodo de 1994-1996 se ha visto una disminución en el consumo de frutas y verduras, acompañada de un incremento en la ingesta de grasas, azúcares y carbohidratos refinados, entre los que destacan los refrescos (Lozada *et al.* 2007).⁸ La disponibilidad de kilocalorías ha alcanzado niveles superiores a los requerimientos promedio de la población debido a un incremento de la producción. A nivel mundial, se estima que pasó de casi 2 380 kcal/persona/día en el periodo 1960-1980 a cerca de 2 750 kcal/persona/día en el de 2000-2013.

Moreno-Altamirano y colaboradores (2014) han estudiado la transición alimentaria en México de 1991 a 2013. De 1991 a principios de los años 2000, la tendencia de los precios relativos fue decreciente en lo que se refiere a tortillas de maíz, frijoles y frutas frescas. De 2002 a la actualidad, el precio relativo de tortillas de maíz, frijoles y frutas frescas ha incrementado en relación con los refrescos. En comparación con el precio de los refrescos en 2001 y 2002, en 2012 el precio de las tortillas fue 71.8% más alto, el de los frijoles, 60.1% más alto, y el de las frutas frescas, 33.4% más alto.

Flores de la Vega (2017) registra que entre 32% y 36% de niños y niñas de 5 a 11 años y adolescentes de 12 a 19 años se ven afectados por esta problemática. En adultos de 20 años y más, el predominio de la obesidad alcanza a 69% en hombres y a 73% en mujeres. La autora explica que de 1970 a 2010 se extendió la ingesta de una dieta baja en fibra, pero rica en grasas,

⁸ Lozada y colaboradores (2007) hicieron un estudio sobre los patrones dietarios entre adolescentes urbanos y rurales. Los principales grupos de alimentos en el grupo urbano-pobre fueron: maíz y derivados (20%), industrializados (17%), trigo (10%), refrescos (7.54%) y frutas y verduras (3.7%). En el rural: maíz y derivados (48.1%), trigo y derivados (6.70%), frijol y leguminosas (6.28%) y frutas y verduras (3.6%). En contraste, en el grupo caracterizado como patrón dietario occidental, los porcentajes fueron los siguientes: trigo y derivados (19%), maíz (13.6%), carne roja y procesada (10.6%), productos lácteos bajos en grasa (8.28%) y frutas y verduras (6.46%). Este último grupo corresponde a adolescentes que presentaron la mayor escolaridad y lugar de residencia urbana, así como el tercil más alto en el índice de condiciones de vivienda.

azúcar, sal y productos cárnicos. La proteína de origen animal es esencial y, aunque ha aumentado la presencia de productos de origen animal, dicha proteína es escasa en la dieta de los mexicanos (Cruz y García Sánchez 2014). De acuerdo con Castro Samano y colaboradores (2019), quienes se basan en datos del Sistema de Información Agroalimentaria y Pesquera (SIAP), así como de la Asociación Mexicana de Engordadores de Ganado Bovino (AMEG), las principales fuentes proteicas consumidas en México son: pollo, porcino y bovino; su consumo nacional aparente en 2014 fue de 3.18, 1.88 y 1.80 millones de toneladas, respectivamente; su consumo per cápita anual en el mismo orden fue de 25.37 kg, 15.05 kg y 14.34 kg.⁹

CONSUMO ENERGÉTICO Y GEI EN LA PRODUCCIÓN DE ALIMENTOS BÁSICOS

Granos y maíz

De los 24.6 millones de hectáreas (ha) de zonas agrícolas existentes en México, 24.5% se sembró con maíz para grano, 5.4% con sorgo para grano, 4% con frijol, 2% con trigo y 0.1% con arroz (SIAP 2020). El maíz –blanco y amarillo– y el frijol son dos de los principales cultivos de la canasta básica en México y representaron 58% y 12%, respectivamente, del total sembrado en el ciclo primavera-verano de 2006 (Inegi 2007). Al revisar los datos de superficie sembrada de maíz, frijol y calabaza a nivel nacional entre 2003 y 2019, se observa que el maíz y el frijol tuvieron una tendencia significativa a la baja y la calabaza al alza (Orozco-Ramírez y Astier 2022).

En México, el maíz es el centro de dos sistemas alimentarios contrastantes: 1) el corporativizado, donde funge como combustible, fuente de aceites, almidón y azúcares, y 2) el autóctono, donde protagoniza la

⁹ Para garantizar la salud del planeta, la dieta recomendada por la Comisión Lancet por persona al año es de no más de 4.7 kg de carne roja –puerco, cordero o res– o 9.7 kg de pollo o 9.4 kg de pescado por persona al año (Willet et al. 2019).

cultura alimentaria y la dieta a base de tortilla y milpa. El suministro de maíz para consumo humano proviene todavía, de manera importante, del territorio nacional. Aproximadamente la mitad de este maíz se obtuvo de tierras con agricultura comercial de riego y otro tanto de tierras de pequeña y mediana propiedad –de 3 a 5 ha. Casi toda la demanda del maíz blanco fue abastecida por la agricultura del país –24.5 millones de toneladas cosechadas–, mientras que 84% del volumen demandado de maíz amarillo fue importado (SIAP 2018).

Una importante porción del maíz demandado en el país se emplea en la elaboración de tortillas y harina de nixtamal, y otra es destinada a la industria para producir aceites, fructosa, cereales y almidón. Sin embargo, es preciso señalar que una tercera parte de todo el abasto de maíz blanco y amarillo se destina a la engorda de ganado; dicha fracción equivale a entre 13 y 18.5 millones de toneladas de piensos (Galván Miyoshi *et al.* 2015). Las importaciones de maíz amarillo incrementaron de 3 millones de toneladas, a principios de la década de 1990, a 13.6 millones en el periodo 2016-2017 (Galván-Miyoshi *et al.* 2015).

Energía

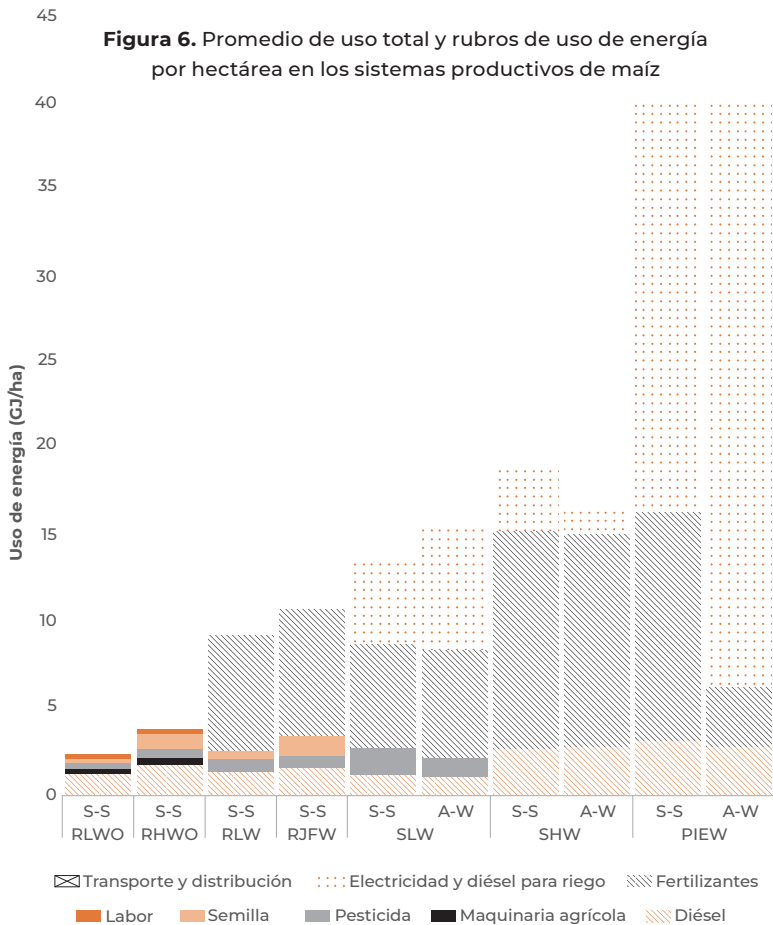
Como ya se ha explicado, el maíz se produce en un gradiente de intensificación que va de la agricultura de temporal en pequeña y mediana escala –es decir, cerca de 50% de la superficie agrícola total– a la agricultura de riego –que cubre el otro tanto. Esta última hace un uso intensivo de semillas híbridas e insumos químicos fósiles.

Tras analizar el uso y la producción de energía y emisiones de GEI en 12 diferentes tipos de sistemas de maíz representativos de México, Juárez Hernández y colaboradores (2019) concluyen que, en términos de inversión, eficiencia energética y emisión de GEI, los sistemas de bajos insumos de temporal tuvieron un mejor desempeño en comparación con los sistemas de riego y altos insumos. Sin embargo, estos últimos mostraron la más baja producción de energía por hectárea –energía

neta y exergía neta— debido a su baja productividad. De acuerdo con el mismo estudio, los sistemas de riego por gravedad con altos insumos registraron la mayor producción de energía, pero con valores medios de eficiencia energética e intensidad de la exergía (GJ Mg^{-1} de grano) debido a la alta productividad; los sistemas de riego de altos insumos, unos bajo riego por gravedad y otros por riego presurizado, mostraron los más altos niveles de emisiones de $\text{CO}_2\text{e/ha}$, siendo los últimos los que presentaron los más altos niveles (figura 6). Los rubros que más contribuyen a la demanda de energía total, exergía y emisión de GEI son: 1) el uso de diésel para los pasos de maquinaria; 2) la producción y el uso de fertilizantes sintéticos, y 3) la generación de electricidad para el bombeo de agua para riego. Por otro lado, Juárez Hernández y colaboradores (2019) señalan que los sistemas productivos de bajos insumos y temporal, los cuales comprenden la mayor porción de la superficie cultivada de maíz, presentan un bajo uso de energía total, exergía y emisiones de GEI por área cultivada. De esta manera, alcanzan bajos rendimientos y por lo mismo requieren de mayor superficie de tierra cultivable para producir volúmenes adecuados de grano. En contraste, de acuerdo con los autores, los sistemas productivos de altos insumos registran un nivel mucho más elevado de energía total utilizada por hectárea, consumo de exergía y emisiones debido al uso intenso de fertilizantes sintéticos y de bombeo para riego.

Como se ha documentado en este capítulo, en México se ha incrementado de modo drástico el uso total de fertilizantes nitrogenados así como su consumo por hectárea, lo cual se asocia a una mayor demanda energética (figuras 3 y 6). En comparación con cultivos como el frijol, los cereales son cultivos que requieren de una considerable cantidad de nitrógeno, lo cual señala una situación estratégica para la seguridad alimentaria en un contexto de escasez y altos costos de fertilizantes nitrogenados. Las formas de producción de esta clase tienen implicaciones negativas ambientales, además de las energéticas y económicas. Por ejemplo, en los sistemas de trigo del Bajío, donde continuamente

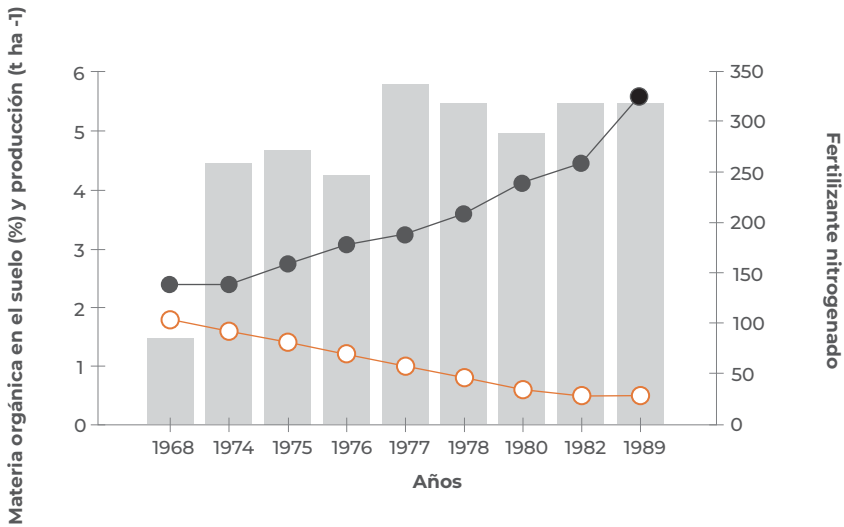
se cosecha biomasa sin aplicar prácticas de conservación del suelo, los niveles de materia orgánica en el suelo y la eficiencia productiva del nitrógeno invertido disminuyen abruptamente con el tiempo, según se puede apreciar en la figura 7.



Nota: S-S, ciclo primavera-verano; A-W, ciclo otoño-invierno; R, temporal o seco; S, riego por gravedad; P, riego presurizado; L, semilla nativa; H, semilla híbrida; WO, sin fertilizantes sintéticos; W, con fertilizantes sintéticos. La mano de obra incluye trabajo humano y animal. La maquinaria incluye el equipo de riego.

Fuente: Juárez Hernández *et al.* (2019).

Figura 7. Eficiencia del fertilizante nitrogenado y niveles de materia orgánica en el suelo en el cultivo de trigo del Bajío



Fuente: Grageda y colaboradores (2000).

Sistema tortilla

Las tortillas de maíz son uno de los alimentos más frecuentes en la dieta mexicana. Se estima que en México se destinan alrededor de 12 millones de toneladas de maíz blanco para la producción de tortilla comercial; además, se consumen 79.5 y 56.7 kg de tortilla/cápita/año en áreas rurales y urbanas, respectivamente (SE 2012). En cuanto al nivel de industrialización, existe un gradiente que va de las tortillas artesanales 100% de nixtamal –elaboradas en estufas de leña–, pasando por las tortillas de nixtamal en las que a veces se incluye una mezcla de harina –hechas en máquinas tortilladoras–, hasta las de tortilladoras industriales, que son 100% de harina nixtamalizada. La elaboración de estas últimas requiere de energía eléctrica y gas.

En lo que se refiere a la energía requerida para la elaboración de tortillas, Orozco Ramírez (2007) comparó dos sistemas en la región purhépecha: uno de tortilla tradicional y el otro de tortilla industrial. En el sistema tradicional se usan 37.15 MJ/kg de tortilla, en el industrial se usan 18.6 MJ/kg de tortilla, y el principal insumo es de gas LP en un 73%, que depende de combustibles fósiles en un 99%. Para elaborar un kilogramo de tortilla tradicional se produce una emisión bruta de 0.854 kg CO₂/kg de tortilla, si la leña se aprovecha de forma no renovable; en cambio, si la leña es renovable, se producen 0.100 kg CO₂/kg de tortilla. En el subsistema agroindustrial se emiten 1.100 kg CO₂/kg; en este subsistema el gas LP es el principal emisor (74%). Los sistemas de elaboración de tortilla que se comparan utilizan 100% grano para elaborar el nixtamal y la tortilla; si –como ocurre en la mayoría de las tortillerías actuales– se utilizara harina de nixtamal, la inversión energética y la emisión de CO₂ serían significativamente más elevadas. Orozco Ramírez (2007) estimó que el gasto de energía es prácticamente el doble entre los dos tipos de masa: 1 MJ/kg de masa tradicional vs 2.3 MJ/kg de harina de nixtamal. El secado de la masa de esta última utiliza una mayor cantidad de gas, y la doble molienda requerida para elaborar la harina implica a su vez una mayor inversión de electricidad.

Proteína animal

Tello Carras (2020) registra el cambio histórico de la fuente de proteína consumida en México entre 1960 y 2010. Al iniciar dicho periodo, alrededor de 80% de proteína era de origen vegetal, pero a partir de la década de 1990 la proporción cambió a menos de 60% frente a más de 40% de origen animal. De acuerdo con el autor, el consumo anual per cápita agregado de carne y huevo entre 1960 y 2013 pasó de alrededor de 30 kg a casi 90 kg, respectivamente.

Como se expuso anteriormente, en las últimas décadas la superficie de tierras dedicada a la agricultura para consumo directo humano se

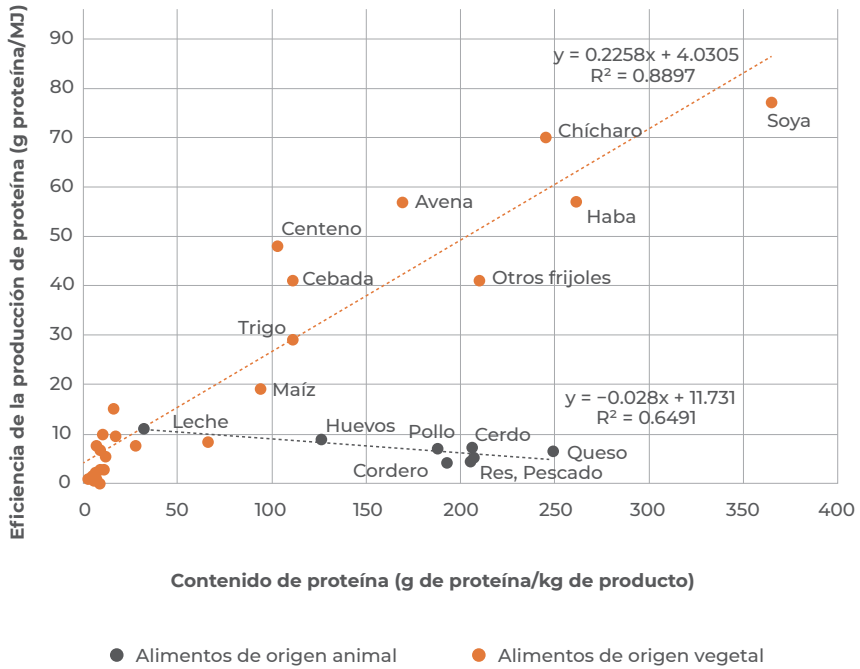
estabilizó. Los cultivos forrajeros, por el contrario, aumentaron a una tasa media de 3.9%. Antes de 1960 eran inapreciables, pero ya en 2013 abarcaban 5.8 millones de ha. Excluyendo los pastos cultivados, la superficie de cultivo forrajero representó 23% de la superficie total cosechada en 2013. Entre 1960 y 2013 la producción de maíz aumentó de 6.2 a 22.7 millones de toneladas; éste es un incremento de 363%, pero debe decirse que la cantidad dedicada a alimentar a los animales aumentó a un ritmo mucho más rápido, de 0.54 a 4.3 millones de toneladas, el equivalente a 796% (Tello Carras 2020).

El proceso de ganaderización de la agricultura y de los patrones de consumo alimentario implica una reducción importante de la eficiencia energética en el SA. Así, entre 1 y 2% de la energía solar incidente es convertida en energía química por los cultivos, factor conocido como *productividad primaria neta*. De esta proporción, sólo 1% es convertida en producción secundaria: herbívoros –lo que significa que por cada 100 kg de producto vegetal se produce 1 kg de producto animal. De la producción secundaria sólo un 5% es asimilado por los carnívoros (Masera y Astier 1996). El consumo energético en la producción animal es también considerablemente mayor que el requerido para la producción de alimentos vegetales, por lo que se estima que una kilocaloría animal requiere alrededor de 7 a 88 kilocalorías de combustibles fósiles, en contraste con las 1 a 5 kilocalorías para producir una kilocaloría de origen vegetal (Pimentel 1984). La figura 8 ilustra el nivel de eficiencia energética de diferentes alimentos proteicos producidos; ésta es mucho más baja en los de origen animal –ya sean huevo, pescado o lácteos– y es significativamente más alta en el caso de los cultivos como frijol, chícharo o soya.

Productos industrializados

Desafortunadamente no se tienen registros históricos sobre el consumo energético del sector de procesamiento y distribución de alimentos en

Figura 8. Eficiencia energética de la proteína producida en vegetales y animales



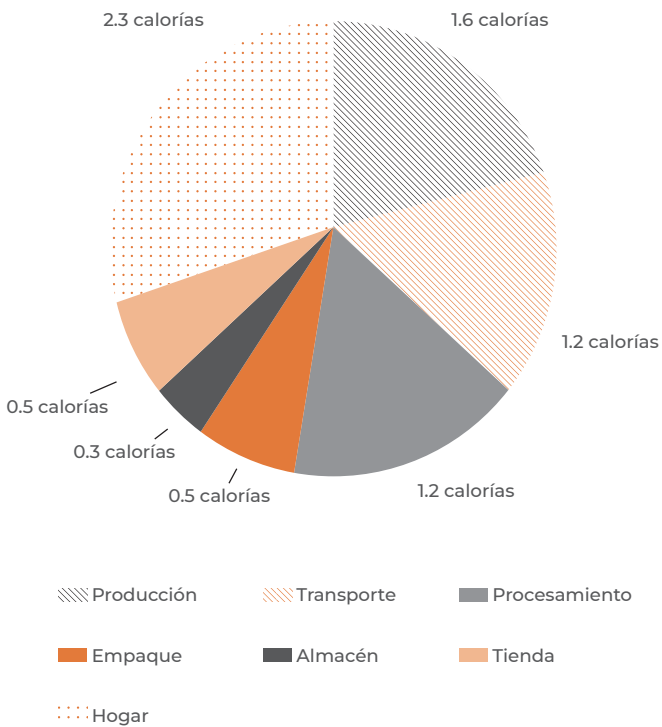
Fuente: González *et al.* (2011).

el país. El consumo cada vez más intensivo de productos procesados –alimentos empacados, congelados, enlatados, etc.–, la creciente especialización agrícola a nivel regional, la mayor integración nacional y con los mercados foráneos, además del incremento del consumo de alimentos industrializados en el país, sugieren que el consumo energético de estos rubros ha incrementado drásticamente.

Por ejemplo, de acuerdo con Canning y colaboradores (2010), entre 1997 y 2002 en Estados Unidos el uso de energía a lo largo de la cadena alimentaria aumentó más de seis veces, sin contar la energía total doméstica. En el mismo periodo en dicho país, los flujos de energía relacionada

con los alimentos aumentaron alrededor de 80% a nivel nacional. La mitad de dicho incremento se debió a un mayor uso de tecnologías intensivas en energía a lo largo del SA estadounidense, y el resto se atribuye tanto al crecimiento poblacional como a un aumento real en el gasto per cápita en los alimentos (Canning *et al.* 2010).

Figura 9. Costo energético de una caloría puesta en el plato del SA global



Fuente: Heinberg y Bomford (2009).

Los productos procesados del SA son los que demandan la mayor cantidad de energía. Algunos de ellos son: harinas, pastas, refrescos, alimento para mascotas, cereales en caja y todos los productos congelados. A su vez, se deben considerar sus empaques, los cuales incluyen, en orden

creciente de intensidad energética, contenedores de papel, bolsas de polietileno, latas, contenedores de aluminio y botellas de polietileno, polipropileno y cristal (Pimentel *et al.* 2004 y 2009). Como se puede observar en la figura 9, los pasos que implican una mayor demanda energética relativa, en orden de importancia, son el almacenamiento y la cocción en los hogares, la producción agrícola, el procesamiento y el transporte.

En los hogares

La última fase del SA se lleva a cabo en hogares, restaurantes y comedores, y es una en las que más se consume energía (figura 9), especialmente en países de bajos ingresos. La cocción y refrigeración de alimentos requieren, respectivamente, 59% y 5% del consumo residencial de energía en México (véase capítulo 1.8).

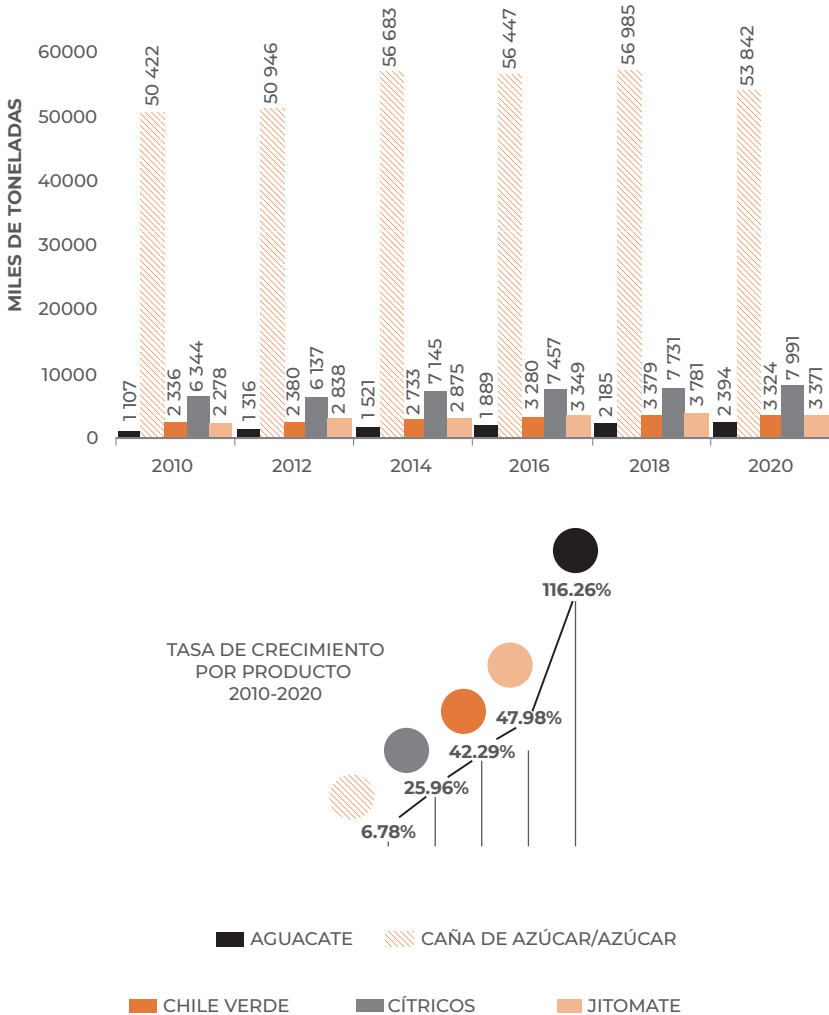
AGRICULTURA PARA EL SISTEMA ALIMENTARIO GLOBAL Y SUS IMPLICACIONES EN EL USO DE ENERGÍA Y EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

Coll-Hurtado y Godínez (2003) llamaron la atención en torno a la creciente importación de alimentos y la consiguiente dependencia alimentaria de México. En 1979 la importación de maíz no llegó a 600 mil toneladas, mientras que en 2002 alcanzó los 5.5 millones de toneladas. La brutal diferencia corresponde a la pérdida de capacidad productiva del campo mexicano en términos de alimentos básicos, así como a su transformación en una fuente de productos de exportación.

Con el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN), que entró en vigor en 1994, México se abrió a la inversión extranjera y al mercado mundial de los alimentos (Galván-Miyoshi *et al.* 2015). A partir de entonces, se desarrolló con rapidez una agroindustria que forma parte, de manera creciente, de las redes espaciales y extensivas de producción de alimentos –denominadas *teleconexiones* en el ámbito de

la geografía. Entre 1965 y 2017 el valor de la producción agropecuaria creció en 2 500%, de 1 151 a 29 844 millones de dólares (mdd).

Figura 10. Volumen exportado y tasa de crecimiento de 2010 a 2020



Fuente: SIAP (2020).

En ese periodo las importaciones de dicha producción pasaron de cero a 27 172 mdd, de acuerdo con Tello Carras (2020). México es el principal exportador en el mundo de la producción de cerveza, aguacate, jitomate, tequila, brócoli y espárragos. Es el segundo en limones, pimientos y mangos. Ocupa la tercera posición en *berries*, confitería y pepino; y es el cuarto mayor exportador de ganado bovino, siendo esta última su actividad más reciente. Las exportaciones mexicanas con un mayor valor comercial son: cerveza (4 850 mdd), aguacate (2 958 mdd), *berries* (2 873 mdd) y jitomate (1 883 mdd) (SIAP 2020).

FRUTALES Y HORTALIZAS

De 1980 a 2014 en México la superficie dedicada a la producción de frutas y hortalizas (FyH) incrementó de 1.2 a 2.1 millones de ha (González 2020), un crecimiento de 58%. En el mismo periodo la tasa de crecimiento del volumen cosechado de FyH creció todavía más: de 12.3 a 28.4 millones de toneladas, un incremento de 131%, con una ganancia de 3% de crecimiento promedio anual (figura 10). La producción de FyH se canaliza a los mercados nacional y de exportación; sin embargo, la producción destinada a la exportación fue la que más aumentó. En el periodo 1980-1984, 97% de las FyH se comercializaban en el mercado interno, y sólo el 3% se exportaba. Para 2010-2013, 20% de la producción nacional se exportaba; de 1980 a 2013, la tasa promedio de crecimiento de estos dos mercados fue de 1.20% para el nacional y de 5.15% para el de exportación (González 2020). De 2010 a 2020 la exportación de FyH se incrementó todavía más y alcanzó un nivel sin precedentes. Nuevos cultivos aparecieron con ese destino en dicho periodo, como las *berries* y el espárrago, además de productos cárnicos. Los productos con mayor tasa de crecimiento y valor en el periodo mencionado fueron el aguacate, con una tasa de crecimiento de 344%, las *berries* con una de 412% y la carne de bovino con una de 551.5% (tabla 3). El valor de estas tres mercancías en 2020 fue, respectivamente, de 2 958 mdd, 2 873.6 mdd y 1 594 millones de dólares.

A su vez, el consumo energético asociado a la producción, transformación, transporte y distribución de FyH ha aumentado de manera notable. Dichos cultivos demandan altos niveles de energía en forma de insumos fósiles, electricidad para bombeo de agua, plantas de transformación y refrigeración, así como transporte; además, cabe mencionar que las *berries* y el jitomate, entre otras FyH, se producen en agricultura protegida.¹⁰

El uso de energía es muy variable, en particular en la fase de producción de alimentos; incluso los niveles de energía consumidos pueden diferir enormemente, dependiendo de las técnicas y los insumos que se utilicen en cada caso, así como de las condiciones biofísicas y climáticas de la región. En la figura 11, por ejemplo, los valores que se registran para la producción de maíz son muy diferentes entre sí. En regiones con suelos y climas idóneos se invierte menos energía para producir un kilo de maíz que en otras menos favorecidas. Los sistemas altamente productivos, como el jitomate en invernadero, del que se pueden cosechar hasta 600 toneladas por hectárea, son muy eficientes en términos energéticos. Se observa un marcado contraste con los sistemas de la piña, que registran 50 toneladas por hectárea y requieren de una alta inversión de maquinaria e insumos químicos. En cuanto a la ganadería, llama la atención la diferencia de los valores en sistemas extensivos e intensivos de producción de becerros. Por ello, no es recomendable generalizar, las comparaciones serán válidas cuando se realicen para un mismo producto,

¹⁰ Los cultivos están resguardados con cubiertas plásticas. La FAO estima que, a nivel mundial, en 2019 se utilizaron 12.5 millones de toneladas de productos plásticos en la producción vegetal y animal, y otros 37.3 millones en el envasado de alimentos. Los plásticos agrícolas también suponen un grave riesgo de contaminación y daño, tanto para la salud humana como para el ecosistema cuando no se gestionan correctamente tras su uso. Se estima que Asia consume casi la mitad a nivel mundial. Según las previsiones, la demanda mundial aumentará un 50% de aquí a 2030. Sólo una pequeña parte de los plásticos agrícolas se recogen y reciclan. La ONU afirma que la mayoría de los plásticos agrícolas se queman, se entierran o se pierden después de su uso. Hay una creciente preocupación por los microplásticos que se forman al descomponerse los materiales desechados de mayor tamaño. Los microplásticos son consumidos por las personas y la fauna silvestre; además, algunos contienen aditivos tóxicos y pueden ser portadores de patógenos (Ecolinventos 2022).

Tabla 3. Valor de la producción y tasa de crecimiento de los alimentos más importantes para la exportación 2010-2020 (mdd)

PRODUCTO/AÑO	2010	2011	2012	2013	2014
FRUTALES					
Aguacate	666	958	1010	1270	1623
Frutos rojos	560.5	673.7	907	913.3	1129.8
Cítricos	218	238.3	247.9	304.1	397.7
Mango	154	160	192	230	214
Caña de azúcar / azúcar de caña	683	1212	823	1304	907
TOTAL	2 281.5	3 242	3 179.9	4 021.4	4 271.5
HORTALIZAS					
Brócoli	247	368	267	352	333
Chile verde	214	226	270	517	560
Jitomate	976	1015	1001	1159	1293
Pepino	138	138	156	193	222
TOTAL	1 575	1 747	1 694	2 221	2 408
ALIMENTOS ORIGEN ANIMAL					
Carne en canal bovino	289	532	748	649	907
Carne en canal porcino	307	317	378	445	429
TOTAL	596	849	1126	1094	1336
OTROS					
Agave tequilero / Tequila	748	831	859	997	1172
Nuez	132	200	278	270	405
TOTAL	880	1031	1137	1267	1577
Valor exportación 13 productos seleccionados (mdd)	5 332.50	6 869.00	7 136.90	8 603.40	9 592.50
Valor exportación 57 productos NO seleccionados (mdd)	2 364.74	2 919.47	3 821.51	3 171.36	3 537.06
Valor exportación de todos los productos (mdd)	7 697.24	9 781.47	10 958.41	11 774.76	13 129.56

Frutos rojos: Incluye fresa, frambuesa, zarzamora y arándano.

Cítricos: Incluye limón, naranja y toronja.

Fuente: Elaborado a partir de SIAP (2020).

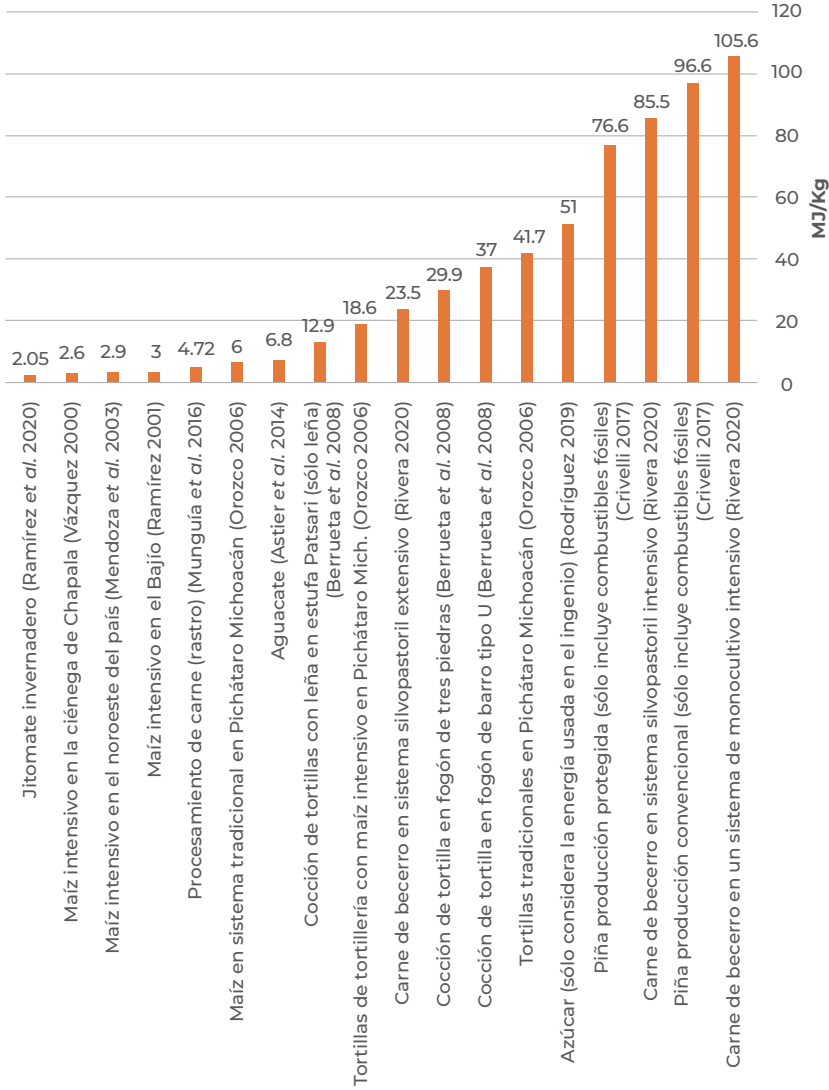
DESAFÍOS Y ALTERNATIVAS PARA ALCANZAR UN SISTEMA ALIMENTARIO MÁS SUSTENTABLE

2015	2016	2017	2018	2019	2020	TASA DE CRECIMIENTO (%)
1 920	2 317	2 961	2 744	3 201	2 958	344.14
1 420	1 727	1 935	2 161	2 567	2 873.6	412.69
402.4	498.1	544.6	608.4	602.1	558.8	156.33
343	350	375	388	409	435	182.47
807	724	665	713	776	710	3.95
4 892.4	5 616.1	6 480.6	6 614.4	7 555.1	7 535.4	230.28
406	390	408	440	506	554	124.29
627	683	719	844	904	1007	370.56
1 368	1 550	1 583	1 734	1 753	1 883	92.93
243	286	314	347	370	425	207.97
2 644	2 909	3 024	3 365	3 533	3 869	145.65
1092	1094	1130	1268	1445	1594	451.56
395	432	538	536	718	905	194.79
1 487	1 526	1 668	1 804	2 163	2 499	319.30
1 187	1 203	1 340	1 582	1 874	2 355	214.84
464	666	610	768	884	658	398.48
1 651	1 869	1 950	2 350	2 758	3 013	242.39
10 674.40	11 920.10	13 122.60	14 133.40	16 009.10	16 916.40	217.23
3 553.26	3 883.42	4 389.69	4 348.67	4 152.72	4 202.80	77.73
14 228.06	15 803.42	17 512.29	18 482.07	20 161.82	21 119.20	174.37

bajo condiciones biofísicas similares y en estudios con temporalidad de más de dos años. En la figura 11 se registran también los valores de la energía requerida en la fase de procesamiento de alimentos; aquí, sin embargo, los factores biofísicos no son determinantes, pero la tecnología sí (por ejemplo, en la elaboración de tortillas se aprecian valores mucho más bajos cuando se utilizan estufas ahorradoras de leña tipo Patsari en comparación con la tortillería industrial, a base de gas y electricidad, o con las estufas de leña convencionales).

La agricultura protegida en el ramo de la producción de frutas y hortalizas ha crecido con rapidez en México. En 2000 había 790 ha bajo este tipo de producción; para 2015, se reportaron 23 251 ha, un 25% de tasa de crecimiento anual en dicho periodo. Aproximadamente, 80% de este tipo de producción se destina al mercado de exportación, casi exclusivamente a Estados Unidos. La Asociación Mexicana de Agricultura Protegida reporta que esta producción se concentra en pocos cultivos: 70% en jitomate, 16% en pimiento, 10% en pepinos y menos de 2% en *berries*. Casi toda la agricultura protegida se realiza en ocho estados, de ellos Sinaloa, Jalisco y Baja California concentran más de la mitad de la producción (Pratt y Ortega 2019). Estos sistemas agrícolas bajo plásticos demanda altas cantidades de energía y su huella de GEI es alta por unidad de producto producido, ya que se requiere de plásticos difíciles de reutilizar o de reciclar, tanto en los túneles y/o invernaderos como en los acolchados; incluso se necesita bombeo de agua para riego, además de insumos fósiles y electricidad para regular la temperatura. Por ejemplo, el consumo total de energía de un ciclo productivo de jitomate en Atlixco y Durango es de 418 y de 666 GJ por hectárea, respectivamente, mientras que la energía específica por kilogramo es de 2.09 y 2.02 MJ y, por metro cuadrado, de 41.84 y 66.55 MJ, respectivamente (Ramírez Arias *et al.* 2020).

Figura 11. Consumo energético de varios productos alimenticios en México



Fuente: Elaboración propia a partir de la información referida en cada elemento.

GANADERÍA

En 2019 la escala mundial de producción de carne en canal¹¹ alcanzó la cifra de 67 millones 353 mil toneladas por año, la mayor parte correspondiente a Estados Unidos, país que contribuyó con 12 millones 219 mil toneladas. En el mismo año, dicha producción aumentó 2.4% (46 788 toneladas), derivado del incremento tanto de la infraestructura productiva como del inventario de bovinos de carne, el cual fue 1.1% superior en comparación con el año anterior (370 500 cabezas más).

Desde mediados del siglo xx la ganadería intensiva se extendió, en cada ambiente, a lo largo del país y asistida por los créditos flexibles del Banco Mundial y del gobierno mexicano (Galván-Miyoshi *et al.* 2015). Además, con la entrada en operación del TLCAN, la oferta sin precedente de maíz –tanto el producido en el país como el importado– impulsó el desarrollo de *feedlots* o grandes establos en escalas comparables a las de Estados Unidos. La producción total de carne para México de 1980 a 2014 se desarrolló a una tasa de crecimiento media anual de 2.4%. La carne de bovino ocupó el segundo lugar a nivel nacional (SIAP 2015) y el sexto a nivel internacional (FAO 2018). Esto último sucedió debido a que, en sólo una década (2002-2012), México pasó de ser el mayor importador de carne estadounidense a ser el más importante proveedor para ese mismo mercado (Galván-Miyoshi *et al.* 2015). En 2020, México se encontraba entre los seis y 10 primeros exportadores del mundo de carne de cerdo y res, respectivamente. En el mismo año se exportaron 7.3 millones de toneladas de carne de puerco, pollo y res (SIAP 2020).

¹¹ Es la pieza del animal insensibilizado, solamente con la carne y los huesos, sin cabeza, ni piel ni órganos.

ALTERNATIVAS PARA UNA TRANSICIÓN ENERGÉTICA JUSTA Y SUSTENTABLE DEL SISTEMA ALIMENTARIO MEXICANO

Desde una perspectiva estructural y de política pública. En el SA corporativizado global, el alimento no es visto como un derecho humano, sino como una mercancía. Como plantean Arnés y Bracamontes (2022), un “SA saludable, justo y sostenible para todos requiere garantizar el derecho, no sólo a la alimentación, sino a un conjunto de elementos del propio sistema: el medio ambiente, el trabajo digno, la salud, el agua, y la energía, entre otros”. En el México actual, la inseguridad energética, por condiciones de acceso y/o de altos precios, tiene efectos en la producción, distribución, transformación, conservación y preparación de los alimentos.

El consumo de energía más importante del SA se halla en los siguientes usos y procesos: producción, combustible para el transporte y electricidad para el bombeo de agua, así como conservación y preparación de alimentos en los hogares. Este último rubro representa 45% del consumo. En cuanto a la producción, los programas dirigidos a la regulación y/o a la reducción de los insumos de síntesis –que muchas veces son tóxicos– tienen efectos múltiples, ya que impactan positivamente en la salud de los trabajadores agrícolas y los consumidores, así como en el medio ambiente, además del ahorro de energía asociado. Lo mismo ocurre con los programas que impactan en el uso y bombeo de agua para riego.

En 2020 la Presidencia decretó la prohibición del maíz transgénico y la eliminación gradual del uso del glifosato para 2024. El desafío es grande. La campaña Sin Maíz no hay País y la Red de Acción sobre Plaguicidas y Alternativas en México, por ejemplo, pugnan desde hace muchos años para que en el marco de la reforma a la Ley Federal de Salud se instituya un programa de retiro progresivo de plaguicidas altamente peligrosos, siguiendo el principio precautorio. Hay que reconocer, sin embargo, otras iniciativas en el presente sexenio dentro de la Secretaría de Agricultura y Desarrollo Rural (Sader), como la de Producción para el Bienestar, que incluye acciones técnico-organizativas para la transición hacia la

agroecología. En el mismo sentido, destacan los Programas Nacionales Estratégicos (Pronaces), diseñados desde el Conahcyt, para poner la ciencia al servicio de la sociedad, como el Pronace de Soberanía Alimentaria y el Pronace de Agentes Tóxicos y Procesos Contaminantes, entre otros.

Las condiciones de escasez energética en los hogares menos favorecidos del país producen inseguridad alimentaria. Éste es un tema olvidado por la política pública. Schilmann y colaboradores (2021) insisten en la urgencia de desarrollar programas centrados en resolver esta problemática; tendrán que integrar la participación tanto de la sociedad civil como de la academia, además de tener un carácter intersectorial que permita lograr sinergias entre objetivos de salud, ambientales, de desarrollo social y económicos.

De igual importancia es la regulación para la eliminación de los productos plásticos de un solo uso; éste es otro elemento del SA altamente demandante de energía, presente no sólo en la agricultura protegida sino en cada fase del SA. Aunque dichos plásticos se reducen mucho gracias al empleo de bolsas de tela reusables o, al menos, bolsas de plástico cien por ciento reutilizadas y recicladas, poco se ha logrado en México en oposición a la voluntad de los minoristas o de los consumidores. Ha habido más de 20 leyes estatales y 26 iniciativas de los municipios. Pero, como mencionan Griffin y Krasik (2022), se desconoce la efectividad de dichas políticas y la resistencia hacia ellas por parte de la industria ha sido muy alta. La Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos (OECD 2022) registra que en el mundo sólo 9% de los plásticos se recicla; por ello, hace un llamado para que se apliquen instrumentos legales del tipo de la “responsabilidad extendida del productor”, así como impuestos a los rellenos sanitarios, el sistema *paga-según-tires* e incentivos económicos por adecuada disposición (OECD 2022).

Desde las prácticas y tecnologías en la oferta y la demanda de alimentos. Hay prácticas y tecnologías que se pueden adoptar, para todas las etapas del SA, que lo harían más resiliente y que tendrían efectos tanto en la

disminución del uso de energía fósil como en la mitigación del cambio climático. A continuación, se resumen algunas de estas prácticas.

Desde la producción. En lo que concierne a este punto, no sólo será importante la sustitución de insumos no renovables por renovables, sino que se rediseñen asimismo los sistemas productivos para que sea posible conservar y/o incrementar los recursos naturales base: el suelo, el agua y la agrobiodiversidad. Algunos ejemplos de dichas evidencias son:

- En el incremento en la eficiencia del *sistema maíz*, cuando se hacen cambios en las labores de cultivo, se usan fertilizantes orgánicos y fuentes alternativas de energía para el bombeo de agua (Juárez-Hernández *et al.* 2019).
- Mediante la rotación de cultivos –combinada o no con la labranza de conservación– y el manejo manual y selectivo de herbáceas es posible llegar a una considerable reducción en el uso de herbicidas sintéticos (Fonteyne *et al.* 2020; Conacyt, 2022), así como a una reducción de combustible (Gavito *et al.* 2022) en cultivos y frutales.
- Un sinnúmero de organizaciones de productores orgánicos atestiguan la reducción paulatina y eficaz del uso de insumos fósiles (Altieri *et al.* 2021).
- En los Valles Centrales de Oaxaca se confirma el mejor desempeño en calidad del suelo, salud de los cultivos y sustentabilidad socioeconómica en sistemas maíz basados en la tracción animal (Mena 2018).
- Sistemas ganaderos de Chiapas mejoran de manera significativa su eficiencia energética gracias a prácticas agroecológicas (Valdivieso *et al.* 2019).¹²

¹² Los sistemas ganaderos agroecológicos mostraron un alto potencial para reducir su huella energética. Las prácticas involucran el tipo de pastoreo y la alimentación, el manejo

- Se pueden obtener múltiples beneficios al promover los productos reutilizables de plástico y mejorar la gestión de los residuos de dicho material o, al menos, al aplicar el modelo de las seis R: rechazar, rediseñar, reducir, reutilizar, reciclar y recuperar (EcoInventos 2022).

Desde el procesamiento y la conservación de alimentos. El procesamiento y la conservación de alimentos pueden mejorar si se transita a formas de energía renovable y se hacen más eficientes los procesos que se requieren para añadir valor a los alimentos frescos. Alternativas concretas son: reducir el consumo de los hornos industriales y de mediana escala (véase capítulo 3.3); promover el uso de energía solar para cocción y deshidratación (véase capítulo 2.1), e impulsar el uso de biomasa (véase capítulo 2.4) y biogás como fuentes de energía.

Al mismo tiempo, Sabán y colaboradores (2016) evalúan los efectos que causa la elaboración de una tortilla ecológica, hecha a base de maíz nativo y orgánico usando la estufa eficiente de leña Patsari, en comparación con la tortilla hecha con maíz industrial en fogones abiertos. Los investigadores demuestran que en la producción de maíz orgánico se emiten 2.3 veces menos GEI que en la producción industrial, debido fundamentalmente, en este último caso, al uso de fertilizantes de síntesis. El uso de la estufa Patsari disminuye la huella de carbono en 33% respecto del fogón tradicional. Las microempresas que cuentan con dicha estufa presentan mayores niveles de rentabilidad, pues la adopción de esta tecnología supone una disminución de los gastos variables de 42.9%. Al mismo tiempo, la Patsari produce una mejora en las condiciones de salud tanto de las microempresarias como de sus familias, lo que se traduce en una disminución de la morbilidad. Además, genera un ahorro de leña de 63.85% por cada kilogramo de tortillas producidas (véase capítulo 2.4).

sustentable de los potreros, así como las malezas en los pastizales y los cultivos, además de cuidados veterinarios para la prevención de enfermedades (Valdivieso et al. 2019).

Si se instalaran estufas Patsari en las 500 microtortillerías artesanales de la región de Pátzcuaro, donde se hizo el estudio, el ahorro se traduciría en una potencial disminución en el consumo de leña de 3 219.66 toneladas/año.

Desde la distribución. La distribución puede demandar menos energía fósil gracias a las siguientes medidas: utilizar vehículos más eficientes, impulsar el transporte ferroviario, optimizar las rutas de distribución de alimentos, minimizar el tiempo de almacenamiento y la distancia entre productores y consumidores, así como fomentar el consumo de productos locales (Masera y Astier 1996). Por otro lado, el transporte de poco volumen puede llegar a representar un costo energético unitario alto, en comparación con los traslados en vehículos más grandes, aunque sea a mayores distancias. Para no penalizar el desempeño ambiental de los productos alternativos, es conveniente estudiar a conciencia la manera de reducir el uso de energía, como puede suceder a través de mejoras en la logística de distribución (Sabán *et al.* 2016).

Desde la reducción de la comida desperdiciada. Las cadenas de valor justas son iniciativas efectivas, tanto para reducir las pérdidas de las cosechas como para mejorar los ingresos de los agricultores. En Kenia, por ejemplo, se dan casos donde una nave para almacenaje en frío en áreas donde hay altas concentraciones de cultivos y/o frutales tropicales puede tener múltiples impactos ambientales y socioeconómicos positivos. Al concentrarse y conservarse el producto, la capacidad de negociación y los vínculos comerciales se facilitan entre compradores –quienes pagan precios preferenciales– y vendedores. Estos últimos pueden ser productores individuales o cooperativas (Irena y FAO 2021).

Desde el almacenamiento y los empaques. Dos alternativas claras para el caso son reducir al mínimo el consumo de alimentos congelados y el empaquetamiento suntuario de alimentos, así como incrementar el uso de

envases y materiales reciclables. De igual forma, se obtendrían múltiples beneficios al hacer menos costosa energéticamente la conservación y el almacenamiento de los alimentos a lo largo de la cadena alimentaria, consumiendo productos desecados en lugar de enlatados, utilizando más extensamente la energía solar en casas, comedores y cocinas –en concreto para secadores y refrigeradores–, e implementando cuartos de frío para mantener los alimentos en buen estado por más tiempo. Hay que tomar en cuenta que almacenar comida en el congelador requiere hasta 7.9 kJ de energía eléctrica para un periodo de seis meses (Pimentel *et al.* 2009).

No es nada fácil escoger el material de almacenamiento. Por ejemplo, se requieren alrededor de 5 MJ para producir una bolsa plástica que tendría capacidad de almacenar un litro de comida en el refrigerador o congelador, lo cual es 3.3 veces menos intensivo en energía que una lata de aluminio (Pimentel *et al.* 2009). Por otro lado, aunque el papel, el aluminio, el acero o el vidrio requieren de mayor cantidad de energía que el plástico para su producción, dicho gasto se compensa por su alta eficiencia de reciclado: se pueden recuperar 90% del aluminio y 65% del acero. Las bolsas de plástico requieren un tercio menos de energía para ser producidas y son más fácilmente transportadas a las tiendas que las bolsas de papel (Pimentel *et al.* 2009). Sin embargo, los plásticos pueden permanecer sin descomponerse de 200 a 500 años y, por lo mismo, se han convertido en uno de los problemas más graves tanto de contaminación de suelos y aguas como de afectación a la fauna en todo el mundo y, especialmente, en América Latina.¹³

¹³ En 2019, 6.1 millones de toneladas (Mt) de basura plástica fueron lixiviadas a cuerpos de agua y 1.7 Mt fluyeron a los océanos (OECD 2022). Estados Unidos es el segundo exportador de desechos plásticos en el mundo, justo detrás de China; 46% de los desechos que exporta termina en Canadá y México, según la base de datos USA Trade Census, citada por Pasquali (2022). En 2021 los mexicanos recibieron un total de 84 410 toneladas, muy por encima de El Salvador (13 350 toneladas), Ecuador (6 660) y Honduras (6 170) (Arocha 2022).

Desde los hogares. A nivel residencial, hay varias medidas que se pueden adoptar durante la preparación y la cocción de los alimentos, como: 1) mejorar la eficiencia de las estufas de gas –por ejemplo, sustituyendo pilotos por mecanismos de encendido electrónico–; 2) introducir estufas eficientes de leña en el sector rural; 3) difundir el uso de ollas exprés y otras prácticas de cocinado de bajo requerimiento energético, como el remojo de frijoles, y 4) reducir el consumo de productos industriales altamente procesados, como los llamados “alimentos chatarra” (Masera y Astier 1996).

Muchos países europeos están volcándose a la energía renovable para uso doméstico, principalmente para cocinar. Esto cobra mucha importancia en el contexto de países como México, donde hay un total de 28 millones de usuarios de leña y 14 millones que la usan en combinación con gas. Muchos de estos últimos están pasando a ser usuarios exclusivos de leña; además, hay indicios de que muchas familias en el sector periurbano que no usaban leña la han comenzado a usar (Contreras *et al.* 2023).

Desde la selección de los alimentos y la dieta. El final de la era del petróleo debe reflejarse en un cambio de dieta y de patrones de consumo entre la población. Esto implicaría dar prioridad a los alimentos producidos a nivel local, de estación, menos procesados y sin empaques intensivos en energía y plásticos. En otras palabras, será necesario alejarse radicalmente de las dietas centradas en la carne y en productos intensivos en energía (Heimberg y Bombord 2009). En el contexto de México, lo anterior puede lograrse si se recupera la dieta de la milpa, basada en cereales, leguminosas, frutas y verduras.¹⁴ Adoptar un régimen alimentario balanceado,

¹⁴ Si pensamos en una comida al uso mesoamericano y analizamos los nutrimentos que aporta, una buena alimentación podría consistir en un taco de frijol y quelites, otro de un guisado de calabaza o una chapata de chíca roja, acompañados con salsa de jitomate y chile de la milpa, y, de postre, un dulce de amaranto. Tanto el amaranto como la chíca tienen un nivel alto de aminoácidos, los cuales son componentes de proteínas. Este menú, o dieta tradicional mexicana, cubriría todos los requisitos de vitaminas y nutrimentos diarios, además de ser vegetariano. El frijol es una fuente proteica por excelencia: media taza equivale a alrededor de 30 gramos de carne de pollo. Las tortillas de maíz tienen carbohidratos, fibra y calcio, por lo que cuatro tortillas equivalen a un vaso de leche, en cuanto a calcio se refiere.

umentando el consumo de vegetales –como las legumbres– y disminuyendo los productos de origen animal de producción intensiva e industrial, impacta en el SA al reducir la energía fósil consumida y las emisiones de GEI, y asimismo al proveer beneficios directos a la salud. Varios autores demuestran este impacto en múltiples niveles, entre los que destaca la disminución de GEI relacionada con la reducción del consumo de carne roja producida intensivamente (IPCC 2019; Cardoso *et al.* 2018).

REFLEXIONES FINALES

En la actualidad, así como no tienen precedentes históricos la producción de alimentos per cápita ni la riqueza generada desde la agricultura, tampoco los tienen los niveles de nutrición deficitaria y las enfermedades crónicas no transmisibles. En los últimos años, en México el aumento en el consumo de insumos como fertilizantes químicos y plaguicidas ha sido constante, y ha incrementado de manera gradual el uso del agua para riego. Al mismo tiempo, se ha registrado un drástico aumento en el uso de combustible para la producción y el transporte de insumos y alimentos; y lo mismo ocurre con la energía eléctrica dedicada a la transformación, conservación y empaquetado de alimentos. Lo anterior resulta preocupante, ya que hay una marcada dependencia de fuentes de energía no renovable y finita, a la cual México tiene y tendrá menos acceso (véase capítulo 1.3). Prueba de lo anterior es la inestabilidad que produce el alza de los precios del petróleo y de los productos derivados de éste como los fertilizantes, cuyo precio ha incrementado más de 100% en los últimos cinco años. Ya se trate de los alimentos destinados al consumo nacional o para exportación, el SA en su conjunto es cada

Además, esta dieta tiene un impacto o una huella ecológica muy baja. La producción de la milpa es amigable con el medio ambiente porque para cultivarla no se necesita mucha energía o insumos químicos contaminantes. De la misma manera se cosecha el frijol y se recogen las hierbas que crecen, como los quelites, sin que deban aplicarse herbicidas (Astier 2017).

vez más dependiente de energía fósil y, por tanto, está cada día más en riesgo la soberanía alimentaria.

Las hortalizas, los frutales y la carne de exportación demandan altas cantidades de energía. Tanto para la agricultura nacional como para la de exportación, se opera sin que haya incentivos económicos ni leyes –o mecanismos para su observancia en el caso de que los hubiera– que regulen el uso del agua y de los insumos de síntesis, altamente demandantes en energía, además de contaminantes y, en ocasiones, tóxicos para la salud humana y el ambiente. En México se usan alrededor de 140 plaguicidas o sus ingredientes activos, ya actualmente prohibidos en otros países y que la Organización Mundial de la Salud (OMS) considera peligrosos o potencialmente perjudiciales. Aunque hay un decreto presidencial cuyo objetivo es erradicar el uso del herbicida glifosato para 2024, las corporaciones de granos y agroinsumos están ejerciendo una enorme presión política para su incumplimiento.

En México, por consiguiente, lograr la sustentabilidad del SA implica cambios profundos en los patrones de desarrollo agropecuario y agroindustriales actuales, incluidos los estilos de vida de la población. Por ello, no es ocioso insistir en que es urgente fomentar la transición a una agricultura ecológica y un modelo de desarrollo agroindustrial en el que se reformule de raíz la estructura del SA. La prioridad de este último debe ser alcanzar la soberanía alimentaria de México y aumentar, de esta manera, la resiliencia al cambio climático y otras emergencias –como la reciente pandemia de Covid-19. Las actividades que involucren altas cantidades de energía fósil deben ser repensadas y evaluadas detenidamente, y debe ocurrir más aún en el caso de toda actividad destinada a la agricultura de exportación. Esta última –bajo la forma de grandes extensiones de frutales, agricultura protegida y *feedlots* para ganadería– es la que más presión ejerce sobre los recursos naturales y la energía fósil invertida por unidad de superficie en el país.

La provisión de alimentos de manera estable está en juego. Por ello, es muy importante que la sociedad y los gobiernos comprendan los

riesgos en que se ponen la calidad de vida y la soberanía alimentaria en el contexto de un SA altamente contaminante y dependiente de energía fósil, así como degradante de los recursos naturales base. El SA es tanto víctima como promotor del cambio climático. Para que se lleven a cabo procesos de adaptación y mitigación frente al cambio climático a través del SA, es urgente crear políticas, programas, mercados alternativos, instituciones *ad hoc* y procesos de gobernanza del lado tanto de la oferta como de la demanda.

En palabras de un agricultor maya del colectivo Guardianes de Semillas, en Yucatán la soberanía alimentaria significa “no depender y producir lo que nos ha gustado comer siempre” (comunicación personal, 12 de mayo de 2022).

REFERENCIAS

- Altieri, M.A., C.I. Nicholls, M. Astier, L. Vasquez, A. Henao y A. Infante (2021). *Documentando la evidencia en agroecológica: una perspectiva latinoamericana* [boletín científico no. 5]. Centro Latinoamericano de Investigaciones Agroecológicas (CELIA). 13 de julio de 2021. <http://celia.agroeco.org/wp-content/uploads/2021/07/Evidencias-agroecologicas-CELIA-Boletin-5.pdf>
- Arnés, E., y L. Bracamontes Nájera (2022). Panorama de las políticas agroalimentarias en México. Desafíos para una transformación sistémica. En: A. Ortega Santos (Ed.), *Sembramos, comemos y vivimos: saberes agroecológicos desde los sures*. Granada: Comares.
- Arocha, J.P. (2022). El negocio de la basura: así es como un vaso de plástico de Washington termina en un vertedero de México. *Yahoo! Finanzas*. 4 de abril de 2022. <https://es-us.finanzas.yahoo.com/noticias/mexico-negocio-basura-vertedero-estados-unidos-canada-plastico-141333624.html>
- Astier, M., Y. Merlín-Uribe, L. Villamil-Echeverri, A. Garciarreal, M.E. Gavito y O.R. Masera (2014). Energy balance and greenhouse gas emissions in

- organic and conventional avocado orchards in Mexico. En: *Ecological indicators*, 43, 281-287. <https://doi.org/10.1016/j.ecolind.2014.03.002>
- _____. (2017). La milpa purépecha. *Revista C+Tec* 8(18), 19-22. <https://icti.michoacan.gob.mx/wp-content/uploads/2019/06/Revista-No.-18.-WEB.pdf>
- _____, y Q. Orozco-Ramírez (2019). Reflexiones alrededor de los sistemas alimentarios alternativos: en búsqueda de la sustentabilidad socioambiental. En: P. Urquijo y A. Vieyra, (Coords.), *Geografía y ambiente desde lo local* (pp. 121-147). México: CIGA/UNAM.
- Athanasios, A., K. Tenbergen y D. Adhikari (2013). Energy Balance of a Typical U.S. Diet. *Foods* 2013, 2(2), 132-142. <https://doi.org/10.3390/foods2020132>
- Berrueta-Soriano, V.M., F. Limón-Aguirre, J.L. Fernández-Zayas y M.L. Soto-Pinto (2003). Participación campesina en el diseño y construcción de un secador solar para café. *Agrociencia*, 37, 95-106.
- Berrueta, V.M., R. Edwards y O.R. Maser (2008). Energy performance of wood-burning cookstoves in Michoacán Mexico. *Renewable Energy*, 33, 859-870.
- Bouille, D., C. Carpio, N. Di Sbroiavacca, H. Dubrovsky, G. Nadal, F. Lallana, R. Landaveri, H. Pistonesi, J. Plauchú, M. Recalde y R. Soria (2018). *Anexo VI. Identificación de medidas de eficiencia energética para la Hoja de Ruta*. México: Sener/Conuee/GIZ.
- Canning, P., Ch. Ainsley, S. Huang, K.R. Polenske y A. Waters (2010). *Energy use in the U.S. food system* [reporte no. 94]. United States Department of Agriculture, Economic Research Service.
- Cardoso, A.M., J.A. Fuinhas y D.F. Pais (2018). Economic growth, sustainable development and food consumption: evidence across different income groups of countries. *Journal of Cleaner Production* 196: 245-258.
- Castro Samano, M.A., R. García Mata, F. Parra Insunza, M. Portillo Vázquez, I. Márquez-Sánchez y R.C. García-Sánchez (2019). El mercado de la carne de bovino en México, considerados los factores externos. *Agricultura, Sociedad y Desarrollo*, 16(1), 85-103.

- Centro Mario Molina (s.f.). *Reforma y desacoplamiento de subsidios eléctricos que causan la sobreexplotación de acuíferos. Propuestas ambientales de reforma fiscal*. https://agua.org.mx/wp-content/uploads/2014/06/reforma_y_desacoplamiento_de_subsidios_electricos_acuiferosMexico.pdf
- Coll-Hurtado, A., y M.L. Godínez Calderón (2003). *La agricultura en México: un atlas en blanco y negro*. Colección Temas Selectos de Geografía de México. México: Instituto de Geografía, UNAM. <https://doi.org/10.14350/rig.30228>
- Comisión Federal para la Protección contra Riesgos Sanitarios (Cofepris) (s.f.). *Consulta de registros sanitarios de plaguicidas, nutrientes vegetales y LMR*. *Gobierno de México*. <http://siipris03.cofepris.gob.mx/Resoluciones/Consultas/ConWebRegPlaguicida.asp>
- Comisión Nacional de Fomento a la Vivienda (Conafovi) (2006). *Guía para el uso eficiente de la energía en la vivienda*. <https://www.conavi.gob.mx/images/documentos/normateca/Guia%20del%20Uso%20Eficiente%20de%20la%20Energia%20en%20la%20Vivienda.pdf>
- Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (Conacyt) (2022). *Manejo Ecológico Integral de Arvenses (MEIA) en México (sí hay alternativas al glifosato)* [gaceta informativa no. 17]. 3 de junio de 2022. https://conacyt.mx/wp-content/uploads/publicaciones_conacyt/boletines_tematicos/MEIA_17_Rotacion_de_cultivos.pdf
- Consejo Nacional de Educación de la Política de Desarrollo Social (Coneval) (2014). *Anexo estadístico de pobreza en México*. https://coneval.org.mx/medición/MP/Paginas/AE_pobreza_2014.aspx
- Contreras, M., M. Serrano-Medrano y O. Masera (2023). *Patrones de consumo energético en el sector residencial de México: un análisis desde la perspectiva de usos finales*. Cuaderno temático no. 1. México: Pronace ECC-Conacyt.
- Crippa, M., E. Solazzo, D. Guizzardi, F. Monforti-Ferrario y F.N. Tubiella (2021). Food systems are responsible for a third of global anthropogenic GHG emissions. En: *Nature Food*, 2, 198-209. <https://doi.org/10.1038/s43016-021-00225-9>

- Crivelli Sosa, C. (2017). Análisis del ciclo de vida de dos sistemas de manejo para la producción de piña en México. Masters Thesis, Universitat Politècnica de Catalunya.
- Cruz, J.J., y R.C.G. Sánchez (2014). El mercado de la carne de bovino en México. *Estudios Sociales*, 22(43), 87-110.
- De Shutter, O. (2010). *Report submitted by the Special Rapporteur on the right to food. United Nations*. 20 de diciembre de 2010. United Nations General Assembly. http://www.srfood.org/images/stories/pdf/officialreports/20110308_a-hrc-16-49_agroecology_en.pdf
- EcoInventos (2022). Según la ONU, los plásticos agrícolas amenazan la seguridad alimentaria mundial, la solución: “el modelo de las 6R”. *EcoInventos*. 12 de febrero de 2022. <https://ecoinventos.com/los-plasticos-agricolas-amenazan-la-seguridad-alimentaria-mundial/>
- Flores de la Vega, M. (2017). Los restos de la seguridad alimentaria [versión electrónica]. *Coyuntura Demográfica*, 11, 77-85.
- _____ (2020). El sector agroalimentario en México en la perspectiva de la sustentabilidad. *Revista de Economía Mexicana. Anuario UNAM*, 6: 227-260.
- Fonteyne, S., R.S. Gopal, B. Govaerts y N. Verhulst (2020). Rotation, Mulch and Zero Tillage Reduce Weeds in a Long-Term Conservation Agriculture Trial. *Agronomy*, 10(7), 962. <https://doi.org/10.3390/agronomy10070962>
- Food and Agriculture Organization (FAO) (2012). Thirty ninth session of the committee on world food security. Roma: FAO.
- _____ (2016). *Energy, agriculture and climate change, towards energy-smart agriculture*. FAO. <https://www.fao.org/3/i6382en/I6382EN.pdf>
- _____ (2018). *Meat Market Review*. FAO. Abril de 2018. <https://www.fao.org/3/I9286EN/i9286en.pdf>
- Food and Agriculture Organization Corporate Statistical Database (Faostat) (2022). Datos sobre alimentación y agricultura. FAO. <https://www.fao.org/faostat/es/#home>
- Friedmann, H., y P. McMichael (1989). Agriculture and the state system: the rise and decline of national agriculture. *Sociología Ruralis*. <https://doi.org/10.1111/j.1467-9523.1989.tb00360.x>

- Galán Ramírez, G. (2021). Patrón de alimentación en México. *Alimentación para la salud*. 15 de octubre de 2021. <https://alimentacionysalud.unam.mx/patron-de-alimentacion-en-mexico/>
- Galvan-Miyoshi, Y., R. Walker y B. Warf (2015). Land Change Regimes and the Evolution of the Maize-Cattle Complex in Neoliberal Mexico. *Land*, 4(3), 754-777. <https://doi.org/10.3390/land4030754>
- Gavito, M.E., Y. Merlín-Uribe, M. Astier, L. Villamil-Echeverri y C. Armendáriz Arnez (2022). *Manual de manejo de coberturas vegetales en huertas de aguacate*. México: UNAM/Conacyt (en prensa).
- Gligo, N. (1986). *Agricultura y medio ambiente en América Latina*. Santiago de Chile: SIAP.
- González, A.D., B. Frostell y A. Carlsson-Kanyama (2011). Protein efficiency per unit energy and per unit greenhouse gas emissions: Potential contribution of diet choices to climate change mitigation. *Food Policy*, 36(5), 562-570. <https://doi.org/10.1016/j.foodpol.2011.07.003>
- González, H. (2020). What socioenvironmental impacts did 35 years of export agriculture have in Mexico? (1980-2014): A transnational agri-food field analysis. *Journal of Agrarian Change*, 20, 163-187. <https://doi.org/10.1111/joac.12343>
- Goswami, D.Y. (1986). *Alternative Energy in Agriculture*. Boca Ratón: CRC Press.
- Grageda-Cabrera, O.A., F. Esparza-García y J.J. Peña-Cabriales (2000). Environmental impact of nitrogen fertilizers in the region known as “Bajío” in México. En: G. Sánchez y G. Olguín (Eds.), *Environmental biotechnology and cleaner processes* (pp. 45-54). Londres: Taylor and Francis.
- Griffin, M., y R. Karasik (2022). *Plastic Pollution Policy Country Profile: Mexico*. NI PB 22-09. Durham: Duke University.
- Heinberg, R., y M. Bomford (2009). *The Food and Farming Transition: Toward a Post Carbon Food System*. Corvallis: Post Carbon Institute.
- Ingham, J., M. Kanungo, B. Beauchamp, M. Korb, M. Swedish, M. Navin y W. Zhang (2022). Validation of Solar Dehydrator for Food Drying Applications: A Granny Smith Apple Study. *J Chem Eng Res*

- Updates*, 9, 13-21, y *J Chem Eng Res Updates*, 2022. 9, 13-21. <https://doi.org/10.15377/2409-983X.2022.09.2>
- International Fertilizer Association (IFA) (2022). *Ifastat*. <https://www.ifastat.org/>
- Instituto Nacional de Estadística y Geografía (Inegi) (2007). *Censo agrícola, ganadero y forestal 2007*. Inegi. <https://www.inegi.org.mx/programas/cagf/2007/>
- _____. (2018). *Encuesta Nacional sobre Consumo de Energéticos en Viviendas Particulares (Encevi) 2018*. Inegi. <https://www.inegi.org.mx/programas/encevi/2018/>
- International Renewable Energy Agency (Irena) y FAO (2021). *Renewable energy for agri-food systems. Towards the Sustainable Development Goals and the Paris agreement*. Abu Dhabi y Roma: Irena/FAO. <https://doi.org/10.4060/cb7433en>
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2019). *Climate Change and Land: an IPCC special report on climate change, desertification, land degradation, sustainable land management, food security, and greenhouse gas fluxes in terrestrial ecosystems*. P.R. Shukla, J. Skea, E. Calvo Buendia, V. Masson-Delmotte, H.-O. Pörtner, D.C. Roberts, P. Zhai, R. Slade, S. Connors, R. van Diemen, M. Ferrat, E. Haughey, S. Luz, S. Neogi, M. Pathak, J. Petzold, J. Portugal Pereira, P. Vyas, E. Huntley, K. Kissick, M. Belkacemi y J. Malley (Eds.). En prensa.
- Juárez Hernández, S., S. Usón y C. Sheinbaum Pardo (2019). Assessing maize production systems in Mexico from an energy, exergy, and greenhouse-gas emissions perspective. *Energy*, 170, 199-211. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.12.161>
- Kaufer-Horwitz, M., L. Tolentino-Mayo, A. Jáuregui, K. Sánchez-Bazán, H. Bourges, S. Martínez, O. Perichart, M. Rojas-Russell, L. Moreno, C. Hunot, E. Nava, V. Ríos-Cortázar, G. Palos-Lucio, L. González, T. González-de Cossio, M. Pérez, V.H. Borja-Aburto, A. González, E. Apolinar, L.E. Pale, E. Colín, A. Barriguete, O. López, S. López, C. Aguilar-Salinas, M. Hernández-Ávila, D. Martínez-Duncker, F. de León, D. Kershenobich, J. Rivera y S. Barquera (2018). Sistema de etiquetado frontal de alimentos y bebidas

- para México: una estrategia para la toma de decisiones saludables. *Salud Pública de México*, 60(4), 479-486. <https://doi.org/10.21149/9615>
- Kim, B.F., R.E. Santo, A.P. Scatterday, J.P. Fry, C.M. Synk, S.R. Cebron, M.M. Mekonnen, A.Y. Hoekstra, S. Pee, M.W. Bloem, R.A. Neff y K.E. Nachman (2020). Country-specific dietary shifts to mitigate climate and water crises. *Global Environmental Change*, 62. <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2019.05.010>
- Lozada, A.L., M. Flores, S. Rodríguez y S. Barquera (2007). Patrones dietarios en adolescentes mexicanas. Una comparación de dos métodos. Encuesta Nacional de Nutrición, 1999. *Salud Pública de México*, 49(4), 263-273.
- Masera, O.R., y M. Astier (1996). Energía y sistema alimentario: aportaciones de la Agricultura Alternativa. En: J. Trujillo, F. de León, R. Calderón y P. Torres (Comps.). *Ecología aplicada a la agricultura. Temas selectos de México*. México: Universidad Autónoma Metropolitana, pp. 17-34.
- Mendoza, J.L., J. Macias y E. Cortés (2003). *Tecnología para mejorar la productividad del maíz en el norte de Sinaloa y su impacto económico*. Folleto técnico no. 21. México: Instituto Nacional de Investigaciones Forestales, Agrícolas y Pecuarias (INIFAP).
- Mena Mesa, N. (2018). *Evaluación de la eficiencia energética e impacto agroecológico de tres sistemas de labranza utilizados en la producción de maíz (Zea mays L.) en los Valles Centrales de Oaxaca* [Tesis de doctorado]. Oaxaca: CIIDIR-IPN.
- Moreno-Altamirano, L., D. Hernández-Montoya, M. Silberman, S. Capraro, J.J. García-García, G. Soto-Estrada y E. Sandoval-Bosh (2014). La transición alimentaria y la doble carga de malnutrición: cambios en los patrones alimentarios de 1961 a 2009 en el contexto socioeconómico mexicano. *Archivos Latinoamericanos de Nutrición*, 64(4), 231-240.
- Munguia, N., L. Velazquez, T.P. Bustamante, R. Perez, J. Winter, M. Will y B. Delakowitz (2016). Energy audit in the meat processing industry – a case study in Hermosillo, Sonora, México. *Journal of Environmental Protection*, 7(01), 14.
- Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD) (2022). Plastic pollution is growing relentlessly as waste management and recycling fall short, says OECD. *OECD*. 22 de febrero de 2022. <https://>

www.oecd.org/newsroom/plastic-pollution-is-growing-relentlessly-as-waste-management-and-recycling-fall-short.htm

Orozco Ramírez, Q. (2007). *El sistema alimentario del maíz en Pátzcuaro, Michoacán* [Tesis de maestría]. México: Maestría en Ciencias Biológicas, Centro de Investigaciones en Ecosistemas-UNAM, Morelia.

_____, y M. Astier (2023). La agricultura familiar y la milpa ante la política neoliberal y los nuevos mercados agrícolas en México. En: A. Borrego, I. Ramírez y M. Astier. *Integración global: el nuevo entorno de los territorios locales*. Morelia: Centro de Investigaciones en Geografía ambiental-UNAM.

Parrot, N., N. Wilson y J. Murdoch (2002). Spatializing quality: regional protection and alternative geography of food. *European Urban and Regional Studies*, 9(3), 241-261.

Pasquali, M. (2022). Canadá y México, los mayores receptores de basura plástica de EE.UU. *Statista*. 9 de marzo de 2022. <https://es.statista.com/grafico/27014/exportaciones-de-desechos-plasticos-de-eeuu-por-pais/>

Pelletier, N., E. Audsley, S. Brodt, T. Garnett, P. Henriksson, A. Kendall, K.J. Kramer, D. Murphy, T. Nemecek y M. Troell (2011). Energy Intensity of Agriculture and Food Systems. *Annual Review of Environment and Resources*, 36(1), 223-246.

Pimentel, D., L.E. Hurd, A.C. Bellotti, M.J. Forster, I.N. Oka, O.D. Sholes y R.J. Whitman (1973). Food Production and the Energy Crisis. *Science*, 182(4111), 443-449. <https://doi.org/10.1126/science.182.4111.443>

Pimentel, D. (1980). *Handbook of Energy Utilization in Agriculture*. Boca Ratón: CRC Press.

_____, G. Berardi y S. Fast (1983). Energy Efficiency of Farming Systems: Organic and Conventional Agriculture. *Agriculture, Ecosystems and Environment*, 9, 359-372.

_____ (1984). Energy Flow in the Food Systems. En: D. Pimentel y C.W. Hall (Eds.), *Food and Energy Resources*. Nueva York: Academic Press.

_____ (2004). Livestock production and energy use. En: C. Cleveland (Ed.), *Encyclopedia of Energy*. Ámsterdam: Elsevier.

- _____, R. Dougherty, C. Carothers, S. Lamberson, N. Bora y L. Kee (2008). Energy inputs in crop production in developing and developed countries. En: M. Pimentel y D. Pimentel (editores). *Food, Energy, and Society* (pp. 137-59). Nueva York: CRC Press.
- _____, J. Gardner, A. Bonnifield, X. Garcia, J. Grufferman, C. Horan, J. Schlenker y E. Walling (2009). Energy efficiency and conservation for individual Americans. *Environment, Development and Sustainability*, 11, 523-546. <https://doi.org/10.1007/s10668-007-9128-x>
- Pratt, L., y J.M. Ortega (2019). *Protected Agriculture in Mexico: Building the Methodology for the First Certified Agricultural Green Bond*. Inter-American Development Bank.
- Ramírez Arias, A., V. Campos Salazar, J. Pineda Pineda y E. Fitz-Rodríguez (2020). Analysis of energy consumption for tomato production in low technology greenhouses of Mexico. *Acta Horticulturae*, 1296, 753-758. <https://doi.org/10.17660/ActaHortic.2020.1296.95>
- Rivera H., A. (2020). *Impactos en biodiversidad, ambiente y sociedad de la producción de carne bovina en el trópico mexicano, evaluados desde un enfoque de análisis de ciclo de vida* [Tesis de doctorado]. México: Instituto de Ecología/UNAM.
- Rodríguez Castillo, M. (2019). *Análisis del ciclo de vida (ACV) de la producción de azúcar estándar en un ingenio azucarero en México* [Tesis de licenciatura]. México: Facultad de Estudios Superiores Zaragoza-UNAM.
- Sabán, C., Q. Orozco-Ramírez y M. Astier (2016). Análisis ambiental, social y económico del abasto de maíz y transformación en tortillas artesanales en la Cuenca del Lago Pátzcuaro, estado de Michoacán, México. *Agroecología*, 11(2), 77-93.
- Schilman, A., V. Ruiz-García, M. Serrano-Medrano, L.A. de la Sierra de la Vega, B. Olaya-García, J.A. Estevez-García, V. Berrueta, H. Riojas-Rodríguez y O. Masera (2021). Just and fair household energy transition in rural Latin American households: are we moving forward? *Environmental Research Letters*, 16(10). <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ac28b2>

- Secretaría de Economía (SE) (2012). *Análisis de la cadena de valor maíz tortilla: situación actual y factores de competencia local*. México: Secretaría de Economía. http://www.2006-2012.economia.gob.mx/files/comunidad_negocios/industria_comercio/informacionSectorial/20120411_analisis_cadena_valor_maiz-tortilla.pdf
- Secretaría de Energía (Sener) (2020). *Balance Nacional de Energía 2019*. México: Sener. <https://www.gob.mx/sener/documentos/balance-nacional-de-energia-2019>
- _____ (2011). *Balance Nacional de Energía 2010*. México: Sener.
- Sistema de Información Agroalimentaria y Pesquera (SIAP) (2018). *Anuario estadístico de la producción ganadera*. México: SIAP.
- _____ (2020). *Anuario estadístico de la producción ganadera*. México: SIAP.
- _____ (2022). *Anuario estadístico de la producción agrícola*. México: SIAP. <https://nube.siap.gob.mx/cierreagricola/>
- Tello Carras, J.A. (2020). *El cambio de uso del suelo agrícola asociado al consumo de alimentos de origen animal en México entre 1961 y 2017* [Tesis de doctorado]. México: Centro de Investigaciones Biológicas del Noreste s.c.
- Usubiaga-Liaño, A., P. Behrens y V. Daioglou (2020). Energy use in the global food system. *Journal of Industrial Ecology*, 24,830-840. <https://doi.org/10.1111/jiec.12982>
- Valdivieso, P.I.P., T.J. Nahed, V.A.T. Piñeiro, H.F. Guevara, F.G. Jiménez y C.D. Grande (2019). Potential for organic conversion and energy efficiency of conventional livestock production in a humid tropical region of Mexico. *Journal of Cleaner Production*, 241(20), 118354.
- Vázquez V. (2000). Evaluación agronómica y económica del programa de agricultura por contrato en maíz en la región de La Barca, Jalisco [Tesis profesional]. México: Universidad Autónoma Chapingo.
- Willett, W., J. Rockström, B. Loken, M. Springmann, T. Lang, S. Vermeulen, T. Garnett, D. Tilman, F. DeClerck, A. Wood, M. Jonell, M. Clark, L.J. Gordon, J. Fanzo, C. Hawkes, R. Zurayk, J.A. Rivera, W. De Vries, L.M. Sibanda, A. Afshin, A.

Chaudhary, M. Herrero, R. Agustina, F. Branca, A. Larrey, S. Fan, B. Crona, E. Fox, V. Bignet, M. Troell, T. Lindahl, S. Singh, S.E. Cornell, K.S. Reddy, S. Narain, S. Nishtar y C.J.L. Murray (2019). Food in the Anthropocene: the EAT-Lancet Commission on healthy diets from sustainable food systems. *The Lancet*, 393(10170), 447-492. [https://doi.org/10.1016/S0140-6736\(18\)31788-4](https://doi.org/10.1016/S0140-6736(18)31788-4)

Conclusiones

Omar Masera
Luca Ferrari
Alejandra Straffon

La tecnología no nos lleva a un destino inevitable, es más bien un escenario de lucha. Es un campo sobre el cual se debaten y deciden alternativas de civilización.

ANDREW FEENBERG

HACIA UNA TRANSICIÓN ENERGÉTICA JUSTA Y SUSTENTABLE: UN NUEVO MODELO DE MUNDO

Como hemos documentado a lo largo del libro, la energía está ligada a todas las actividades humanas. En la actualidad, debido a los altos niveles de consumo y a la muy alta dependencia de los combustibles fósiles, se contribuye de manera prominente a toda una serie de problemas socioambientales, con el cambio climático como uno de los más apremiantes. En tal contexto, debemos considerar que hay una enorme inequidad en los patrones de consumo, tanto entre los distintos países como en el interior de cada uno de ellos. Esto significa que, mientras un pequeño porcentaje de la población mundial derrocha energía tomada de los elementos naturales, más de 40% de los seres humanos vive en pobreza energética. En este sentido, se prevé incluso que no sólo no se alcanzará para 2030 el Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) 7 –acceso

universal a servicios energéticos dignos—, sino que habrá un retroceso en varias regiones del mundo (Tucho y Kumsa 2020). Frente a tan terribles desigualdades, destaca el hecho de que para sostener el consumo global actual necesitamos los recursos y la biocapacidad de 1.7 planetas similares a la Tierra, y, si adoptáramos el modelo de mundo que proponen grandes magnates como Elon Musk o Bill Gates, necesitaríamos los de cinco planetas. Pero además, debemos tener presente que la extracción de combustibles fósiles —columna vertebral del sistema energético mundial durante los últimos dos siglos— es cada vez más costosa, ya que los yacimientos más grandes, de mayor calidad y más accesibles ya han sido explotados, y los mayores costos energéticos se traducen a su vez en mayores impactos en la naturaleza y el ambiente. Por ello, cada vez hay una mayor resistencia social al modelo extractivista dominante, responsable de enormes daños e injusticias tanto al medio ambiente como a los territorios de un sinnúmero de pueblos originarios.

La transición a otro modelo energético es inevitable. No en vano se ha convertido en un tema de intenso debate en la literatura científica, y no menos en el nivel político y social. De hecho, como mencionamos en la introducción a esta obra, la transición energética es en la actualidad el campo de disputa más visible entre dos proyectos de mundo.

Uno de ellos ve esta transición básicamente como un problema “tecnológico” y de prioridades de financiamiento: el paso de un patrón energético dominado por fuentes fósiles a otro dominado por fuentes renovables —con o sin energía nuclear, según las posiciones—, manteniendo intactos el crecimiento económico, la estructura económica actual y el consumo de bienes y servicios, y con ello la desigualdad prevaleciente. Éste es el cambio de rumbo, pero no de “barco” que caracteriza al modelo de “crecimiento verde”, apoyado por las grandes corporaciones internacionales, las agencias de energía y la mayoría de los gobiernos occidentales.

En contrapartida, podemos vislumbrar un segundo proyecto de mundo que plantea la transición energética como parte de un nuevo imaginario, una verdadera “transición civilizatoria” hacia una sociedad

más justa, equitativa, de vocación local, democrática, descentralizada, solidaria y diversa. Una sociedad orientada a que todos, empezando por los más pobres, vivan con dignidad. Un mundo, en suma, que no sea sólo visto como un gran mercado, sino como un espacio justo y seguro en el que el acceso a la energía sea el derecho a un bien común, y en el que podamos vivir todos dentro de sus límites físicos y socioambientales. Es esta segunda visión la que, desde nuestro punto de vista, constituye la única alternativa viable a la actual crisis material, social y ambiental de nuestro país. En lo que sigue intentaremos delinear los principales objetivos, componentes y estrategias de una transición energética justa y sustentable para México.

EL PREDICAMENTO ENERGÉTICO DE MÉXICO

El petróleo ha sido un eje fundamental para el desarrollo económico de México. Sin embargo –por el declive a nivel global de este recurso no renovable y por razones ambientales, económicas y sociales en que repercute su uso–, resulta imperativo promover una transición que nos permita disminuir nuestra dependencia de los hidrocarburos, garantizando al mismo tiempo la soberanía energética, el acceso universal a servicios energéticos dignos, la democratización de la energía y la sustentabilidad ambiental del país a mediano y largo plazos.

Por razones geológicas, México se encuentra en una *etapa avanzada de declive de producción y de reservas de hidrocarburos*. El pico del petróleo se pasó en el país en 2004 y el pico de la producción de gas natural en 2009. En consecuencia, los recursos que quedan en el subsuelo son cada vez más costosos de extraer y tienen un mayor impacto ambiental.

Esta situación es delicada, ya que México depende en un 85% del uso de hidrocarburos para satisfacer sus necesidades de energía. En el sector transporte –que representa 43% del consumo total–, 99% de los energéticos proviene de fuentes fósiles. El consumo de hidrocarburos es también muy alto en el sector industrial y en la generación de

electricidad. Asimismo, hay una dependencia creciente de las importaciones de gas y refinados de Estados Unidos (véase capítulo 1.3). Las refinerías recientemente adquiridas y en construcción –Deer Park y Dos Bocas, respectivamente– paliarán la necesidad de importar gasolina y diésel, pero no alcanzarán para concretar la autosuficiencia nacional en lo que concierne a estos combustibles, con base en los niveles de consumo previos a la pandemia. Las importaciones de gas natural para electricidad han crecido de forma constante desde 2009, y esta fuente de energía ha llegado a representar en la actualidad el 62% de los insumos para generar electricidad y casi 30% para el sector industrial. A pesar de ello, los planes para 2027 de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) implican aumentar más esta dependencia, con la construcción de 11 nuevas centrales de ciclo combinado y tres de turbogás.

Otro de los grandes retos que enfrenta México es que casi 40% de la población padece pobreza energética: 28 millones no tienen acceso a cocción sin humo, más de 5 millones no disponen de electricidad de manera confiable, 45% de las viviendas carece de acceso a calentamiento de agua, y otro tanto está desprovisto de confort térmico. Esta situación es particularmente crítica en las zonas rurales y en las regiones periurbanas.

En relación con esto último, resulta poco estratégico que la generación de energía esté actualmente en manos del Estado o de grandes grupos privados, dejando fuera al sector social. Hasta ahora, las organizaciones comunitarias, cooperativas y otro tipo de asociaciones se han visto impactadas por las grandes obras de infraestructura y de extracción de recursos fósiles, mineros o renovables en lugar de beneficiarse de ellas. No obstante, estos actores sociales podrían participar como *prosumidores* –productores y consumidores– de energía renovable a través de esquemas de generación distribuida bajo la rectoría del Estado, en favor del bien común y de manera complementaria e incluso sinérgica al fortalecimiento de la Comisión Federal de Electricidad.

Al recorrer estas problemáticas, no debemos olvidar que estamos ante una emergencia climática y que México se ha obligado a compromisos internacionales con miras a reducir de forma significativa sus emisiones futuras de gases de efecto invernadero (GEI). Asimismo, hay focos de altas emisiones de otros contaminantes, como el dióxido de azufre (SO₂) y partículas PM 2.5 asociados a refinerías y centrales termoeléctricas.

LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA: MUCHO MÁS QUE UN CAMBIO TECNOLÓGICO DE FUENTES DE ENERGÍA

La transición no puede ser una excusa para que grandes grupos privados nacionales y corporaciones internacionales tomen el control del sector energético del país, como planteaba el modelo neoliberal.

Los límites materiales, energéticos y ambientales imponen una salida gradual de los combustibles fósiles de la matriz energética del país. Sin embargo, tampoco es posible –por razones técnicas, económicas y ambientales– reemplazar simplemente el uso de hidrocarburos con fuentes renovables, manteniendo inalterado el actual patrón de uso de energía. Las fuentes renovables son abundantes y diversas en el país, pero, al ser geográficamente localizadas –como la hidroeléctrica y la geotermia– o con generación variable y menor densidad energética que los combustibles fósiles –como la eólica y la solar–, existen límites importantes que se deben considerar para su desarrollo a gran escala. Un futuro sustentable implica entonces una disminución del consumo energético y de materias primas, lo cual tiene que darse a través de una restricción al consumo suntuario de los sectores de mayor poder adquisitivo, así como una relocalización y reorientación de la economía hacia las necesidades básicas de la población.

Resta señalar que el uso de la energía nuclear en gran escala tampoco es viable en nuestro país, ya que es una energía cara que requiere inversiones altísimas de capital, e implica una dependencia total tanto

de combustibles como de tecnología. Además, no hay todavía un lugar autorizado y seguro para el almacenamiento de los residuos radioactivos de las centrales nucleares, y los daños económicos y ambientales por un posible accidente nuclear grave –como los ocurridos en Fukushima o Chernobyl– son enormes.

UN NUEVO MODELO DE PRODUCCIÓN Y USO DE LA ENERGÍA

Una transición energética justa y sustentable debe ser ante todo el resultado de la construcción de un nuevo imaginario de país: justo, democrático, diverso, en armonía con el ambiente, con especial atención en el desarrollo de capacidades humanas, científicas y tecnológicas locales, así como de la cooperación y la solidaridad. Es imprescindible que México oriente su estrategia industrial y agroindustrial a solucionar, en primer lugar, las necesidades de las mayorías –movilidad, alimentación, energía, agua, vivienda y educación–, comenzando por los más pobres. Necesitamos un país que genere empleos dignos y que se base en otras visiones de progreso –como el concepto del “buen vivir”–, así como en los principios de la economía circular.

Desde el punto de vista energético, el logro de estos objetivos implica planear el uso de la energía desde la perspectiva de las “necesidades” o usos finales y no simplemente desde el aumento en la oferta. Asimismo, debe buscarse la soberanía energética del país y que su consumo sea social y ambientalmente sustentable. Esto conlleva necesariamente al siguiente conjunto de medidas:

- *Una política agresiva de ahorro de la energía en todos los sectores de consumo, considerando que la única energía totalmente sustentable es la que no se utiliza.* Como se ha visto en estas páginas, hay enormes oportunidades de reducir el consumo de energía en los sectores industrial, transporte, residencial y comercial con grandes beneficios netos económicos, sociales y ambientales.

- *Revertir la cultura del consumismo.* Esto puede lograrse al aplicar políticas públicas que pongan fin a la obsolescencia programada, que incentiven la vida extendida de los productos y que impulsen el reúso y el reciclaje.
- *Diversificar las fuentes energéticas del país, priorizando un abanico de fuentes renovables desarrolladas con base en los cambiantes contextos socioambientales.* En México hay una oferta diversa y abundante de energías renovables locales –biomasa, eólica, solar, geotérmica e hidráulica– que permitirían satisfacer gradualmente todas las necesidades energéticas de su población, si se integran a un patrón más sustentable de consumo. Se lograrían enormes avances en la agenda socioambiental de México de acuerdo con un esquema basado en el desarrollo de proyectos con contenido prioritario de tecnología nacional, de pequeña y mediana escala, distribuidos en el territorio nacional y con participación conjunta del Estado y del sector social. Estos proyectos serían transversales, permitirían generar sinergias con la producción de alimentos, la gestión del agua y el manejo integrado de cuencas, generando productos de valor agregado y empleos dignos para las poblaciones y organizaciones locales.

PRIORIDADES POR SECTORES DE CONSUMO ENERGÉTICO

1. Sector hidrocarburos: desescalamiento gradual

Orientar el sector hidrocarburos hacia el desescalamiento gradual bajo el control del Estado, para facilitar la transición energética hacia otras fuentes. Será necesario promover el ahorro de energía en la exploración, producción y distribución de los hidrocarburos, la modernización de las refinerías existentes, una simplificación administrativa y la priorización de la explotación de los activos con mejor retorno energético y menor impacto ambiental. El objetivo primario será garantizar el uso más eficiente y costoefectivo de estos recursos durante su declive paulatino.

2. Sector eléctrico: eficiencia, sustentabilidad y asequibilidad

Mantener un sector eléctrico moderno, eficiente y resiliente, bajo la rectoría del Estado, que impulse el uso eficiente, sustentable y asequible de la electricidad para todos los mexicanos. Es necesario que se corrijan los grandes abusos derivados de la reforma energética de 2013, sobre todo en lo relacionado con los grandes generadores privados y los problemas para gestionar de manera técnicamente responsable la transmisión y distribución de electricidad. De igual forma, será necesario diversificar la matriz de generación de electricidad vía proyectos de energías renovables –eólica, solar, hidráulica, geotérmica y biomasa– para reducir la dependencia del gas natural importado de Estados Unidos. Será también prioritario aprovechar en primera instancia las oportunidades de cogeneración eficiente, así como el desarrollo de proyectos de energías renovables de escalas mediana y pequeña gestionados con tecnología y capacidades nacionales, en conjunto con los actores locales. Por último, es importante dar un impulso decidido a la generación de energía distribuida, abriendo oportunidades para las organizaciones sociales y comunitarias locales –tanto rurales como urbanas– de convertirse en prosumidoras de energía.

3. Sector transporte: hacia una movilidad sustentable

Este sector consume 43% de la energía final en México. Entre sus retos se encuentra superar la casi total dependencia de los hidrocarburos –gasolina y diésel–, mayoritariamente importados en la actualidad. Asimismo, 90% del consumo energético corresponde al transporte carretero, y aquí tenemos una dependencia creciente del automóvil individual para movilidad. Al mismo tiempo, tenemos también crecientes problemas de congestión y contaminación asociados a los centros urbanos, con niveles críticos en las principales ciudades del país.

Para reducir y hacer más sustentable el consumo energético de este sector se necesitan medidas integrales, dirigidas sobre todo a replantear los patrones

de movilidad y posibles cambios modales en el sistema de transporte público. Aunque casi toda la publicidad y las inversiones se están centrando en promover la transición hacia los automóviles eléctricos, cuando se analiza su impacto desde el punto de vista de la huella ecológica o del ciclo de vida de los combustibles, la diferencia no resulta sustancial respecto de los automóviles eficientes de combustión interna, sin considerar los problemas asociados a su lenta recarga y menor autonomía. Se debe notar que los automóviles eléctricos no reducen la congestión de las ciudades, y siguen siendo una alternativa sólo para las clases altas. Por el contrario, una política agresiva de promoción del transporte público electrificado –trolebuses, tranvías, trenes, autobuses, etc.–, ciclovías y zonas peatonales, que en conjunto imponga restricciones al automóvil individual, no sólo daría muchos más beneficios ambientales, sería progresiva en términos sociales al impactar más en las clases populares. Otras acciones importantes dentro de este sector incluyen impulsar el transporte de carga electrificado por vía ferroviaria, y establecer normas estrictas de eficiencia y de emisiones para todos los vehículos. Con vistas al mediano plazo se debe promover una mejor planeación urbana –con énfasis en las ciudades pequeñas y medianas– para reducir los trayectos casa-trabajo, y promoviendo la creación de centros de teletrabajo o incentivando el trabajo a distancia. En última instancia, la reducción del consumo de energía en transporte debe lograrse al relocalizar las actividades productivas, por ejemplo mediante el desarrollo de cooperativas locales de producción/consumo de alimentos y otros bienes.

4. Sector industrial: reconversión productiva e incentivos al calor verde

Este sector consume 33% de la energía final de México. El 60% de su demanda es de tipo térmico, y 49% de dicha demanda se emplea en temperaturas medias y bajas. Sus principales retos son superar la alta y creciente dependencia del gas natural importado, una alta producción de

materiales intensivos en energía –como cemento y acero, entre otros–, así como la presencia de una industria exportadora y maquiladora intensiva en el consumo de electricidad. Pero todavía más, existe una normatividad débil en cuanto al uso eficiente de energía en las grandes industrias, junto con un sector informal importante que, aunque genera la mayor parte del empleo, no ha sido objeto de políticas de uso eficiente de la energía.

Para reducir el consumo de energía en el sector industrial se propone impulsar el uso y la cogeneración eficientes, así como aplicar normas obligatorias de eficiencia (NOM) para la gran industria: refinerías, cementeras, acereras y químicas. Los proyectos de cogeneración en estas industrias tienen un enorme potencial que está muy subutilizado en la actualidad. En cuanto a la descarbonización del sector, la energía solar térmica y el uso de biomasa –con biocombustibles sólidos y biogás– constituyen medidas costoefectivas para poder sustituir los combustibles fósiles al generar “calor verde” para procesos industriales de media y baja temperaturas (véase capítulo 3.3).

Otras medidas importantes incluyen: 1) hacer obligatoria la manufactura de productos reciclables, de mayor vida útil y con menor intensidad energética; 2) impulsar el desarrollo de una industria nacional orientada a satisfacer las necesidades locales y, en menor medida, el mercado de exportación, y 3) priorizar el desarrollo del uso eficiente de la energía en las micro, pequeñas y medianas empresas, incluyendo enfoques integrales y participativos para las industrias del sector informal –alfareras, ladrilleras, etc.– que han sido relegadas históricamente pese a contribuir con la mayor parte del empleo de este país. En el largo plazo, será necesario un desescalamiento del sector, intentando alcanzar un desarrollo geográfico y económico equilibrado que evite la concentración de las actividades en grandes empresas y clústeres industriales para, en su lugar, priorizar a las industrias pequeñas y medianas a lo largo del país.

5. Sectores residencial urbano, comercial y público: servicios energéticos eficientes y asequibles para todos

Estos tres sectores consumen más de 20% de la energía final del país. En el sector residencial urbano, uno de los retos más importantes es la creciente inequidad en los patrones de consumo, con casi un 40% de la población en situación de pobreza energética –familias con carencias importantes en la cobertura de servicios energéticos básicos– y un porcentaje más reducido de familias de altos ingresos que realiza un uso bastante dispendioso de la energía. En el mismo sector, hay una creciente dependencia del gas licuado de petróleo (GLP) –66% del consumo total de este combustible se importa en la actualidad–, utilizado principalmente para cocción y calentamiento de agua. En los sectores residencial urbano, comercial y público se da un fuerte aumento en el consumo de electricidad para aire acondicionado –en especial en los estados del norte del país–, lo que ocasiona desafíos económicos importantes no sólo para las familias, sino también para el Estado, por los cuantiosos subsidios involucrados y por la necesidad de incluir más plantas de generación eléctrica. Los sectores comercial y público tienen como reto reducir sus consumos de electricidad y, en el caso del sector público, lograr que sus edificaciones sean ejemplos de sustentabilidad energética, con miras a replicarse en otros inmuebles. A su vez, cabe señalar que el sector hotelero orientado al turismo masivo internacional, además de los impactos ecológicos que ha causado en estados como Quintana Roo y otros, requiere de una enorme infraestructura de servicios energéticos y se asocia con altos consumos, como el de la electricidad para aire acondicionado.

Para hacer más sustentable el consumo energético de estos sectores, es importante lanzar programas integrados y ambiciosos sobre ahorro de energía, ya que constituyen las alternativas más costoefectivas y amigables con el medio ambiente, como lo ha demostrado la Comisión Nacional de Uso Eficiente de la

Energía (Conuee). Con dichas medidas, es posible impulsar a México a la vanguardia en temas de eficiencia, robusteciendo una industria nacional con amplia generación de empleos y capacidades. Entre los programas destacan (véase capítulo 3.3) los siguientes:

- En el sector comercial, continuar con el impulso a las NOM, la certificación y el etiquetado de todos los electrodomésticos, acciones que ya han tenido un impacto muy positivo en la reducción del consumo unitario de estos equipos.
- Un programa nacional de calentadores solares de agua, con impacto en 30-50% del consumo de GLP, beneficios económicos tangibles para las familias, mitigación de emisiones y desarrollo de la industria nacional en esta área. El programa se podría financiar con los costos evitados por la reducción de importaciones de gas licuado de petróleo.
- Un programa nacional de aislamiento térmico y diseño bioclimático para viviendas e infraestructura hotelera que reduciría enormemente las necesidades y el consumo de aire acondicionado.
- Un programa nacional de generación distribuida de la energía basada en el concepto de “techos solares” y organizada en cooperativas de prosumidores de electricidad.
- Un programa nacional de “viviendas ecotecnológicas” que amplíe el actual programa de “hipotecas verdes”, brindando soluciones integrales a las familias en cuanto a consumo eficiente de energía, confort térmico, agua y manejo de residuos orgánicos.
- En el sector público y de servicios debe ser obligatorio que todos los edificios reduzcan de manera sustantiva su huella energética y de carbono. En particular, los edificios de gobierno deben ser ejemplos de consumo sustentable de energía para el resto de la sociedad.
- Impulsar una industria nacional para la producción de infraestructura solar fotovoltaica orientada al desarrollo de proyectos de pequeña y mediana escalas.

6. Sectores rural residencial y agropecuario: hacia una nueva ruralidad en México

El sector rural residencial y el sector agropecuario consumen un 10% del total de la energía final del país. En las comunidades rurales se presentan los niveles más altos de pobreza extrema y marginación del país, lo que se refleja en niveles de pobreza energética en 75% del total de las familias. Hay más de 96 500 localidades en condiciones de marginación. En ellas, el uso de leña en fogones abiertos para cocción de alimentos está ampliamente difundido, hay una pobre penetración de calentadores de agua para baño, y subsisten carencias importantes para un acceso adecuado a los servicios básicos que brinda la electricidad, además de la iluminación, como refrigeración, lavado de ropa y confort térmico, entre otros. La gran dispersión de localidades ha sido tradicionalmente uno de los mayores obstáculos para resolver estas necesidades mediante fuentes centralizadas de energía, y es a la vez la oportunidad para el desarrollo de las fuentes renovables locales: minihidráulicas, biomasa, eólica y solar en pequeña escala, por mencionar varios ejemplos posibles. Dentro del sector agropecuario, los consumos de diésel y electricidad han aumentado 100% en 20 años, principalmente por el impulso a la agricultura de exportación, que demanda una mayor mecanización y bombeo de agua para riego. En contraste, un sector amplio de productores –orientados sobre todo al cultivo de granos básicos para consumo interno– sobrevive en condiciones de muy baja tecnificación y uso intensivo de energía tanto humana como animal, siendo además los baluartes de la enorme biodiversidad de cultivos alimentarios de México.

Para hacer más sustentables los consumos rurales se propone la implementación masiva de sistemas energéticos rurales sustentables (SERS), dirigidos a catalizar las energías renovables locales como motores del desarrollo local y comunitario. Estos sistemas implicarían el desarrollo participativo de proyectos interdisciplinarios, comunitarios e integrados, orientados a brindar servicios de energía dignos, confiables y accesibles a nivel

local para los pobladores rurales, comenzando por los más vulnerables. Los SERS integrarían tanto alternativas para los usos térmicos de las viviendas –estufas ecológicas de leña, calentadores solares y arquitectura bioclimática con materiales tradicionales para confort térmico– como la generación de electricidad a través de microrredes. Se generaría también energía para los usos comunitarios –escuelas, alumbrado público y clínicas, entre otros–, y se articularían proyectos productivos que permitan dar valor agregado a los productos primarios –por ejemplo, a través del secado solar de frutas, el uso de hornos eficientes de biomasa y molinos para la pequeña industria alfarera y panadera, entre otras–, generando condiciones para reducir la migración y la influencia del narcotráfico en las regiones menos favorecidas.

De igual manera, es importante impulsar un programa nacional de estufas ecológicas de leña –que podría beneficiar a 28 millones de mexicanos–, coordinado con los SERS y los programas de vivienda ecotecnológica delineados en el apartado anterior. Los impactos de un programa de este tipo –orientado a garantizar el uso sostenido de las estufas en el largo plazo– serían cuantiosos, sobre todo para las mujeres: aumento de 10 años de vida útil por la reducción de contaminación de interiores, dignificación de las cocinas, reducción de tiempo y esfuerzo y gasto económico de las familias para el cocinado, así como mitigación de emisiones de GEI y conservación de los bosques.

Dentro del sector agrícola es importante el desarrollo de buenas prácticas para el riego con objeto de reducir la demanda de agua y diversificar la oferta energética. Lo anterior puede lograrse mediante la difusión de bombas solares y la cogeneración de electricidad y calor, tanto en granjas pecuarias como en agroindustrias, al implementarse biodigestores y gasificadores de biomasa. Una estrategia más es impulsar cooperativas para la operación de microrrefinerías de biodiésel –producido mediante especies locales como la *Jatropha* y otros cultivos–, dirigidas al abasto local de combustibles para tractores y maquinaria agrícola.

Finalmente, se podría impulsar un programa nacional para generar energía con biomasa denominado Sembrando Energía. Este programa podría complementar al actual programa Sembrando Vida, y se orientaría a promover el aprovechamiento sustentable y eficiente de los residuos agropecuarios y forestales generados por este último programa, con fines energéticos, beneficiando a los pequeños productores rurales, creando empleos, dando valor agregado y apoyando la diversificación y soberanía energética del país.

ACCIONES TRANSVERSALES

Para asegurar una transición energética justa y sustentable serán también necesarias algunas acciones más en temas transversales como los que delineamos a continuación.

Equidad de género. Una verdadera transición energética no puede llevarse a cabo si no se cambia el modelo patriarcal de producción y uso de la energía. La visión masculina se ha reflejado en la forma fundamentalmente técnico-ingenieril en que se estudian y diseñan los sistemas energéticos. Sin embargo, la energía implica también una multiplicidad de relaciones sociales que es importante reconocer, ya que no sólo sostiene a los sistemas productivos –agricultura, industria, servicios y transporte–, sino también a los trabajos reproductivos y de cuidados –alimentación, educación, actividades de mantenimiento de espacios y bienes materiales, así como cuidados físicos y sanitarios, entre otros. Necesitamos energía para hogares, escuelas y servicios de salud, donde en su mayoría hay una participación directa de mujeres y otros grupos sociales que históricamente han sido marginados e invisibilizados desde la perspectiva de los sistemas energéticos dominantes. Integrar la perspectiva feminista en el ámbito energético significa, por tanto, posicionar a la energía como un vehículo para la consecución de derechos clave en la construcción de sociedades igualitarias.

Nexo energía-agua-alimentos. Un eje transversal y estratégico para la transición energética es el nexo energía-agua-alimentos. La energía es un articulador esencial en el acceso al agua y la producción de alimentos, sectores que también brindan fuentes energéticas –como las hidroeléctricas y la bioenergía. En particular, se tienen enormes posibilidades de sinergias con el sector alimentario, que en su conjunto representa casi 20% del consumo de energía final del país. Las siguientes son estrategias para fortalecer dicho sector –en particular a los pequeños productores–, aumentando al mismo tiempo la soberanía energética del país y reduciendo de forma significativa las emisiones de GEI: 1) impulsar una estrategia de producción agroecológica; 2) promover cadenas cortas y locales de producción-consumo para reducir los traslados de productos; 3) dar preferencia al cultivo de alimentos locales; 4) reducir el desperdicio de alimentos –en la actualidad se desperdicia más de 40% de la comida en México–; 5) reducir cadenas de frío, refrigeración y empaquetado de productos, y 6) apoyar el uso tanto eficiente como renovable del procesamiento y la cocción final de los alimentos.

Nexo energía-cambio climático. Otro eje transversal absolutamente clave en el sector energía es su vínculo con la mitigación del cambio climático. Aunque este tema no se ha tratado explícitamente en este libro, es importante notar que la transición energética delineada en estos capítulos contribuye y es totalmente compatible con el cumplimiento de los compromisos de México en materia de mitigación del cambio climático, fortaleciendo además el cumplimiento de los ODS relacionados con energía, reducción de la pobreza, alimentación e industria limpia, entre otros. De hecho, al insistir en la reducción absoluta en los consumos energéticos, en la provisión universal de servicios energéticos dignos y en la transición a energías renovables locales se estará dando un ejemplo a nivel internacional sobre cómo compatibilizar el desarrollo sustentable del Sur global con el cumplimiento de las metas climáticas en el mediano y largo plazos. Como lo han mostrado otros estudios a nivel internacional

(O'Neill *et al.* 2018; Millward-Hopkins *et al.* 2020), son estas estrategias y no las dirigidas al “crecimiento verde” (véase, por ejemplo, Irena 2020) las únicas capaces de garantizar que no se sobrepase el aumento de 1.5 °C de calentamiento del planeta para 2050, conduciéndonos a la vez hacia un espacio de convivencia justo y sustentable para todos los seres vivos (Hickel *et al.* 2021).

Impulso a la innovación y al desarrollo tecnológicos en el sector energía. Otro ámbito transversal de la transición energética es el de los procesos de innovación y desarrollo tecnológicos. Es importante dar prioridad a proyectos de largo aliento de tipo trans e interdisciplinarios que busquen transformaciones de fondo en el sistema energético. Estos proyectos podrían establecerse sin separarse del modelo de los Programas Nacionales Estratégicos (Pronaces) del Conahcyt. Son programas que fomentan una práctica científica y tecnológica con incidencia social y responsabilidad ambiental. Algunos de los ejes importantes son: 1) movilidad sustentable; 2) democratización de la energía; 3) sistemas energéticos rurales sustentables; 4) calor verde para la industria, y 5) escenarios energéticos en el mediano y largo plazos basados en una perspectiva de usos finales. Con estas estrategias se fomentarían procesos de innovación transformadora, ya que implican el cumplimiento de tareas para ir mucho más allá del desarrollo de dispositivos o combustibles más eficientes y sustentables para usos específicos. Al co-construir procesos de aprendizaje colectivo con los diferentes grupos sociales, que lleven a innovaciones de tipo social y sistémico, es posible impulsar cambios disruptivos que en verdad nos pongan en el camino de un mundo más sustentable.

OTRO PROYECTO DE MUNDO

La transición a otro modelo energético es una necesidad impostergable. Sin embargo, para garantizar el bienestar de su población, conservar la riqueza de sus recursos naturales, contribuir a la mitigación del cambio

climático y atender el declive en la producción y reservas de hidrocarburos que experimentamos a nivel global, México necesita una transición energética justa y sustentable. Dicha transición implica la construcción de un nuevo imaginario basado en relaciones más solidarias y equitativas, donde nuestras sociedades vivan de forma digna, democrática, con vocación local y descentralizada, comenzando por los más pobres, priorizando el uso de fuentes renovables, favoreciendo una mayor participación del sector social, implementando medidas de ahorro y eficiencia, codiseñando soluciones integrales para atender las necesidades locales e integrando nuestras necesidades energéticas dentro de un patrón de consumo más sustentable.

Debido a los límites físicos, sociales y ambientales descritos en este libro, en México es imposible que intentemos imitar el estilo de vida y las elevadas tasas de consumo que han caracterizado a las sociedades industriales en camino de un crecimiento económico sin límites, que sólo ha beneficiado a un pequeño porcentaje de la población y que ha puesto en riesgo la continuidad de la vida en el planeta. Las crisis que hoy nos rodean, fracturando el tejido social y el equilibrio de los ecosistemas, abren una grieta de oportunidad en el horizonte del futuro. En este punto, las decisiones que tomemos en materia energética serán fundamentales para encaminarnos hacia ese otro proyecto de mundo que, desde nuestra perspectiva, constituye la única alternativa viable para superar el predicamento energético y socioambiental en el que nos encontramos.

REFERENCIAS

Hickel, J., P. Brockway, G. Kallis, L. Keyßer, M. Lenzen, A. Slameršak, J. Steinberger y D. Ürge-Vorsatz (2021). Urgent need for post-growth climate mitigation scenarios. *Nature Energy*, 6(8), 766-768. <https://doi.org/10.1038/s41560-021-00884-9>

- International Renewable Energy Agency (Irena) (2020). *Global Renewables Outlook: Energy Transformation 2050*. Abu Dhabi: Irena. <https://www.irena.org/publications/2020/Apr/Global-Renewables-Outlook-2020>
- Millward-Hopkins, J., J.K. Steinberger, N.D. Rao y Y. Oswald (2020). Providing decent living with minimum energy: A global scenario. *Global Environmental Change*, 65(102168). <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2020.102168>
- O'Neill, D.W., A.L. Fanning, W.F. Lamb y J.K. Steinberger (2018). A good life for all within planetary boundaries. *Nature Sustainability*, 1(2), 88-95. <https://doi.org/10.1038/s41893-018-0021-4>
- Tucho, G.T., y D.M. Kumsa (2020). Challenges of achieving sustainable development Goal 7 From the perspectives of access to modern cooking energy in developing countries. *Frontiers in Energy Research*, 8(564104). <https://doi.org/10.3389/fenrg.2020.564104>

Índice de figuras, mapas y tablas

FIGURAS

Capítulo 1.1 Matriz energética nacional y flujos de energía

Figura 1. Oferta bruta de energía nacional para 2019	24
Figura 2. Diagrama de Sankey del flujo de energía en el sistema energético mexicano	Anexos/2-3
Figura 3. Promedio de exportaciones de petróleo de México (1980-2020), expresadas en miles de barriles diarios	26
Figura 4. Índice de independencia energética de México	27
Figura 5. Composición relativa de la importación de energía para 2019	28
Figura 6. Consumo final por sector y tipo de energético para 2019	30-31

Capítulo 1.2 Sector hidrocarburos: evolución histórica, situación actual y escenarios sobre la soberanía energética

Figura 1. <i>Ranking</i> de reservas probadas y producción de crudo y condensados (2020)	36-37
--	-------

Figura 2. Ingresos presupuestales del sector público (de 1980 a septiembre de 2021) y porcentaje de los ingresos petroleros	37
Figura 3. Evolución de la producción de petróleo, crudo y gas	40
Figura 4. Número (escala a la derecha) y volumen de petróleo (escala a la izquierda) de los campos petroleros descubiertos en México (1900-2015)	45
Figura 5. Profundidad de los campos petroleros en México en relación con su fecha de descubrimiento	45
Figura 6. Producción promedio diaria de los pozos petroleros en México	46
Figura 7. Estructura de la plataforma de producción petrolera mexicana, resaltando los campos más productivos	Anexos/6
Figura 8. Inversión en Pemex para exploración y producción (escala a la izquierda) y rendimiento en barriles diarios extraído por cada millón de pesos invertido al año (escala a la derecha)	50
Figura 9. Petróleo crudo procesado en las refinerías mexicanas desde 1990	51
Figura 10. Producción de productos refinados en las refinerías mexicanas desde 1990	52
Figura 11. Importación de productos refinados en miles de barriles diarios (escala a la izquierda) y porcentaje del consumo total (escala a la derecha)	53
Figura 12. Consumo, producción e importación de gas natural (2007-2021)	56

Capítulo 1.3 El declive de la tasa de retorno energético del petróleo y gas en México

Figura 1. Efectos de la disminución en el EROI sobre la disponibilidad de energía neta (The Net Energy Cliff) y EROI para algunas fuentes de energía	68
Figura 2. Estimaciones del EROI asociado a la obtención global de <i>a)</i> petróleo y <i>b)</i> gas	69-70
Figura 3. <i>a)</i> Índice de desarrollo humano vs energía neta per cápita y <i>b)</i> índice de desarrollo humano vs EROI	71-72
Figura 4. Compensando la disminución en el EROI con un incremento en la cantidad total de energía que se obtiene o extrae del medio ambiente	73
Figura 5. Estimación del EROI para la extracción de petróleo y gas en México a partir de los datos sobre consumo de energía publicados por Pemex (1999-2019)	76
Figura 6. Estimación del EROI para la extracción de petróleo y gas en México al calcular el consumo de energía requerida a partir de distintos indicadores petroleros (1938-2014)	80
Figura 7. EROI promedio para la extracción de petróleo y gas en México por década comparado con la estimación de recursos petroleros en aguas profundas y en campos con aplicación de recuperación térmica	84

Figura 8. Estimación del gasto nacional en gas y/o petrolíferos visto como una fracción del PIB y tasas anuales de variación del PIB nacional (1938-2010)	87
---	----

Capítulo 1.5 Evolución legislativa de la industria eléctrica en México

Figura 1. Evolución legislativa del Sistema Eléctrico Nacional	124
Figura 2. Facultades de la Comisión Federal de Electricidad	125
Figura 3. Modificación de 1960 del artículo 27 de la Constitución	130
Figura 4. Esquema de la integración del Servicio Eléctrico Nacional	140

Capítulo 1.6 Infraestructura y diagnóstico del Sistema Eléctrico Nacional

Figura 1. Esquema del Sistema Eléctrico Nacional	148
Figura 2. Evolución de la capacidad y generación (2000-2020)	151
Figura 3. Capacidad instalada por tecnología en el SEN al 31 de diciembre de 2020 (Gw)	Anexos/10-11
Figura 4. Longitud de las líneas de transmisión por región de control (km) y porcentaje por nivel de tensión de la RNT	154
Figura 5. Ejemplo de los circuitos de las Redes Generales de Distribución	Anexos/14

Figura 6. Capacidad instalada de generación distribuida (MW)	156
Figura 7. Distribución de capacidad de generación distribuida por tecnología	157
Figura 8. Generación por tecnología en 2020 (TWh y porcentaje)	159

Capítulo 1.7 El consumo eléctrico del Sistema Eléctrico Nacional por sector

Figura 1. La población anual de México y la energía eléctrica inyectada al Sistema Eléctrico Nacional (2017-2020)	168
Figura 2. Esquemas simplificados de los principales componentes y flujos del Sistema Eléctrico Nacional	170-171
Figura 3. Diagramas del flujo eléctrico en el Sistema Eléctrico Nacional, desde la RNT y la RGD hasta los sectores de consumo final (2017-2019)	173-174
Figura 4. Diagrama de Sankey del flujo eléctrico en el Sistema Eléctrico Nacional para 2020, desde la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución hasta los sectores de consumo final	175
Figura 5. Gráficas de la energía eléctrica inyectada y sus pérdidas totales (2017-2020)	176
Figura 6. Relación de pérdidas técnicas y no técnicas (2017-2020)	177-178
Figura 7. Energía eléctrica inyectada y destinada para el consumo final después de pérdidas (2017-2020)	179

Figura 8. Distribución de la energía eléctrica para el consumo final de los sectores de consumo eléctrico (2018-2020)	Anexos/15
Figura 9. Consumo eléctrico del sector industrial (2018-2020)	180-181
Figura 10. Comparación de las series de tiempo de la distribución del consumo de energía eléctrica del sector industrial (2018-2020)	181
Figura 11. Consumo eléctrico del sector residencial (2017-2020)	182-183
Figura 12. Comparación de las series de tiempo de la distribución del consumo de energía eléctrica del sector residencial (2018-2020)	184
Figura 13. Consumo eléctrico del sector comercial y de servicios (2017-2020)	185-186
Figura 14. Comparación de las series de tiempo de la distribución del consumo de energía eléctrica del sector comercial y de servicios (2018-2020)	186
Figura 15. Consumo eléctrico del sector agropecuario (2017-2020)	187-188
Figura 16. Comparación de las series de tiempo de la distribución del consumo de energía eléctrica del sector agropecuario (2018-2020)	188
Figura 17. Consumo eléctrico del sector público (2017-2020)	189-190
Figura 18. Comparación de las series de tiempo de la distribución del consumo de energía eléctrica del sector público (2018-2020)	190

Figura 19. Distribución de la energía eléctrica del consumo final de las entidades federativas (2018-2020)	Anexos/16
--	-----------

Capítulo 1.8 Consumo energético por sector

Figura 1. Tendencia del consumo nacional de energía por rubro (2000-2019)	199
Figura 2. Consumo final energético total por combustible (2019)	200
Figura 3. Consumo final energético total por combustible (2000)	200
Figura 4A. Evolución de las intensidades energéticas de los diferentes sectores de consumo (1993-2015)	202
Figura 4B. Evolución del consumo final de energía por sector (2000-2019)	203
Figura 5. Consumo de energía del sector transporte (2000-2019)	205
Figura 6. Participación porcentual de combustibles del sector transporte por modalidad (2019)	206
Figura 7. Distribución de carga y pasajeros transportados por modalidad en México (2019)	207
Figura 8. Evolución del parque vehicular (2000-2019)	208
Figura 9. Porcentaje de consumo de energía por tipo de industria	210
Figura 10. Comparativa del consumo energético de las diferentes ramas del sector industrial (2000-2019)	211

Figura 11. Tendencia del consumo por energético en el sector industrial (2000-2019)	212
Figura 12. Porcentaje del consumo por energético en el sector industrial (2000-2019)	213
Figura 13. Consumo final de calor industrial en México (2019)	214-215
Figura 14. Consumo final de energía para calor industrial en México (2019)	216
Figura 15. Evolución del consumo de energía en los sectores residencial, comercial y público (2000-2019)	217
Figura 16. Estructura de la matriz energética en el sector residencial nacional, urbano y rural	219
Figura 17. Distribución de los usos finales en el sector residencial nacional	220
Figura 18. Distribución de los usos finales en el norte, centro y sur del país	221
Figura 19. Evolución de la demanda de energía en el sector comercial por combustible y demanda de energía eléctrica en el sector público (2000-2019)	225
Figura 20. Evolución de la demanda de energía en el sector agropecuario (2000-2019)	226

Capítulo 1.9 Cambios en la generación, demanda y pérdidas del sistema eléctrico durante la pandemia de Covid-19

Figura 1. Flujos de generación, demanda y pérdidas por región de control y total (2019)	236-237
Figura 2. Flujos de generación, demanda y pérdidas por región de control y total (2020)	238-239

Figura 3. Promedio de la generación diaria por hora (MWh) (2018, 2019 y 2020)	Anexos/17
Figura 4. Generación en TWh por propietario (2020)	243
Figura 5. Consumo por regiones de control y sectores (2020)	Anexos/18-19

Capítulo 1.10 Desigualdad en el acceso y consumo de energía en México

Figura 1. Consumo de energía y emisiones per cápita por nivel de ingreso per cápita a nivel mundial (2020)	253
Figura 2. Distribución mundial de la población, ingreso económico, consumo energético y emisiones de CO ₂	254
Figura 3. Relación entre el consumo de energía primaria y el índice de desarrollo humano (IDH)	Anexos/20
Figura 4. Desigualdad internacional en diferentes componentes del consumo energético	Anexos/20
Figura 5. Nivel de acceso a los principales dispositivos en el sector residencial nacional	262
Figura 6. Comparación del nivel de acceso a los principales dispositivos entre el sector rural y el urbano residencial	263
Figura 7. Nivel de acceso a los principales dispositivos por región y en el sector rural de cada región del país	265
Figura 8. Gasto trimestral en electricidad y combustible por decil de ingreso	267-268
Figura 9. Gasto trimestral en movilidad por decil de ingreso	269

Figura 10. Gasto trimestral familiar promedio en energéticos según tamaño de la localidad	270-272
Figura 11. Gasto en movilidad en los hogares por tamaño de localidad	273
Figura 12. Escenarios del consumo final total de energía a nivel global	277

Capítulo 2.1 Energía solar

Figura 1. Abundancia de elementos químicos en la corteza superior de la Tierra como fracción atómica y en función del número atómico	294
Figura 2. Costos nivelados de energía (LCOE) promediados a nivel global para plantas de generación eléctrica a gran escala que emplean fuentes renovables	301
Figura 3. Evolución de los costos de baterías de iones de litio y celdas fotovoltaicas de silicio cristalino	304

Capítulo 2.2 Energía eólica

Figura 1. Capacidad instalada total y añadida a nivel global de 2010 a 2020	316
---	-----

Capítulo 2.3 Energía geotérmica

Figura 1. Esquema general de un yacimiento geotérmico	348
Figura 2. Producción de electricidad en una planta geotérmica	349
Figura 3. Capacidad geotérmica en el mundo	352

Capítulo 2.4 Energía de la biomasa

Figura 1. Rutas de transformación y aprovechamiento energético de la biomasa	380
Figura 2. Distribución del uso final de la bioenergía a escala global (arriba) y participación de la bioenergía según el uso final (abajo)	383
Figura 3. Participación de la bioenergía en la matriz energética nacional (PJ)	389
Figura 4. Potencial del aprovechamiento energético de la biomasa en México	391
Figura 5. Tecnologías tradicionales y emergentes	393
Figura 6. Quemador de pellets para uso industrial (A). Gráfica de comparación de costos entre combustibles fósiles y biocombustibles (B).	398-399
Figura 7. Escenarios de penetración de la bioenergía en México	407

Capítulo 2.5 Energía hidroeléctrica de pequeña escala social y ambientalmente sustentable

Figura 1. Emisiones de GEI estimadas a través de G-res Tool para 180 proyectos hidroeléctricos	424
Figura 2. Intensidad de carbono e indicadores de huella de agua en la producción de energía por fuente	426-427
Figura 3. Top 10 de capacidad instalada y generación mundial en hidroelectricidad	428
Figura 4. Minihidroeléctrica a filo del agua y turbinas hidrocínéticas	432
Figura 5. Sitio con potencial microhidroeléctrico en el Distrito de Riego (DR) 014 de San Luis Río Colorado	436

Figura 6. Presas Kotani, Gongen y Heiso con sistemas fotovoltaicos en cortinas	437
--	-----

Capítulo 2.6 Límites de las fuentes renovables

Figura 1. Densidad energética de diferentes fuentes de generación eléctrica medidas en W/m^2	460
Figura 2. Factor de planta de diferentes fuentes de energía para producción de electricidad	463
Figura 3. Producción de uranio por países y requerimientos para reactores	Anexos/30
Figura 4. Megaproyectos eólicos y solares: cobertura y tenencia de la tierra en Yucatán, México	Anexos/31

Capítulo 3.1 Una mirada sociocultural de la energía: hacia transiciones energéticas justas

Figura 1. Aumento de las inversiones en energías renovables en países “en vías de desarrollo”	510
---	-----

Capítulo 3.2 Movilidad sustentable

Figura 1. Distribución de tramos por modo de transporte nacional (porcentajes)	537
Figura 2. Total nacional de vehículos en México	539
Figura 3. Principales modos de transporte por gran región (porcentajes)	541
Figura 4. Gasto total de la energía que se consume en México	543

Figura 5. Monto total asignado por proyecto de movilidad durante el periodo 2011-2015	545
Figura 6. Gasto energético y emisiones de carbono por modo y categoría	554

Capítulo 3.3 Energía verde y eficiencia para los sectores industrial, residencial y comercial

Figura 1. Diagrama de Sankey del consumo energético del sector industrial en 2017	565
Figura 2. Consumo de calor en el sector industrial en México en 2016	566
Figura 3. Ramas industriales que demandan calor a temperatura baja y media	568
Figura 4. Diagrama de Sankey del consumo energético del sector residencial en 2017	569
Figura 5. Diagrama de Sankey del consumo energético del sector comercial en 2017	571
Figura 6. Tecnologías maduras para calor solar en procesos industriales	573
Figura 7. Horno solar de autoconstrucción Tolokatsin 2020	577
Figura 8. Precios relativos de combustibles (USD/GJ), agosto de 2022	581
Figura 9. Oportunidades de reducción de emisiones de GEI en el corto plazo	582
Figura 10. Evolución anual de las intensidades energéticas por sector, 2000-2018	584
Figura 11. Evolución del desempeño energético del refrigerador	586

Capítulo 3.4 Sistemas energéticos rurales sustentables

Figura 1. Relación de la energía con los Objetivos de Desarrollo Sostenibles (ONU)	608
Figura 2. Niveles de acceso a la energía en zonas rurales	609
Figura 3. Distribución de los usos finales en el sector residencial rural	613
Figura 4. Nivel de acceso a los principales dispositivos en el sector rural residencial	614
Figura 5. Porcentaje de cada uso final en el consumo de energía residencial por región	615
Figura 6. Estructura de la matriz energética por fuentes en el sector residencial nacional, urbano y rural	616
Figura 7. Diagrama de los sistemas energéticos rurales sustentables	620-621
Figura 8. Necesidades energéticas y elementos básicos para el diseño de SERS	623
Figura 9. Ecotecnologías para resolver necesidades básicas a nivel doméstico	626
Figura. 10. Proyectos energéticos según su escala, tecnología implementada y uso final	633

Capítulo 3.5 Generación de electricidad distribuida y renovable: una opción para la democratización energética en México

Figura 1. Fases de los sistemas eléctricos	644
Figura 2. Balance nacional de electricidad de México (2020)	648-649

Figura 3. Acceso a los servicios de energía a nivel municipal y su vínculo con la vulnerabilidad económica y alimentaria	651
Figura 4. Evolución de las emisiones eléctricas y sus factores determinantes	652
Figura 5. Evolución del precio internacional del barril de petróleo para el periodo 1969-2021	654
Figura 6. Factores que sustentan la pertinencia de la generación distribuida	656
Figura 7. Cuatro escenarios energéticos potenciales	658
Figura 8. Propuesta de bienestar social y escenarios energéticos	660
Figura 9. Marco analítico de las tendencias e innovaciones en el ecosistema de la energía distribuida	666
Figura 10. Guía para el diseño e implementación de proyectos de energía comunitaria	670
Figura 11. Proporción de electricidad generada por tipo de fuente en Alemania entre 1990 y 2020	672
Figura 12. Modelos de cooperativas energéticas en México	673

Capítulo 3.6 Desafíos y alternativas para alcanzar un sistema alimentario más sustentable en términos energéticos

Figura 1. Componentes y procesos que conforman el Sistema Alimentario	684
Figura 2. Cambios entre 2000 y 2019 en el uso final de energía en los sectores relacionados con el Sistema Alimentario en México	692
Figura 3. Kilogramos promedio de fertilizantes utilizados por hectárea en México	694

Figura 4. Uso de plaguicidas total y por categorías en México para el periodo 2002-2019	695
Figura 5. Producción de carne en México	696
Figura 6. Promedio de uso total y rubros de uso de energía por hectárea en los sistemas productivos de maíz	702
Figura 7. Eficiencia del fertilizante nitrogenado y niveles de materia orgánica en el suelo en el cultivo de trigo del Bajío	703
Figura 8. Eficiencia energética de la proteína producida en vegetales y animales	706
Figura 9. Costo energético de una caloría puesta en el plato del SA global	707
Figura 10. Volumen exportado y tasa de crecimiento de 2010 a 2020	709
Figura 11. Consumo energético de varios productos alimenticios en México	715

TABLAS

Capítulo 1.2 Sector hidrocarburos: evolución histórica, situación actual y escenarios sobre la soberanía energética

Tabla 1. Red de producción y distribución de petróleo y productos refinados	39
---	----

Capítulo 1.7 El consumo eléctrico del Sistema Eléctrico Nacional por sector

Tabla 1. Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional	169
---	-----

Tabla 2. Distribución de la energía eléctrica para el consumo final en entidades federativas (2018-2020)	192-193
--	---------

Capítulo 1.8 Consumo energético por sector

Tabla 1. Demanda final de energía para calor en diferentes ramas industriales de México durante 2019 por rango de temperatura: baja (TB), media (TM) y alta (TA)	214-215
Tabla 2. Consumo anual de energía (PJ) por combustible, sector y región	222-223
Tabla 3. Consumo anual de electricidad por tipo de comercio y zona climatológica (TWh)	224

Capítulo 1.9 Cambios en la generación, demanda y pérdidas del sistema eléctrico durante la pandemia de Covid-19

Tabla 1. Generación por tecnología y cambios porcentuales anuales (2018, 2019 y 2020)	235
---	-----

Capítulo 1.10 Desigualdad en el acceso y consumo de energía en México

Tabla 1. Usos finales y dispositivos principales	260-261
--	---------

Capítulo 2.1 Energía solar

Tabla 1. Estimación del potencial teórico y técnico de las principales fuentes de energía renovable	296
---	-----

Tabla 2. Reservas probadas de combustibles fósiles y relación reserva/extracción	298
---	-----

Capítulo 2.2 Energía eólica

Tabla 1. Potencial eólico para distintos escenarios (ESC)	322
Tabla 2. Ejemplos de algunas centrales eólicas grandes en operación que no están en las regiones consideradas en el mapa 3	323
Tabla 3. Posibles impactos de los parques eólicos	333-334

Capítulo 2.3 Energía geotérmica

Tabla 1. Síntesis de los campos geotérmicos mexicanos	358-359
Tabla 2. Capacidad para instalar nuevos campos de energía geotérmica en México	363
Tabla 3. Estimaciones de los recursos de alta entalpía en México	370

Capítulo 2.4 Energía de la biomasa

Tabla 1. Consumo actual de biocombustibles sólidos en México	389
Tabla 2. Usos actuales de los biocombustibles sólidos (BCS) en la industria nacional	401
Tabla 3. Clasificación de los biocombustibles en México	409

Capítulo 2.5 Energía hidroeléctrica de pequeña escala social y ambientalmente sustentable

Tabla 1. Capítulos de la manifestación de impacto ambiental e información que deben contener	445
---	-----

Capítulo 3.3 Energía verde y eficiencia para los sectores industrial, residencial y comercial

Tabla 1. Medidas de eficiencia energética identificadas para empresas del sector de alimentos y bebidas	589-590
Tabla 2. Medidas de eficiencia energética identificadas para subsectores industriales, ahorro de energía, emisiones y viabilidad contra escenario en 2030	591-594
Tabla 3. Factores de emisión de combustibles en el sector industrial (figura 1)	596

Capítulo 3.6 Desafíos y alternativas para alcanzar un sistema alimentario más sustentable en términos energéticos

Tabla 1. Estimación del uso de energía final en las actividades del Sistema Alimentario Mexicano conforme al <i>Balance Nacional de Energía 2019</i>	689-690
Tabla 2. Cambios en el suministro de energía por principales grupos de alimentos	697
Tabla 3. Valor de la producción y tasa de crecimiento de los alimentos más importantes para la exportación 2010-2020 (mdd)	712-713

MAPAS

Capítulo 1.2 Sector hidrocarburos: evolución histórica, situación actual y escenarios sobre la soberanía energética

Mapa 1. Provincias petroleras de México	38
---	----

Mapa 2. Campos de hidrocarburos de México e infraestructura de producción y distribución de Pemex	Anexos/4-5
---	------------

Capítulo 1.6 Infraestructura y diagnóstico del Sistema Eléctrico Nacional

Mapa 1. Sistema Eléctrico Nacional (2020)	Anexos/8-9
Mapa 2. Red Nacional de Transmisión	Anexos/12-13
Mapa 3. Capacidad de generación distribuida por estado (MW)	158
Mapa 4. Pérdidas técnicas y no técnicas en las Redes Generales de Distribución por región de control (2020)	161-162

Capítulo 1.9 Cambios en la generación, demanda y pérdidas del sistema eléctrico durante la pandemia de Covid-19

Mapa 1. Regiones de control. BCA: Baja California y Baja California Sur; NOR: Noroeste; NTE: Norte; NES: Noreste; OCC: Occidente; CEN: Central; ORI: Oriental; PEN: Peninsular	233
--	-----

Capítulo 1.10 Desigualdad en el acceso y consumo de energía en México

Mapa 1. Regiones climáticas de México	259
Mapa 2. Gasto trimestral en energía por hogar y entidad federativa	Anexos/21

Mapa 3. Gasto en movilidad de los hogares por entidad federativa	Anexos/21
--	-----------

Capítulo 2.2 Energía eólica

Mapa 1. WPD de largo plazo a 100 m sobre el territorio mexicano	Anexos/22
Mapa 2. Diferencia relativa máxima entre las tres fuentes de datos de rapidez del viento: el GWA, el WIND Toolkit y Vestas	Anexos/23
Mapa 3. Zonas de alto potencial eólico de acuerdo con el escenario 1	Anexos/23
Mapa 4. Reestructuración y fortalecimiento de la RNT al (2024)	Anexos/24-25
Mapa 5. IPCT categorizados con el método de rupturas naturales (Jenks)	Anexos/26
Mapa 6. Índice de riesgo por presencia de ciclón tropical	Anexos/27

Capítulo 2.3 Energía geotérmica

Mapa 1. Flujo de calor y campos geotérmicos mexicanos	Anexos/28-29
Mapa 2. Ubicación del campo de Cerro Prieto en el límite de placas divergente oblicuo entre América del Norte y Baja California	355
Mapa 3. Ubicación y capacidad de generación geotérmica en 20 prospectos seleccionados entre los más prometedores	366
Mapa 4. Distribución geográfica de sitios y capacidad instalable de acuerdo con los cuatro escenarios previstos en el AZEL para la energía geotérmica	368-369

Capítulo 2.4 Energía de la biomasa

Mapa 1. Productividad de biomasa forestal a nivel nacional	Anexos/30
---	-----------

Capítulo 2.5 Energía hidroeléctrica de pequeña escala social y ambientalmente sustentable

Mapa 1. Infraestructura existente con potencial de 5 a 30 megavatios	434
Mapa 2. Infraestructura existente con potencial de 1 a 5 megavatios	435
Mapa 3. Infraestructura existente con potencial menor a 1 megavatio	435
Mapa 4. Embalses de presas con potencial de generación híbrida mayor o igual a 100 GWh	439

Capítulo 3.2 Movilidad sustentable

Mapa 1. Metas nacionales a nivel global para la eliminación de ventas de vehículos nuevos con motores de combustión interna	556-557
---	---------

Capítulo 3.4 Sistemas energéticos rurales sustentables

Mapa 1. Grado de rezago social a nivel municipal	Anexos/31
Mapa 2. Organizaciones involucradas en el desarrollo de proyectos energéticos rurales en México	632

Capítulo 3.5 Generación de electricidad distribuida y renovable: una opción para la democratización energética en México

Mapa 1. Generación distribuida de electricidad a nivel estatal	Anexos/32
--	-----------

Siglas, acrónimos y símbolos científicos

INSTITUCIONES, ORGANISMOS Y PROGRAMAS

AGECC	Advisory Group on Energy and Climate Change/ Grupo Asesor sobre Cambio Climático
AMEG	Asociación Mexicana de Engordadores de Ganado
ANES/Asolmex	Asociación Mexicana de Energía Solar
BP	British Petroleum
Cenace	Centro Nacional de Control de Energía
Cenapred	Centro Nacional de Prevención de Desastres
Cepal	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CFE	Comisión Federal de Electricidad
Conafovi	Comisión Nacional de Fomento a la Vivienda
Coneval	Consejo Nacional de Evaluación de la Política de Desarrollo Social
Conuee	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DGREV	Deutscher Genossenschafts und Reiffeisenverband/ Confederación Alemana de Cooperativas
Famerac	Fabricantes Mexicanos en las Energías Renovables A.C.
FAO	Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura

Fide	Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica
GIEB	Grupo de Innovación Ecotecnológica y Bioenergética
GIZ	Gesellschaft für Internationales Zusammenarbeit/ Sociedad para la Cooperación Internacional
Grupedsac	Grupo para Promover la Educación y el Desarrollo Sustentable A.C.
ICCT	International Council on Clean Transportation/ Consejo Internacional de Transporte Limpio
IFC	International Finance Corporation/ Corporación Financiera Internacional
IEA/AIE	Agencia Internacional de Energía
INEEL	Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias
Inegi	Instituto Nacional de Estadística y Geografía
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change/ Panel Intergubernamental del Cambio Climático
Irena	Agencia Internacional de Energías Renovables
NREL	National Renewable Energy Laboratory / Laboratorio Nacional de Energía Renovable
obtrenMX	Observatorio de Transición Energética de México
OECD/OCDE	Organization for Economic Co-operation and Development/Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico
OMS	Organización Mundial de la Salud
OIT	Organización Internacional del Trabajo
OPEP	Organización de los Países Exportadores de Petróleo
Pemex	Petróleos Mexicanos
Pidiregas	Proyectos de Inversión de Infraestructura Productiva con Registro Diferido en el Gasto Público
Pronace ECC	Programa Nacional Estratégico de Energía y Cambio Climático

Reddes	Red Iberoamericana para el Desarrollo Sustentable
Sader	Secretaría de Agricultura y Desarrollo Rural
SE	Secretaría de Economía
Sedatu	Secretaría de Desarrollo Agrario Territorial y Urbano
Sedesol	Secretaría de Desarrollo Social
Semip	Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal
Sener	Secretaría de Energía
SGM	Sistema Geológico Mexicano
SIAP	Sistema de Información Agroalimentaria y Pesquera
SIE	Sistema de Información de Energía
SPE	Society of Petroleum Engineers
TLCAN	Tratado de Libre Comercio de América del Norte

MEDIDAS

· *Líquidos*

bd	barriles diarios
Mbd	miles de barriles diarios
MMbd	millones de barriles diarios

· *Gases*

MMMpc	miles de millones de pies cúbicos
MMpcd	millones de pies cúbicos por día

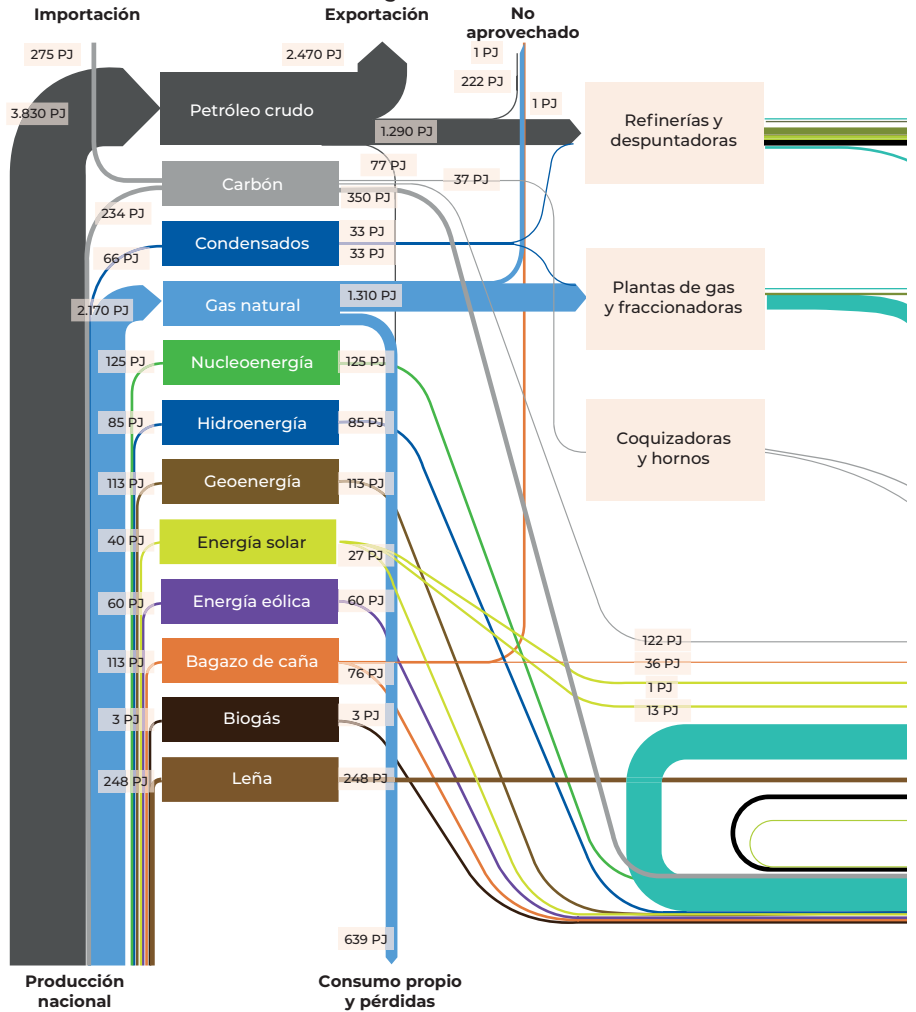
· *Energía*

kcal	kilocaloría
------	-------------

Mcal	megacalorías
Mg	megagramos
MJ	megajoules
PJ	petajoules
EJ	exajoules
GJ	gigajoules
kW	kilovatio
MW	megavatio
MWh	megavatio por hora
GWh	gigavatio por hora
TWh	teravatio por hora
kV	kilovoltio
MVa	megavoltamperio
· Otros	
EROI	Energy Return of Investment/tasa de retorno energético
GLP	gas LP (licuado de petróleo)
Gt	Gigatonelada
HM	hectómetro ($\text{hm}^3 = \text{hectómetro cúbico}$)
Hz	hertzios
Mcal/ha	millón de calorías por hectárea
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
Mm ³	millones de metros cúbicos
MtMS	millones de toneladas de materia seca
RDG	Redes Generales de Distribución
REN21	Renewable Energy Policy Network for the 21st Century/Red de Política de Energía para el Siglo XXI
RNT	Red Nacional de Transmisión
SEN	Sistema Eléctrico Nacional

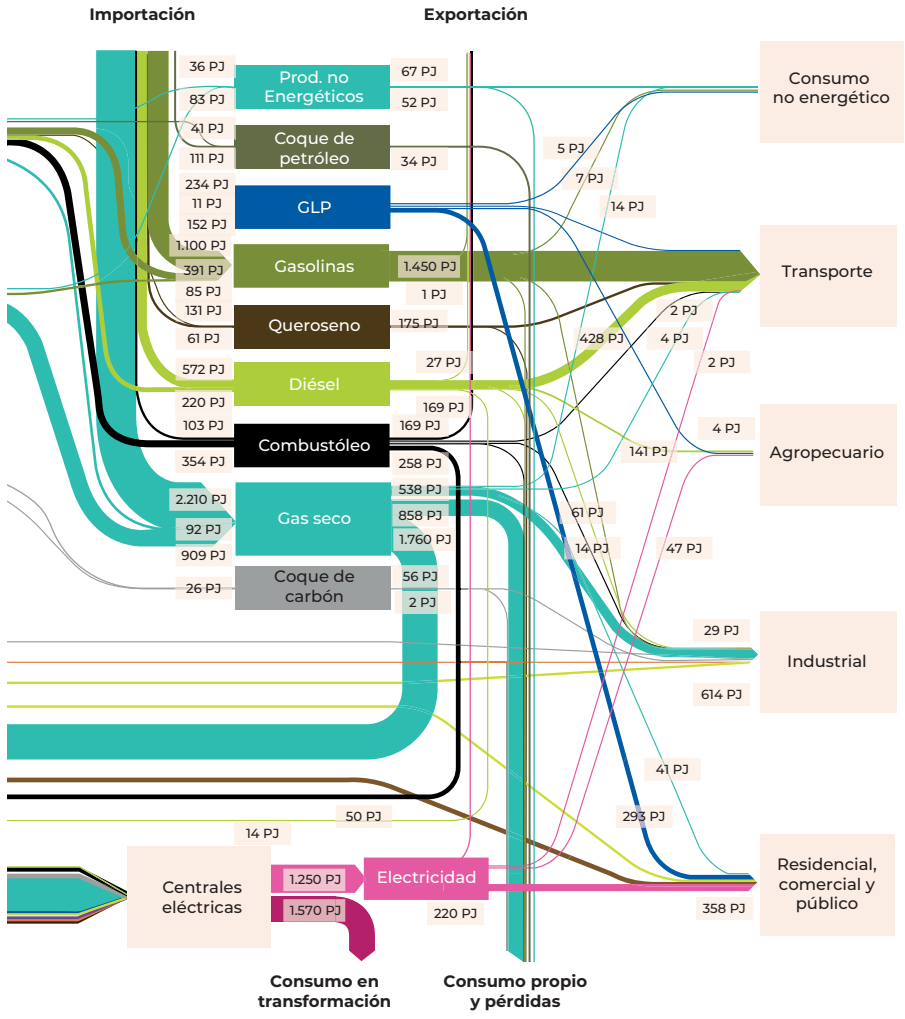
Anexos

Cap. 1.1. Figura 2. Diagrama de Sankey del flujo de energía en el sistema energético mexicano



Fuente: Elaboración propia con base en datos del SIE de la Sener.

Nota: El tamaño de la línea es proporcional a la cantidad de energía, expresada numéricamente en petajoules (PJ) para 2019.



A



Provincias Petroleras

- 1) Sabinas - Burro - Picachos
- 2) Burgos
- 3) Tampico - Misantla
- 4) Veracruz
- 5) Cuencas del Sureste
- 6) Chiapas
- 7) Plataforma de Yucatán
- 8) Golfo de México Profundo
- 9) SMOR
- 10) Chihuahua
- 11) Vizcaíno - La Purísima - Iray
- 12) Golfo de California

Campos

- Aceite
- Aceite y gas
- Gas

Ductos de Distribución

- Ductos
- Ductos de importación

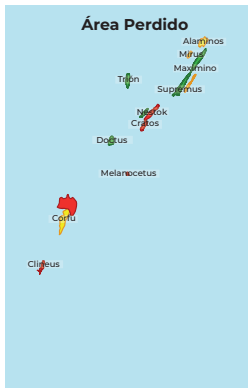
Infraestructura

- Refinería
- ▲ Centrales de compresión
- Complejos procesadores de gas
- Terminal de almacenamiento

Puntos de Internación

- ▲ Marinas
- ▲ Terrestres

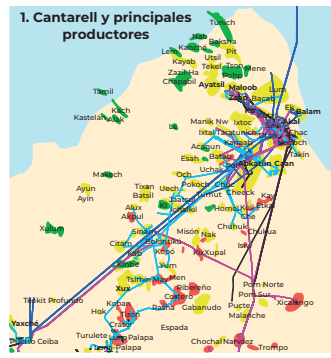
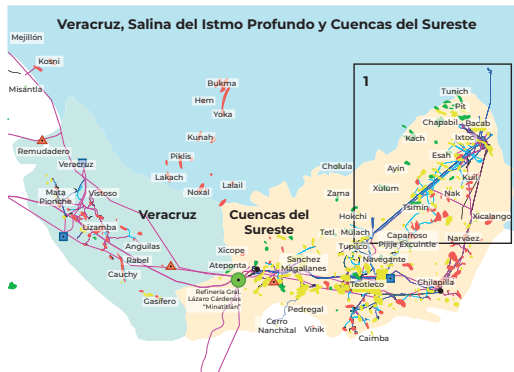
B



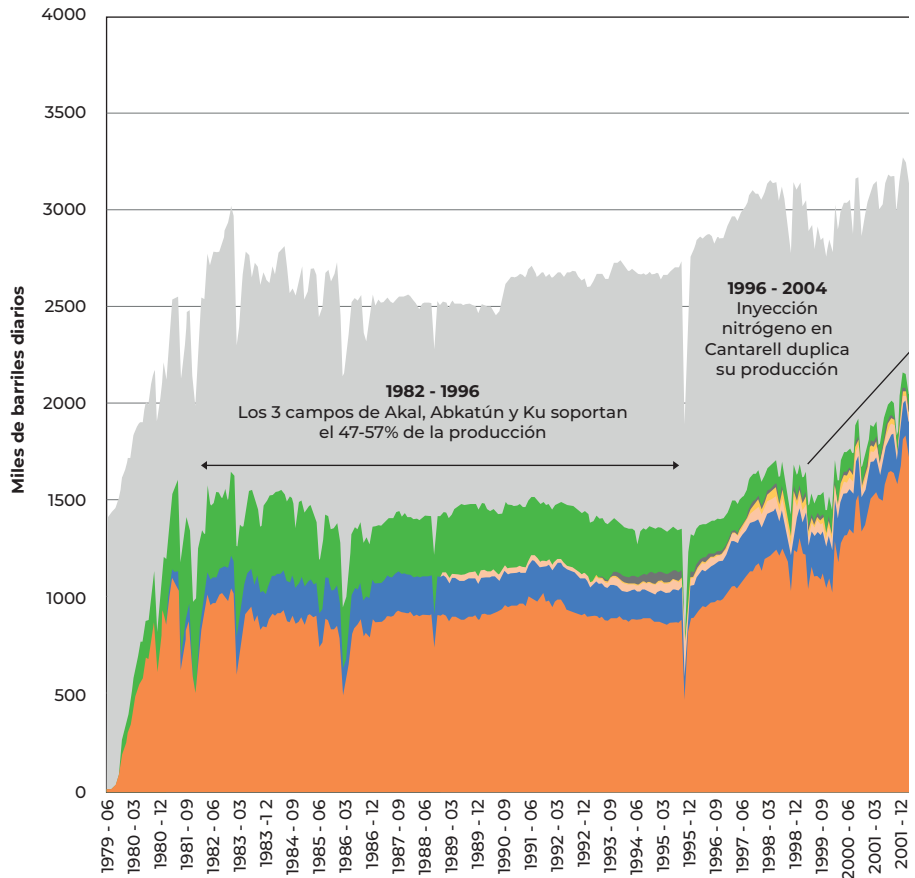
C



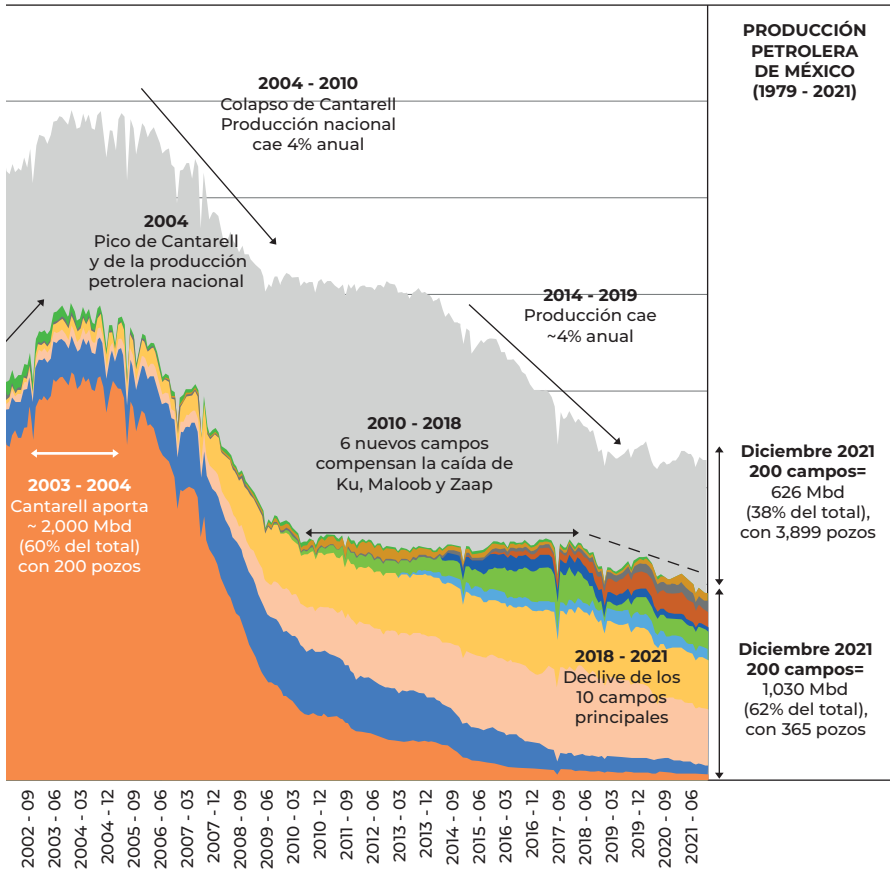
D



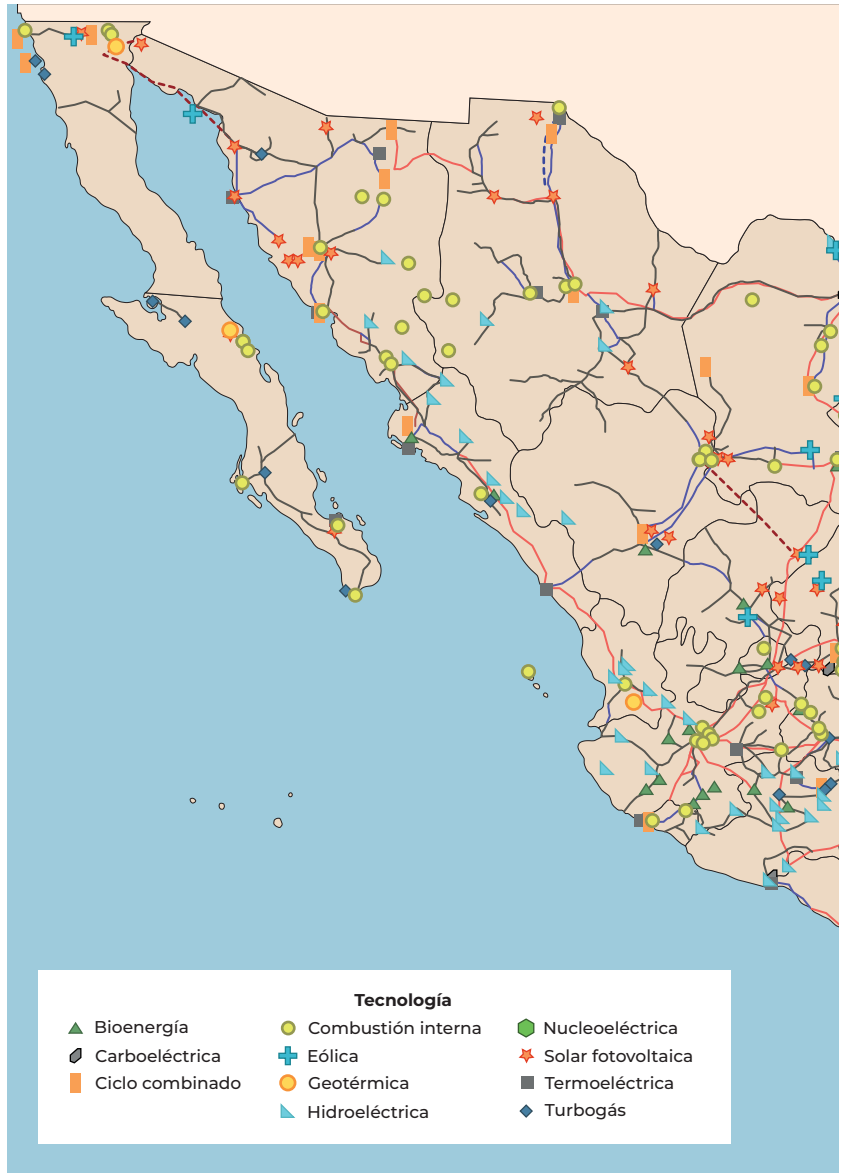
Cap. 1. 2. Figura 7. Estructura de la plataforma de producción petrolera mexicana, resaltando los campos más productivos



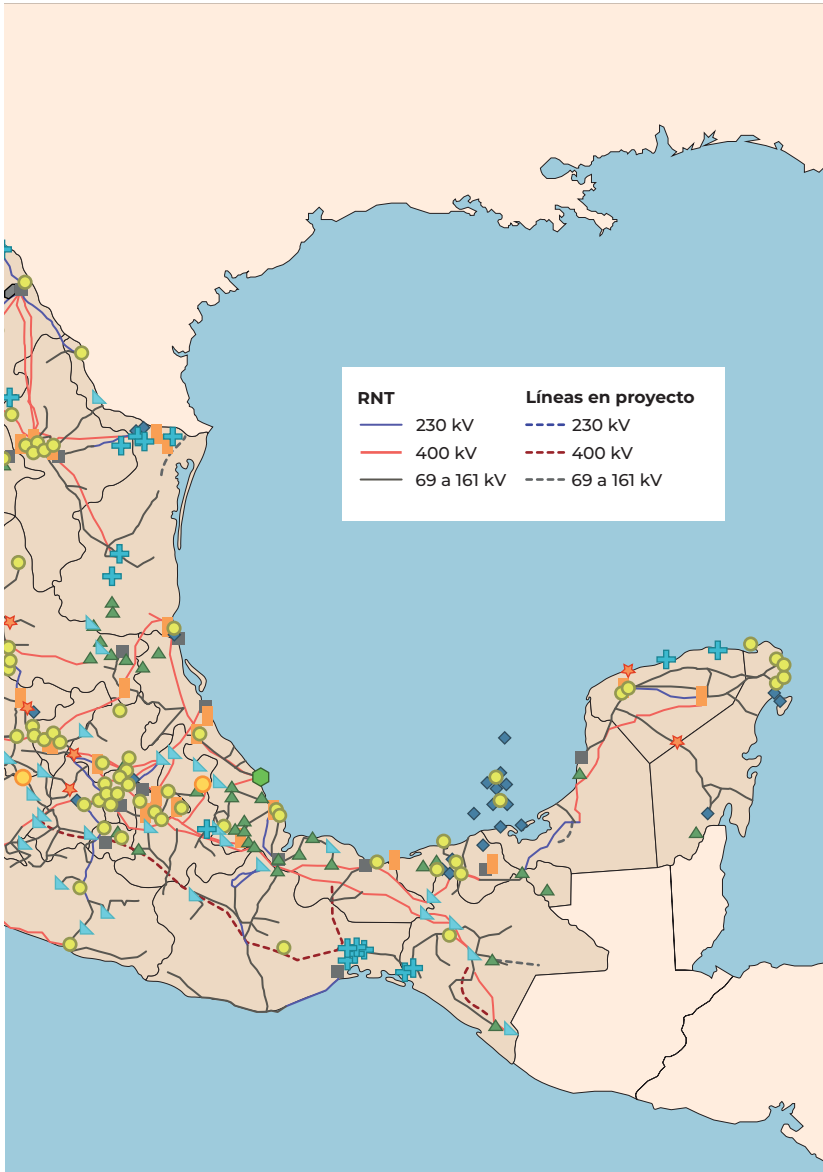
Fuente: Elaboración propia con información de CNH (2021).



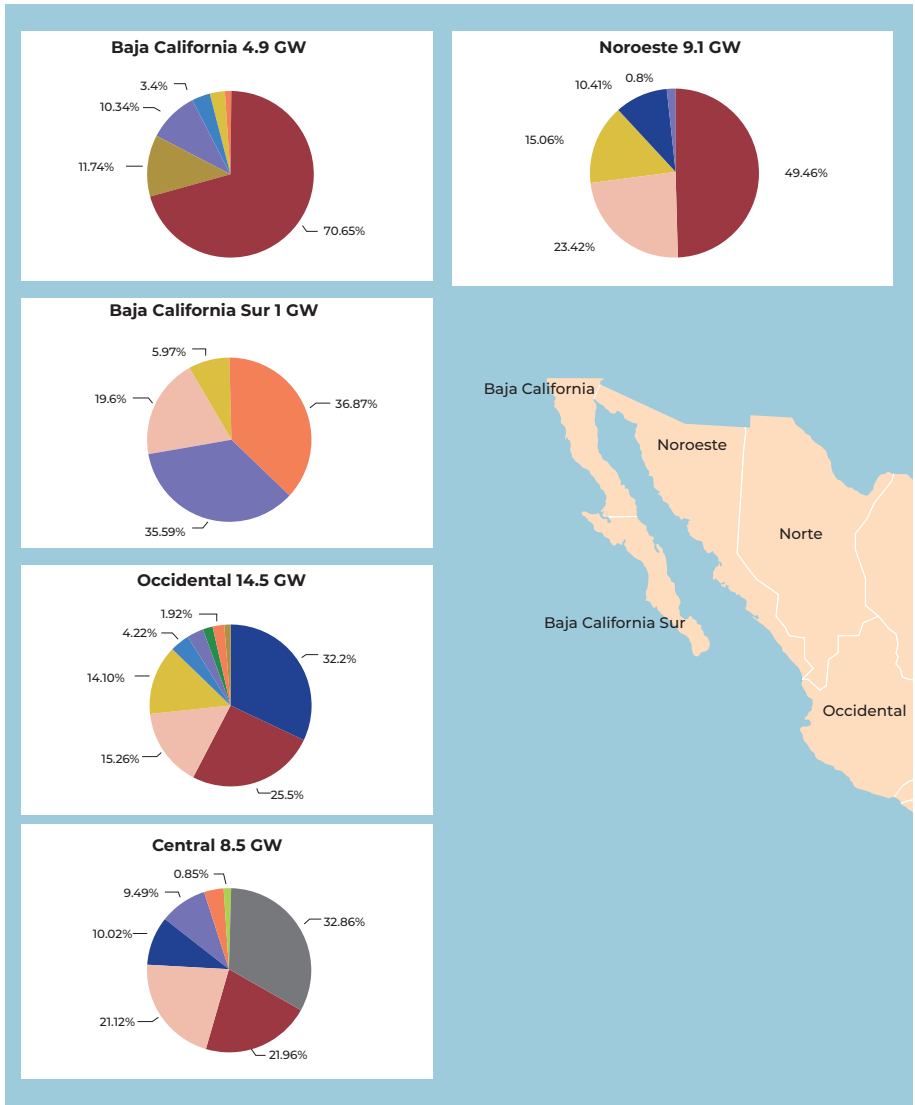
Cap. 1.6. Mapa 1. Sistema Eléctrico Nacional (2020)



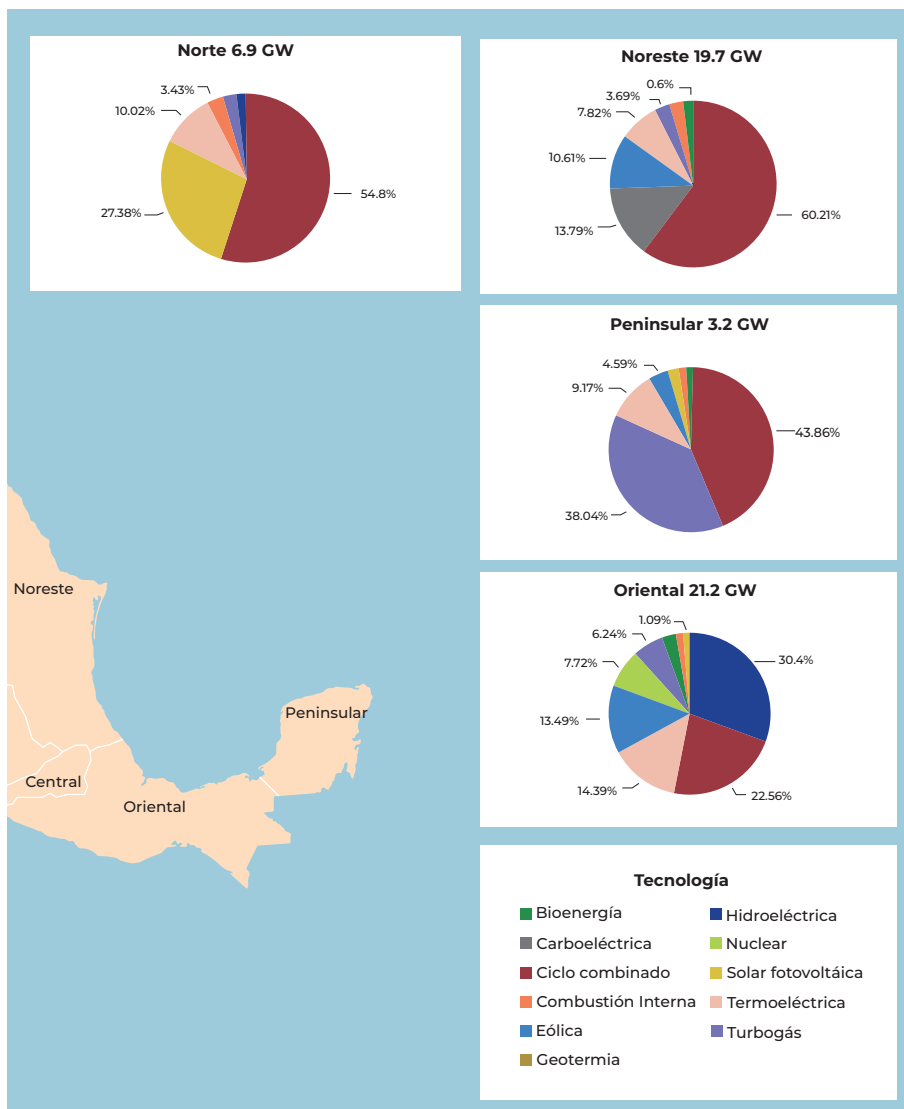
Fuente: Elaboración propia.



Cap. 1.6. Figura 3. Capacidad instalada por tecnología en el SEN al 31 de diciembre de 2020 (GW)



Fuente: Elaboración propia.



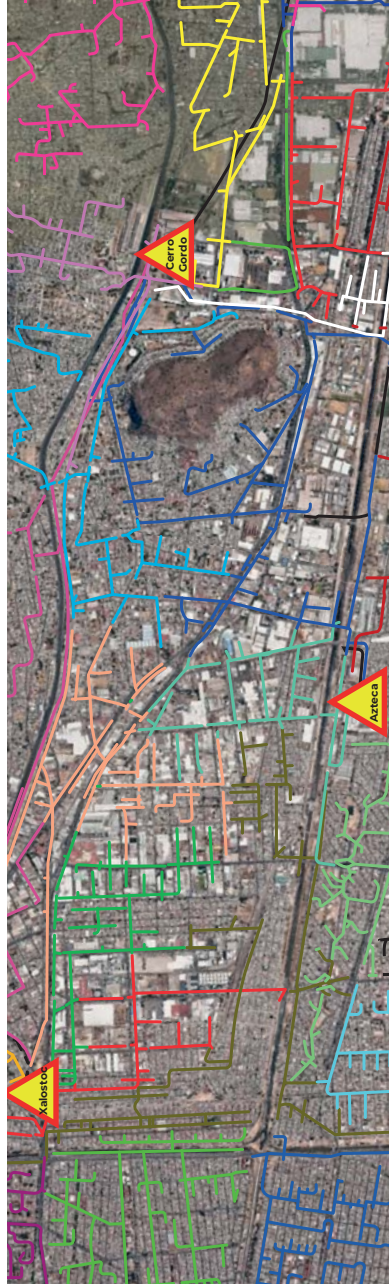
Cap. 1.6. Mapa 2. Red Nacional de Transmisión



Fuentes: Elaboración propia.

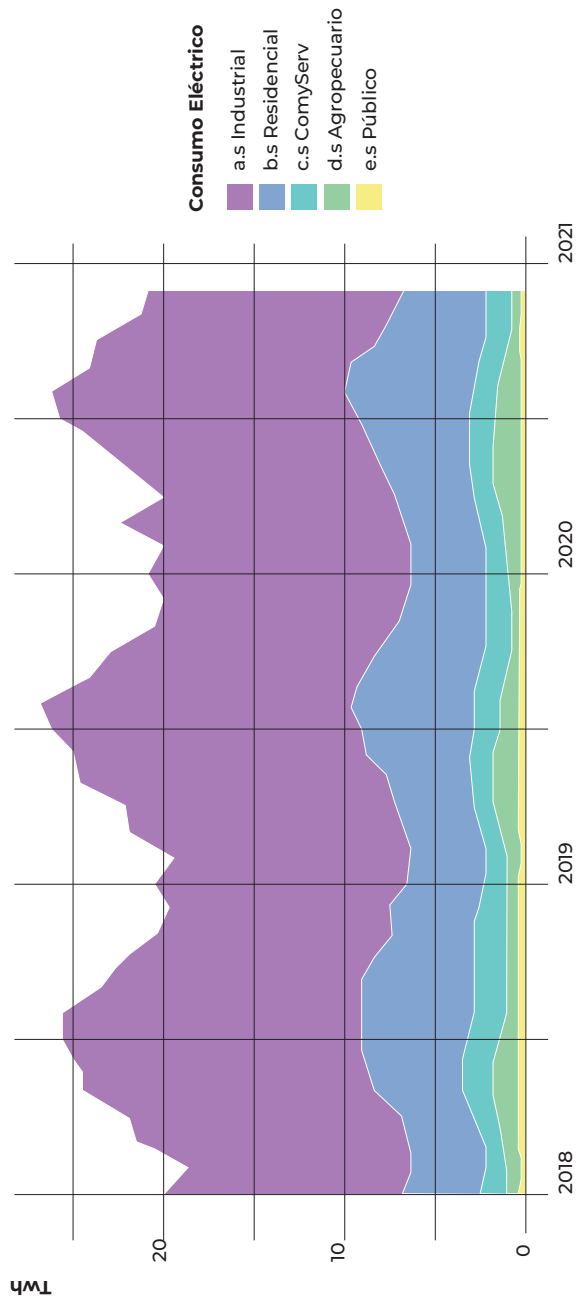


Cap. 1.6. **Figura 5.** Ejemplo de los circuitos de las Redes Generales de Distribución



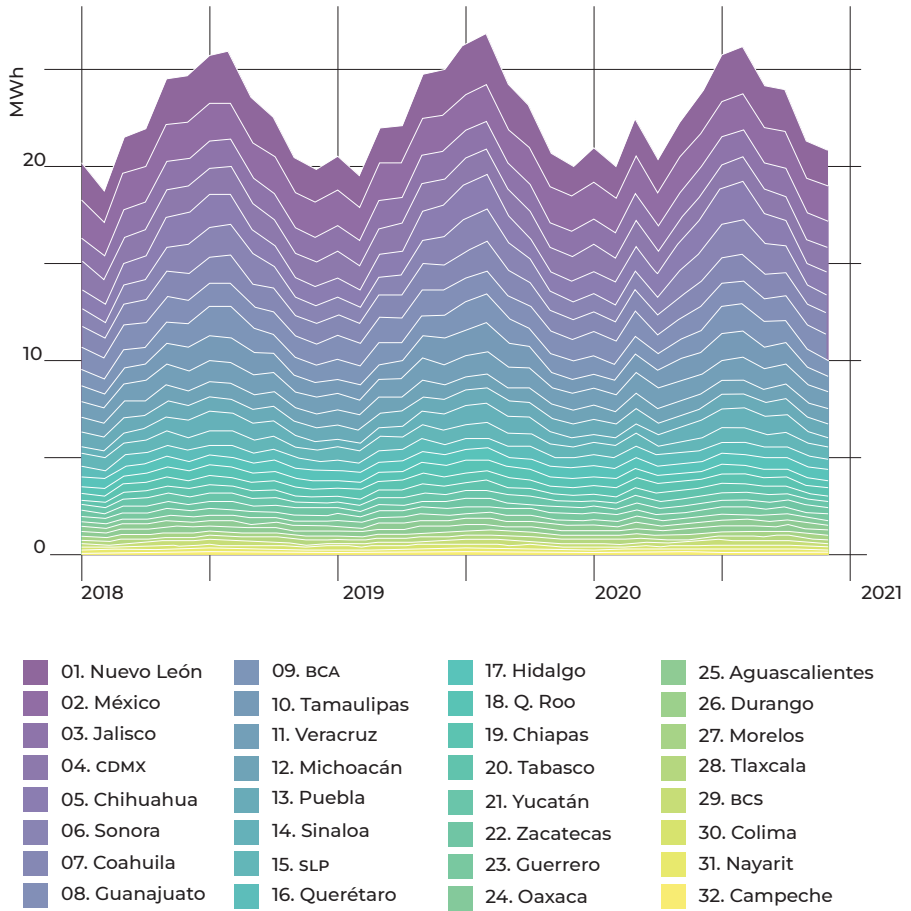
Fuente: Sener.

Cap. 1.7. Figura 8. Distribución de la energía eléctrica para el consumo final de los sectores de consumo eléctrico (2018-2020)



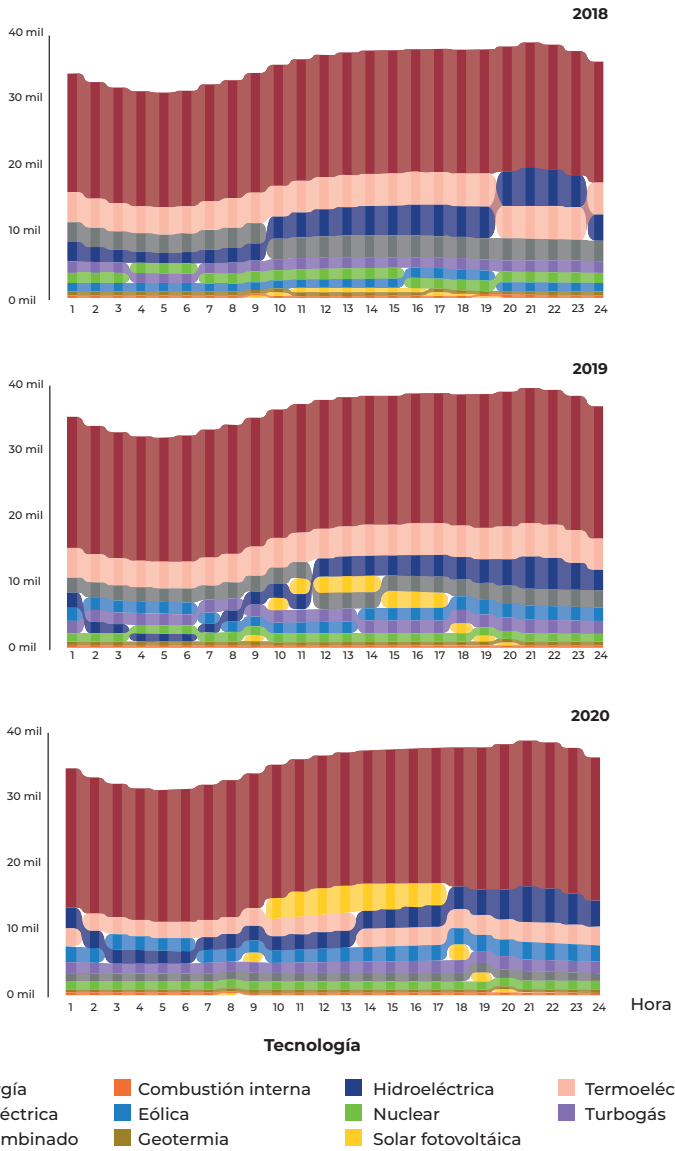
Fuente: Elaboración propia con datos de Observatorio de Transición Energética de México (s.a.), Centro Nacional de Control de Energía (2020), Comisión Federal de Electricidad (s.a.) y Comisión Reguladora de Energía (s.a.).

Cap. 1.7. Figura 19. Distribución de la energía eléctrica del consumo final de las entidades federativas (2018-2020)



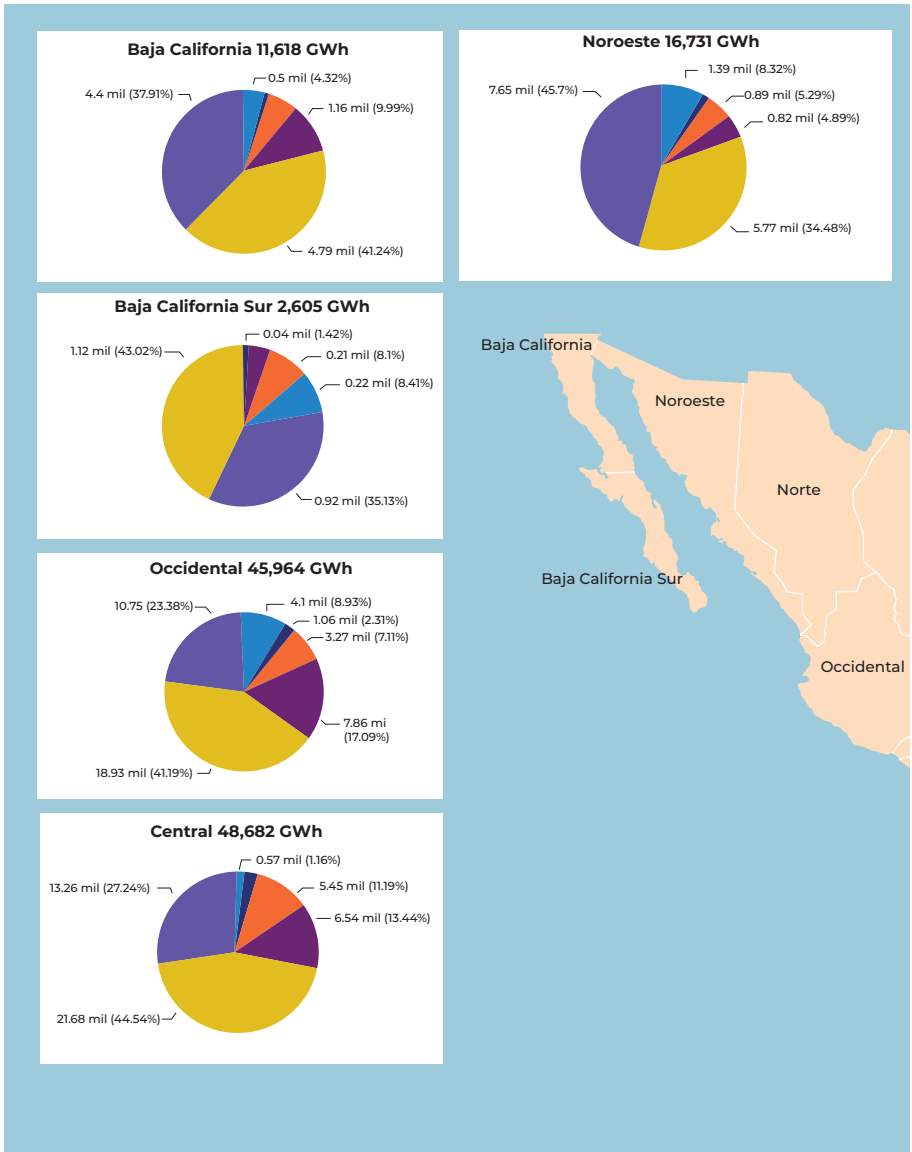
Fuente: Elaboración propia con datos de Observatorio de Transición Energética de México (s.a.), Centro Nacional de Control de Energía (2020), Comisión Federal de Electricidad (s.a.) y Centro Regulador de Energía (s.a.).

Cap. 1.9. Figura 3. Promedio de la generación diaria por hora (MWh) (2018, 2019 y 2020)



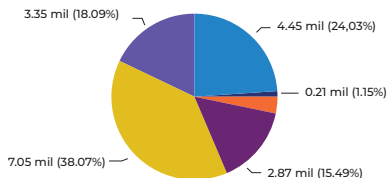
Fuente: Elaboración propia con datos del Cenace (2017, s.a.b).

Cap. 1.9. Figura 5. Consumo por regiones de control y sectores (2020)

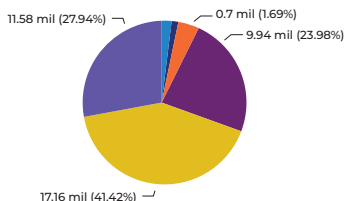


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CRE (s.a.).

Norte 18, 509 GWh

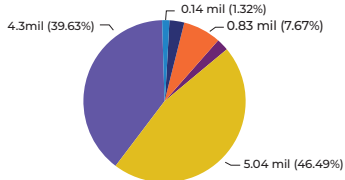


Noreste 41,438 GWh

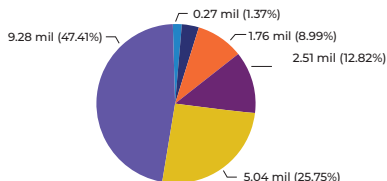


**CONSUMO NACIONAL 2020
215,968 GWh**

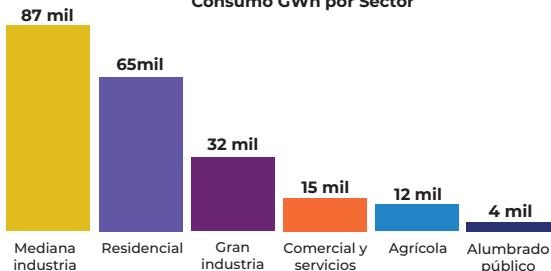
Peninsular 10,843 GWh



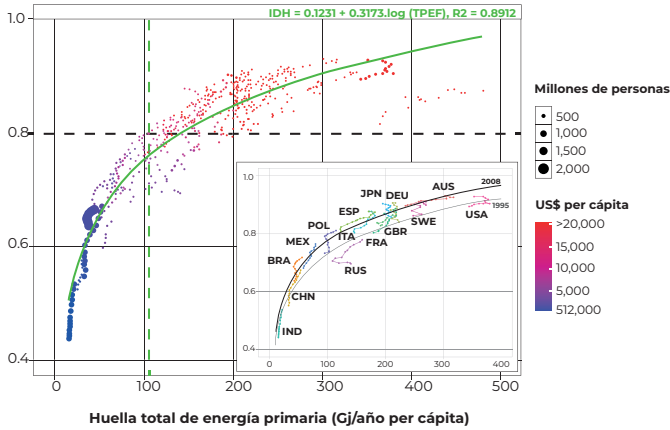
Oriental 19,578 GWh



Consumo GWh por Sector

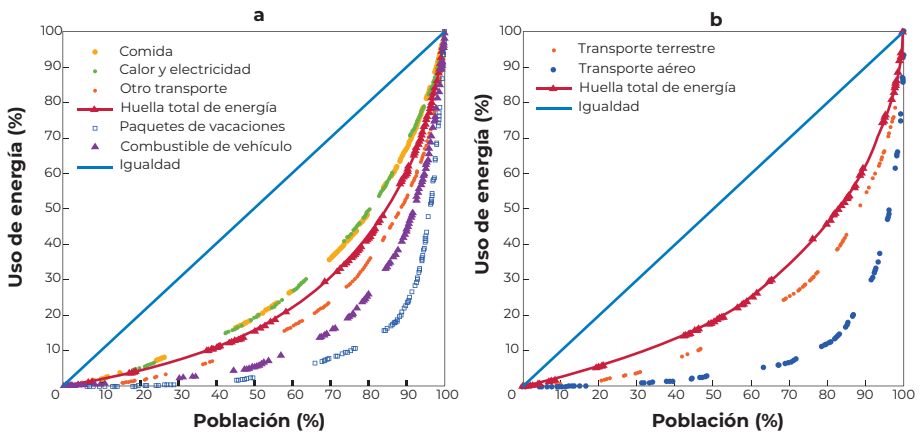


Cap. 1.10. Figura 3. Relación entre el consumo de energía primaria y el índice de desarrollo humano (IDH)



Fuente: Arto et al. (2016).

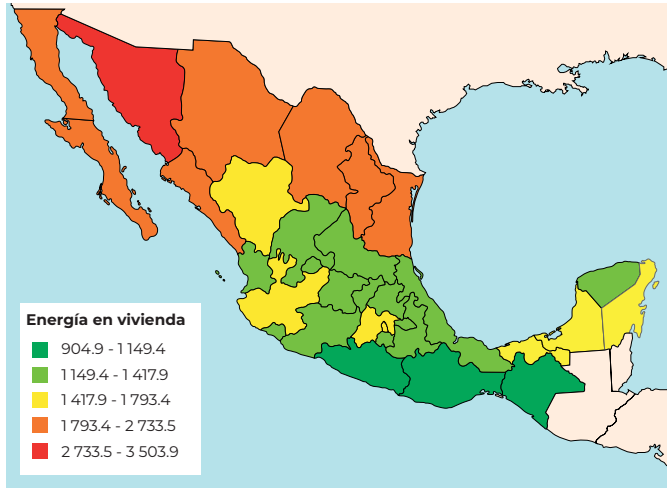
Cap. 1.10. Figura 4. Desigualdad internacional en diferentes componentes del consumo energético



Fuente: Oswald et al. (2020).

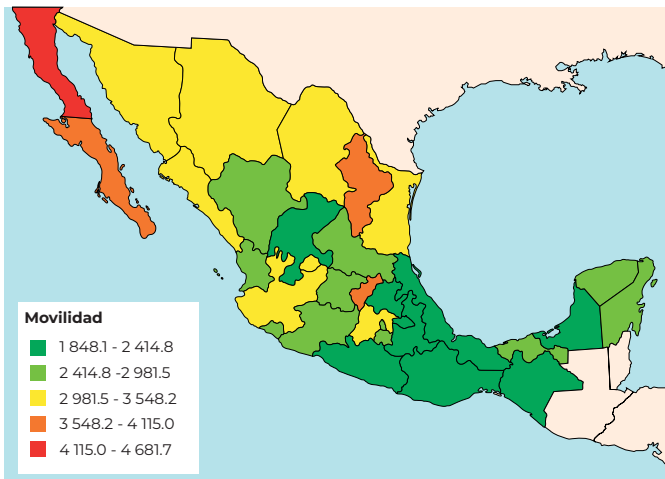
Nota: En este tipo de diagramas, un consumo igualitario por cada segmento de la población mostraría una diagonal; además, mientras más desigual es el consumo más recostada se presenta la curva hacia los ejes horizontal y vertical; en este caso, el consumo de energía en preparación de alimentos es el más igualitario, mientras que el consumo de energía para salir de vacaciones es el más desigual entre grupos sociales.

Cap. 1.10. Mapa 2. Gasto trimestral en energía por hogar y entidad federativa (pesos mexicanos)



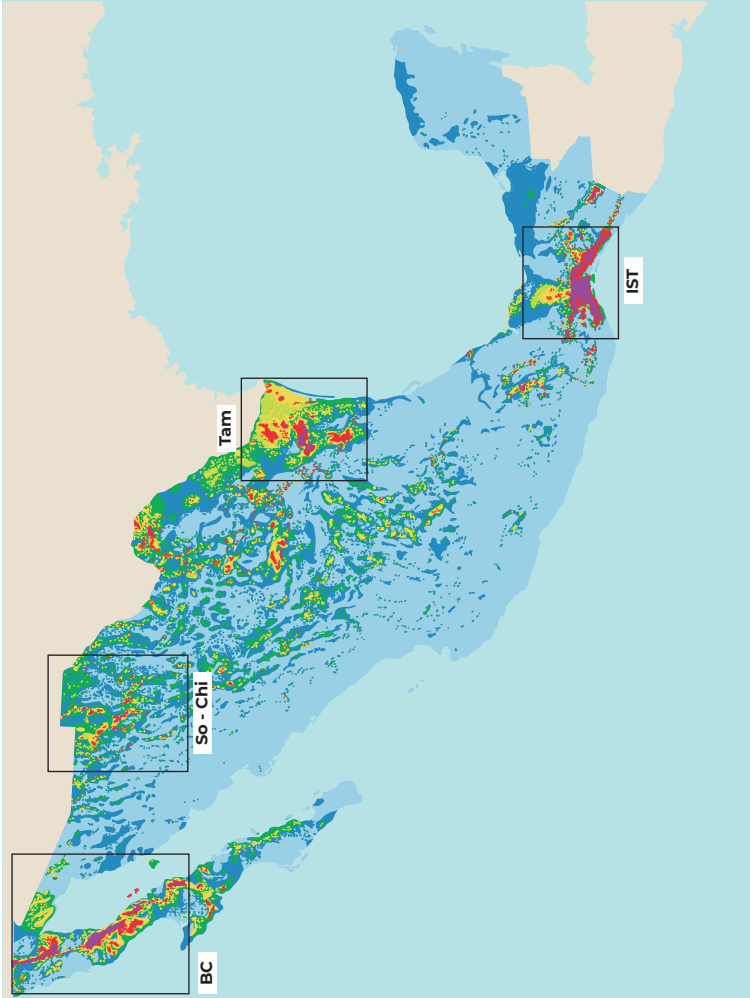
Fuente: Elaboración propia con información de Inegi (2021).

Cap. 1.10. Mapa 3. Gasto trimestral en movilidad de los hogares por entidad federativa (pesos mexicanos)



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

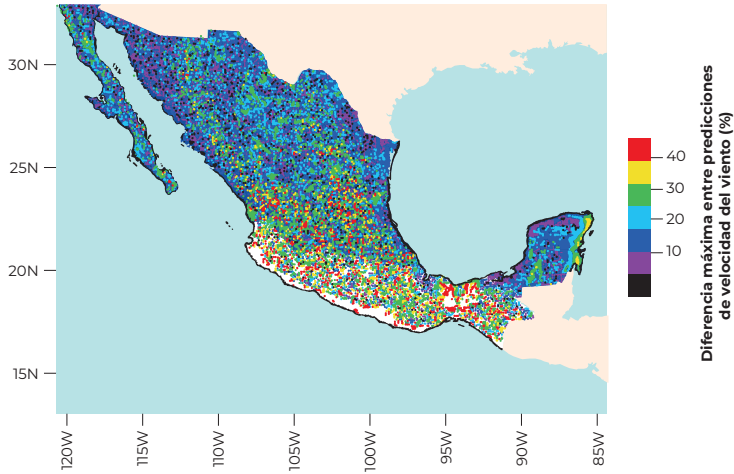
Cap. 2.2. Mapa 1. WPD de largo plazo a 100 m sobre el territorio mexicano



Nota: Sobresalen las regiones definidas como BC, Tam, IST, y So-Chi.

Fuente: Elaboración propia a partir de un mapa generado en línea propiedad de DTU, con datos del GWA (DTU Wind Energy *et al.* s.a.a).

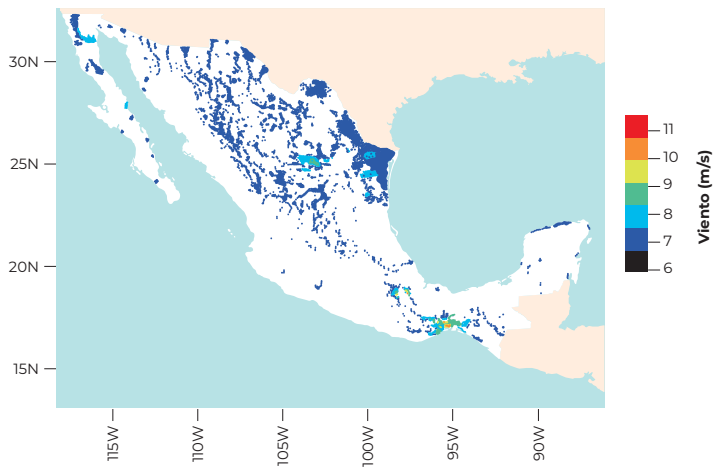
Cap. 2.2. Mapa 2. Diferencia relativa máxima entre las tres fuentes de datos de rapidez del viento: el GWA, el WIND Toolkit y Vestas



Fuente: Elaboración propia.

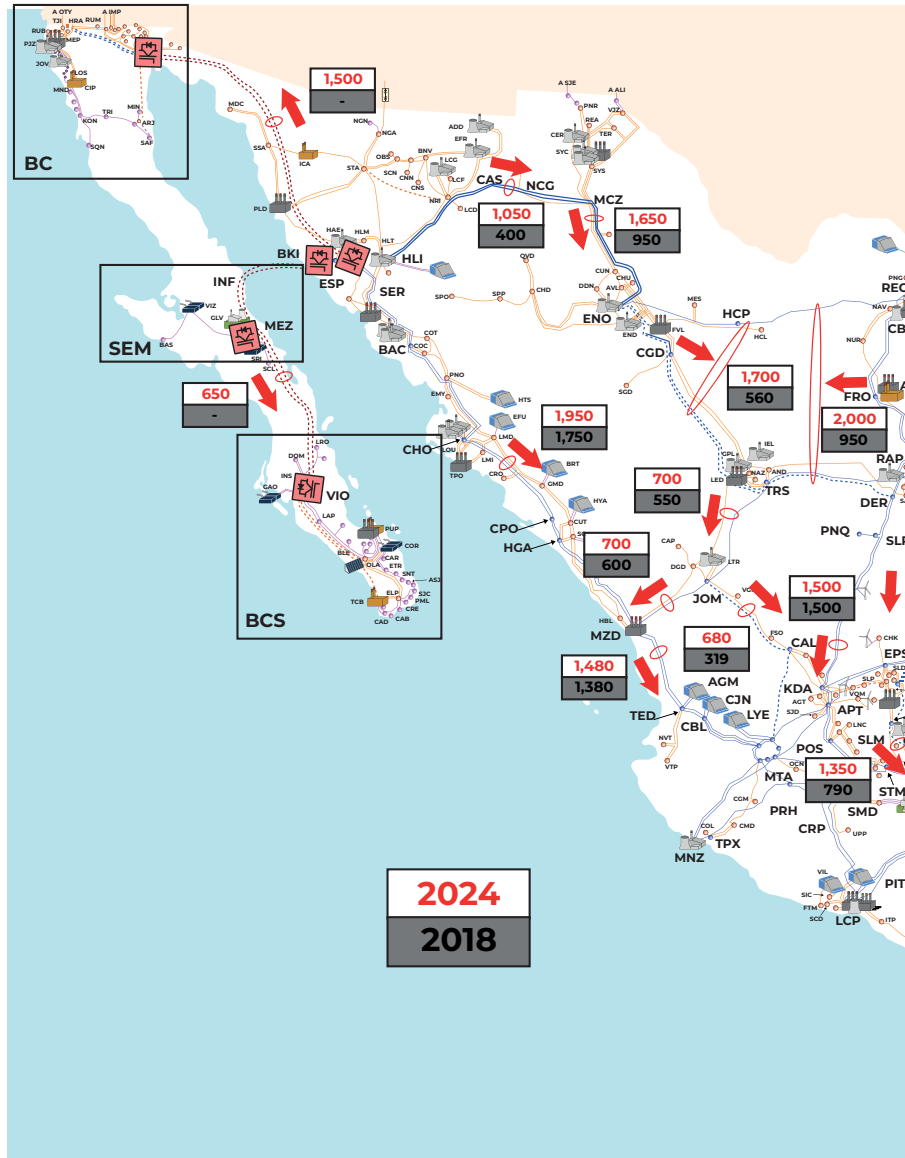
Nota: Las fuentes se normalizan con los datos del GWA.

Cap. 2.2. Mapa 3. Zonas de alto potencial eólico de acuerdo con el escenario 1

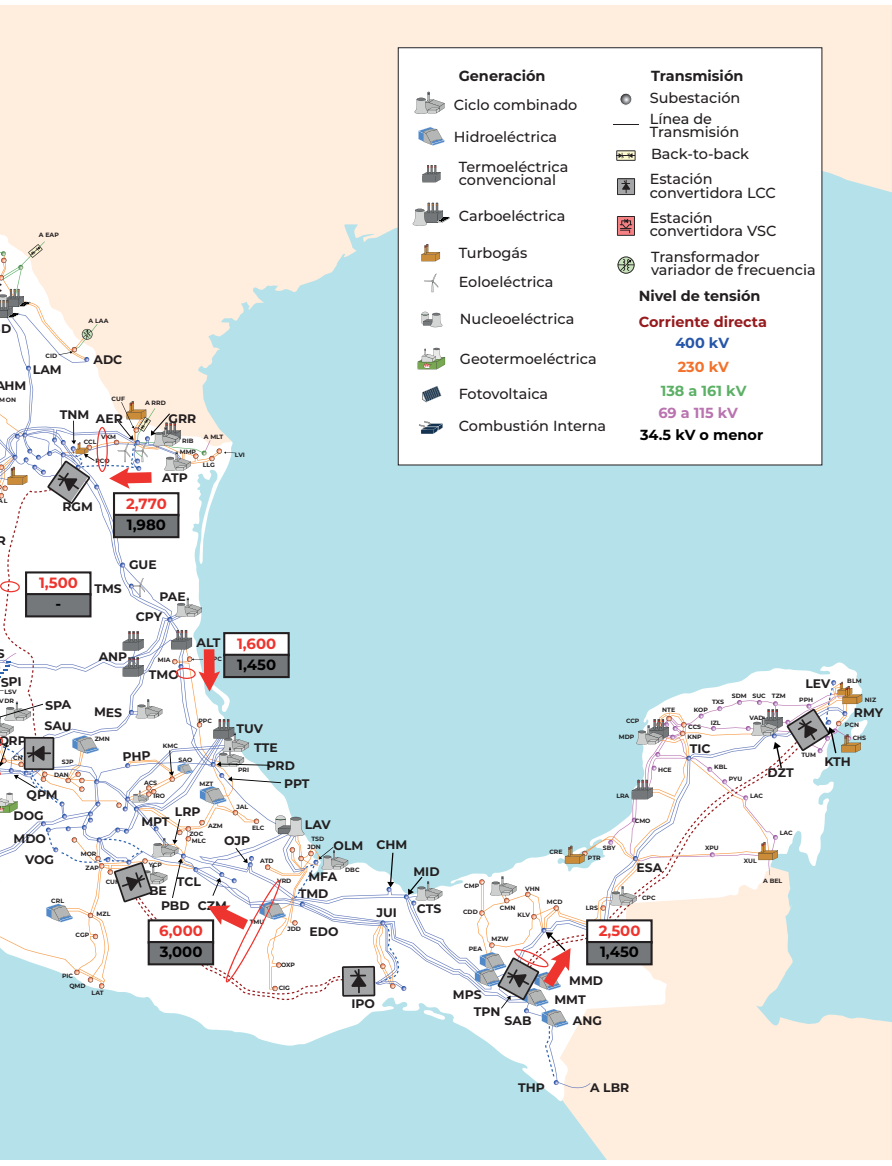


Fuente: Elaboración propia con datos del AZEL (Sener s.a.).

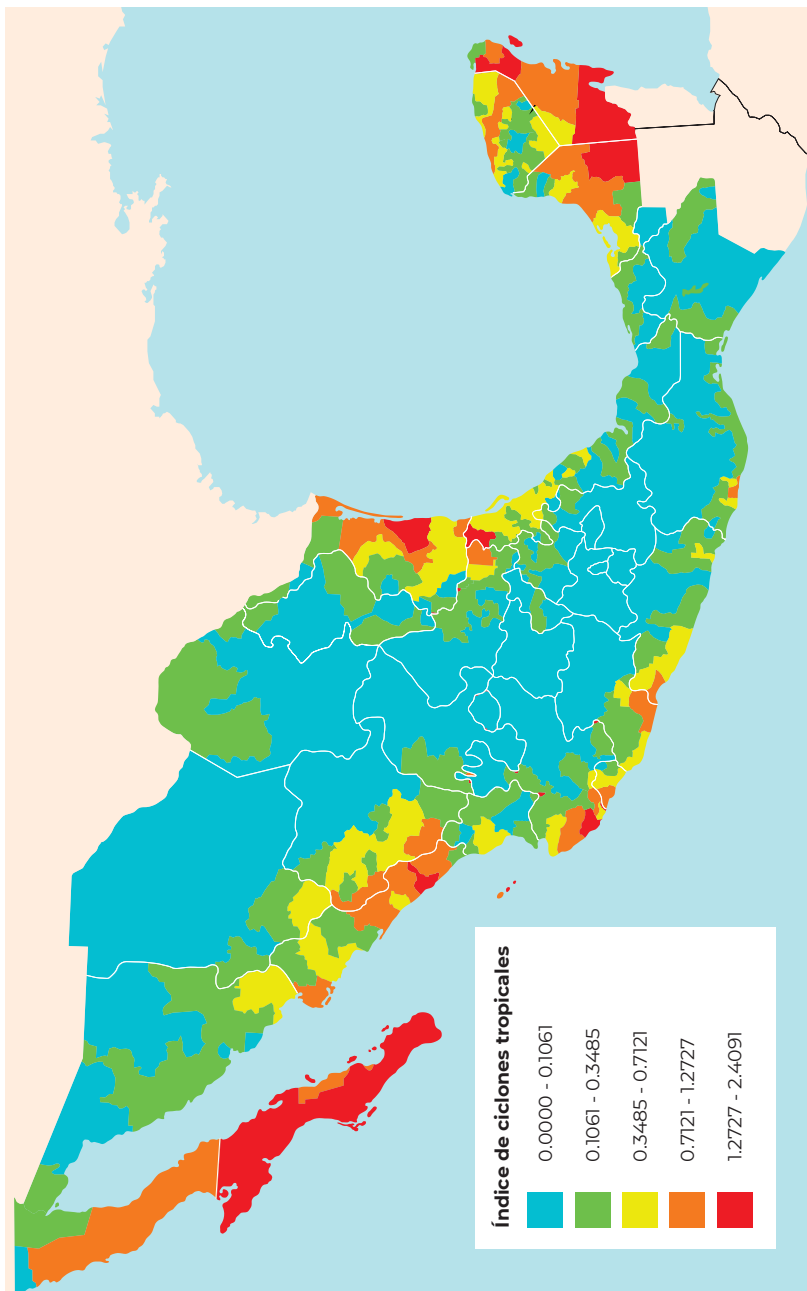
Cap. 2.2. Mapa 4. Reestructuración y fortalecimiento de la RNT (2024)



Fuente: Sener (2018).

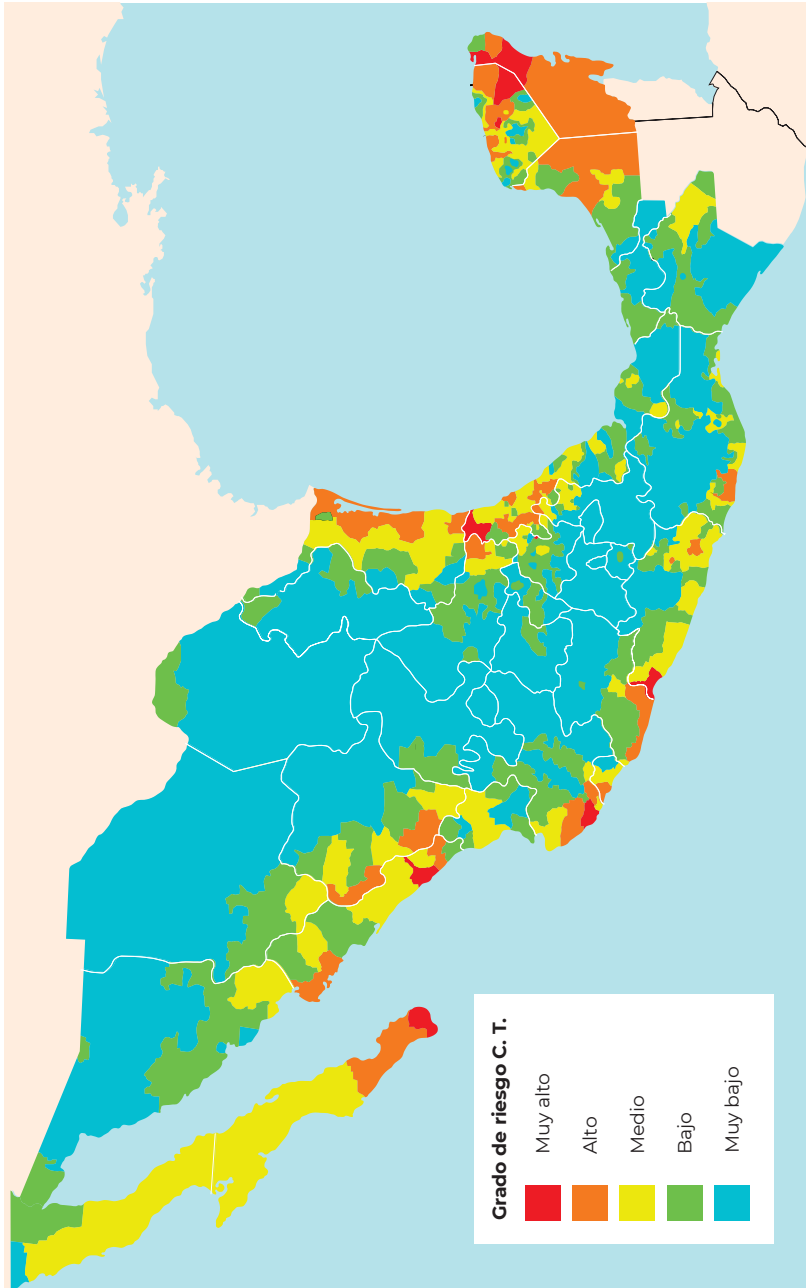


Cap. 2.2. Mapa 5. IPT categorizados con el método de rupturas naturales (Jenks)



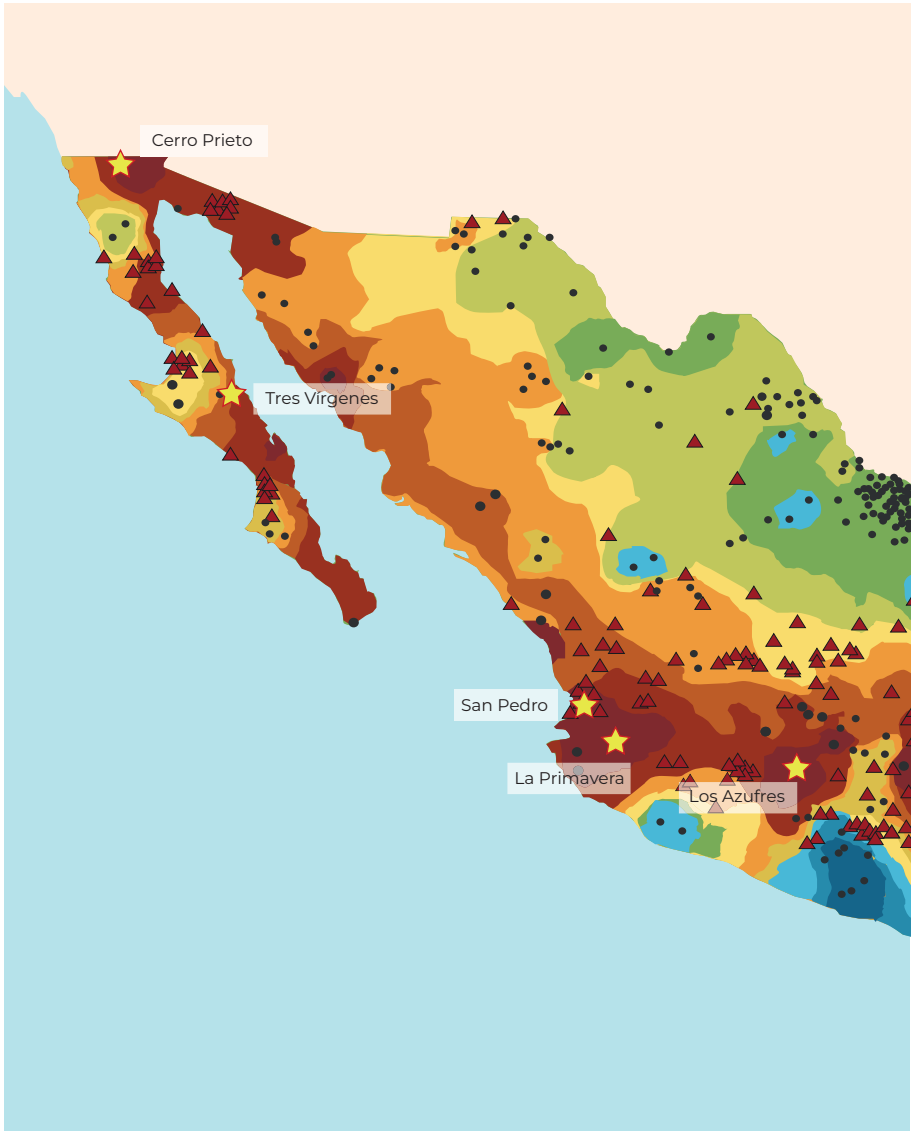
Fuente: Cenapred (s.a).

Cap. 2.2. Mapa 6. Índice de riesgo por presencia de ciclón tropical



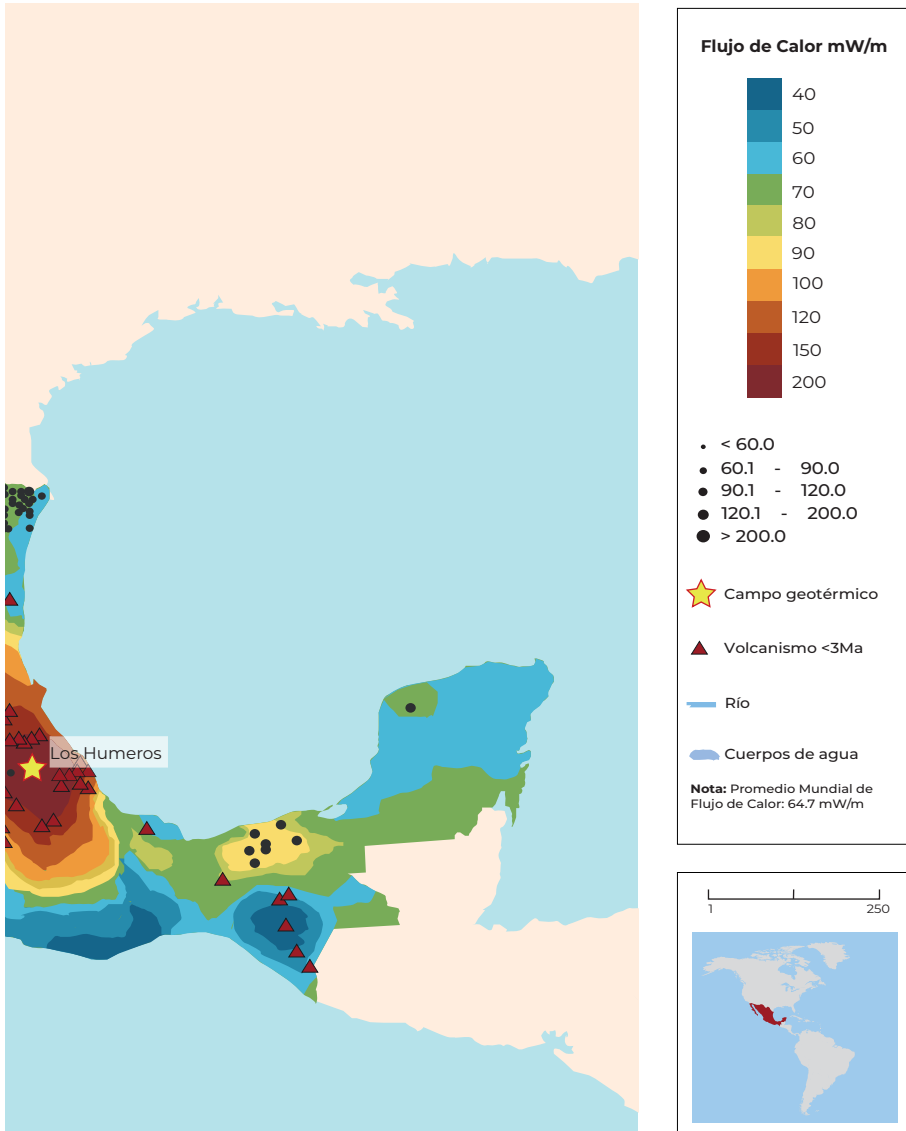
Fuente: Cenapred (s.a).

Cap. 2.3. Mapa 1. Flujo de calor y campos geotérmicos mexicanos



Fuente: Modificado de Prol-Ledesma *et al.* (2018).

Nota: Las estrellas representan los campos geotérmicos; es posible observar que los campos existentes se ubican en correspondencia con las áreas de mayor flujo de calor.

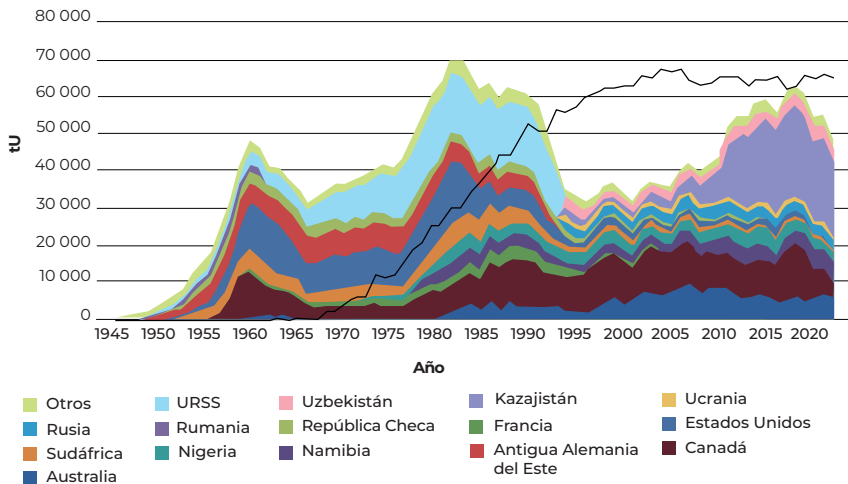


Cap. 2.4. Mapa 1. Productividad de biomasa forestal a nivel nacional



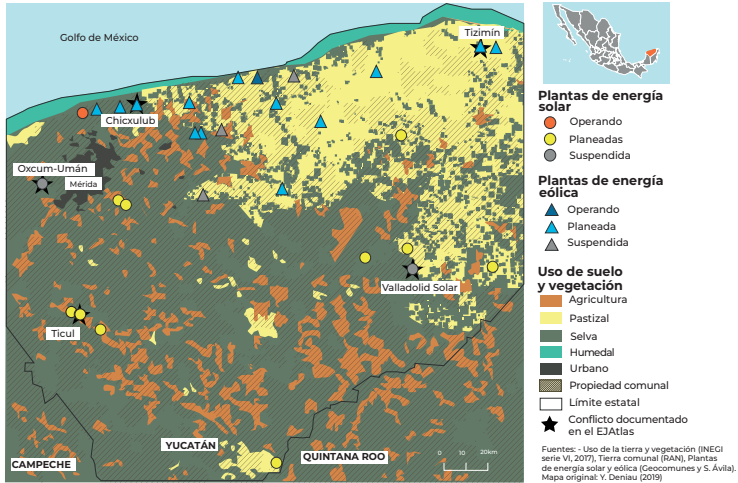
Elaboró: Pablo Iván Argueta Navarreta con datos de la Plataforma Geoespacial del Clúster de Biocombustibles Sólidos (s.f.).

Cap. 2.6. Figura 3. Producción de uranio por países y requerimientos para reactores



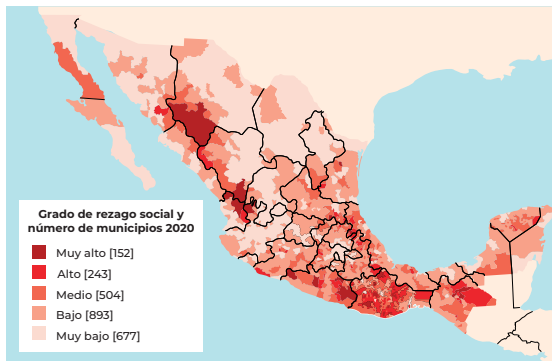
Fuente: World Nuclear Association (2022).

Cap. 2.6. Figura 4. Megaproyectos eólicos y solares: cobertura y tenencia de la tierra en Yucatán, México



Fuente: Ávila et al. (2021). Mapa realizado por Yannick Deniau.

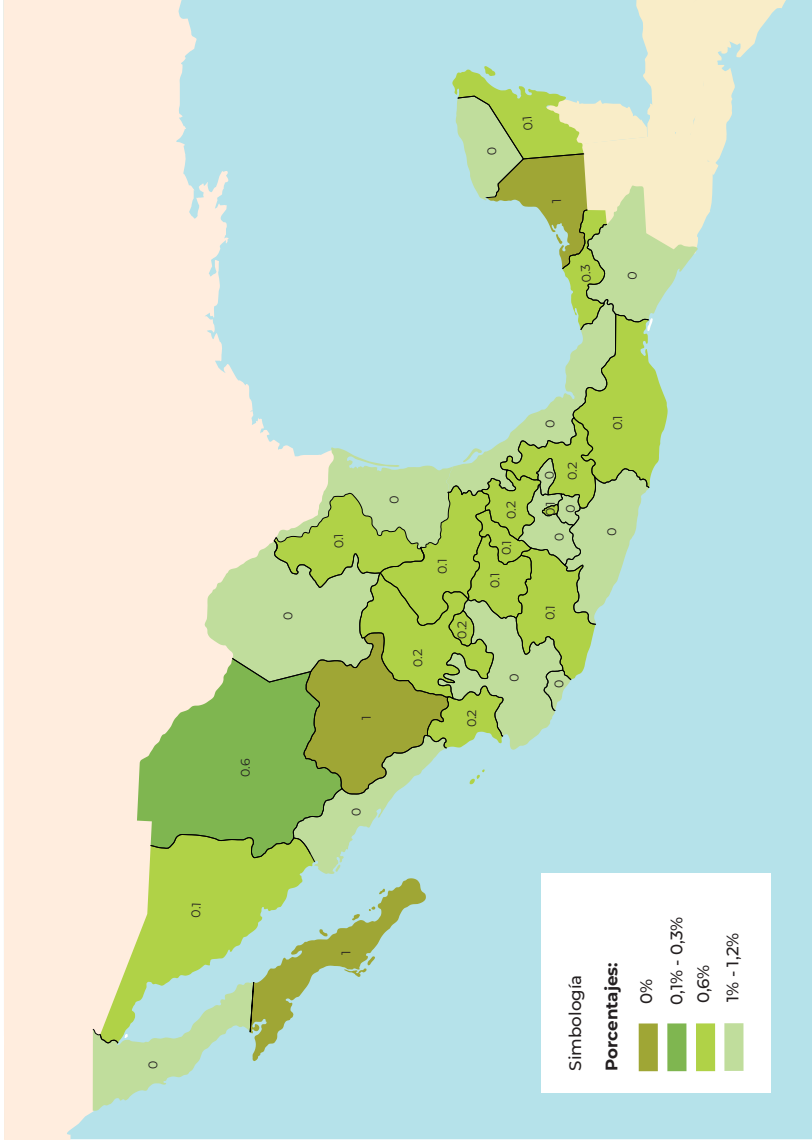
Cap. 3.4. Mapa 1. Grado de rezago social a nivel municipal



Fuente: Coneval (2020).

Nota: De acuerdo con el Consejo Nacional de Evaluación de la Política de Desarrollo Social (Coneval 2020), el índice de rezago social se define como “la medida ponderada que resume cuatro indicadores de carencias sociales (educación, salud, servicios básicos y calidad y espacios en la vivienda) en un solo índice que tiene como finalidad ordenar a las unidades de observación según sus carencias sociales”.

Cap. 3.5. Mapa 1. Generación distribuida de electricidad a nivel estatal



Fuente: elaboración propia con datos del Inegi (2018).

Sobre las autoras y autores

Programa Nacional Estratégico de Energía
y Cambio Climático (Pronace ECC)

COORDINADORES

LUCA FERRARI

luca@unam.mx

Investigador del Centro de Geociencias de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), campus Juriquilla. Es doctor en Ciencias de la Tierra por la Universidad de Milán, con posdoctorado en la UNAM, donde se incorporó desde 1995. Es miembro de la Academia Mexicana de Ciencias, es *fellow* de la Sociedad Geológica de América, y ha sido presidente de la Unión Geofísica Mexicana. En 2015 obtuvo el Premio Universidad Nacional en la categoría de Investigación en Ciencias Exactas. Es profesor en diferentes posgrados y licenciaturas de la UNAM y colabora con la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales. Desde 2020, es responsable del proyecto Plataforma Nacional Energía, Ambiente y Sociedad (Planeas), del Consejo Nacional de Humanidades, Ciencias y Tecnologías (Conahcyt). Además de las investigaciones de corte geológico, en los últimos 15 años se ha dedicado al análisis del sistema energético nacional y global, así como a sus implicaciones para el futuro y la sustentabilidad.

OMAR MASERA

omasera@gmail.com

Es investigador del Instituto de Investigaciones en Ecosistemas y Sustentabilidad (IIES) de la UNAM, donde dirige el Grupo de Innovación, Ecotecnológica y Bioenergía (GIEB). Es doctor en Energía y Recursos Naturales por la Universidad de Berkeley. Es miembro de la Academia Mexicana de Ciencias y fue presidente de la Red Mexicana de Bioenergía. Ha desarrollado tecnología, modelos de innovación participativa, monitoreo y adopción de tecnología en el ámbito rural. En 2007, recibió el Premio Nobel de la Paz, como parte del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés), donde participa como experto internacional de México desde 1998. En 2015 ganó el Premio Universidad Nacional en la categoría de Innovación Tecnológica. Desde una perspectiva sistémica, interdisciplinaria y multiescalar, su trabajo involucra temas de bioenergía, ecotecnologías rurales, transición energética, mitigación del cambio climático y análisis de sustentabilidad.

ALEJANDRA STRAFFON

alejandra.straffon@conahcyt.mx

Directora de Energías y Cambio Climático, dentro de la Dirección Adjunta de Desarrollo Tecnológico, Vinculación e Innovación del Conahcyt. Es doctora en Ciencias de la Tierra por la UNAM. Es miembro de la Unión de Científicos Comprometidos con la Sociedad, y participó en el Capítulo México del Tribunal Permanente de los Pueblos. En los últimos años se ha dedicado a propiciar articulaciones y generar proyectos en temas de energía, transición energética y cambio climático. Sus líneas de interés son la variabilidad climática, la política ante el cambio climático, la apropiación ecotecnológica y la eficiencia energética, así como las alternativas de desarrollo social frente al deterioro ambiental.

AUTORAS(ES)

ARENAS GUERRERO, EMILIO

e_arenasg@hotmail.com

Instituto de Investigaciones en Ecosistemas y Sustentabilidad (IIES), UNAM.

ASTIER, MARTA

mastier@ciga.unam.mx

Centro de Investigaciones en Geografía Ambiental (CIGA), UNAM, campus Morelia.

ÁVILA, SOFÍA

sofia.avilac@sociales.unam.mx

Instituto de Investigaciones Sociales (IIS), UNAM.

BALTAZAR LÁZARO, ÁNGELES

balta.angela@hotmail.com

Programa de Doctorado en Ingeniería Civil Hidráulica, UNAM.

CANALES LICONA, DIANA XÓCHITL

dian.alpha128@gmail.com

Investigadora por México para el fortalecimiento de los Programas Nacionales Estratégicos (Pronaces), asociada al proyecto Conahcyt Plataforma Nacional Energía, Ambiente y Sociedad (Planeas), Centro de Geociencias, UNAM.

COHEN SALGADO, DANIEL

dcohen@cieco.unam.mx

Instituto de Investigaciones en Ecosistemas y Sustentabilidad (IIES), UNAM.

CONTRERAS, MITZI

mitzi27cg@gmail.com

Instituto de Investigaciones en Ecosistemas y Sustentabilidad (IIES), UNAM.

DEL RÍO PORTILLA, JESÚS ANTONIO

arp@ier.unam.mx

Instituto de Energías Renovables (IER), UNAM.

FERRARI, LUCA

luca@unam.mx

Centro de Geociencias, UNAM.

FLORES HERNÁNDEZ, JOSÉ RAFAEL

jr.fs.hz@gmail.com

Investigador asociado al proyecto Conahcyt Plataforma Nacional Energía, Ambiente y Sociedad (Planeas), Centro de Geociencias, UNAM.

GALVÁN BENÍTEZ, ROBERTO

rgalvan@tlaloc.imta.mx

Tecnólogo del Agua, de la Subcoordinación de Planeación, Economía y Finanzas del Agua, Instituto Mexicano de Tecnología del Agua (IMTA).

GARCÍA HERNÁNDEZ, LUIS SALVADOR

lsg2011@gmail.com

Investigador independiente.

GARCÍA OCHOA, RIGOBERTO

rigo@colef.mx

Profesor investigador, El Colegio de la Frontera Norte (El Colef).

GÓMEZ BALANDRA, MARÍA ANTONIETA

magomez@tlaloc.imta.mx

Tecnóloga del Agua, de la Subcoordinación de Hidrobiología y Evaluación Ambiental, Instituto Mexicano de Tecnología del Agua (IMTA).

GONZÁLEZ LÓPEZ, RAFAEL

rafael.gonzalez@conahcyt.mx

Investigador por México asociado al proyecto Conahcyt Plataforma Nacional Energía, Ambiente y Sociedad (Planeas), Centro de Geociencias, UNAM.

GONZÁLEZ MORA, EDUARDO

eduardo.gmora@outlook.com

Universidad Autónoma del Estado de México (UAEMéx), Facultad de Ingeniería.

GROSS, MARKUS SEBASTIÁN

GEMlab, Departamento de Oceanografía Física (DOF), Centro de Investigación Científica y de Educación Superior de Ensenada (CICESE), Ensenada, Baja California.

GÜITRÓN DE LOS REYES, ALBERTO

Experto en hidrología, gestión integral de cuencas y evaluación ambiental. Ha participado en diferentes proyectos en el Instituto Mexicano de Tecnología del Agua.

HAHMANN, ANDREA N.

ahah@dtu.dk

DTU Wind Energy, Technical University of Denmark, Roskilde, Dinamarca.

HERNÁNDEZ MARTÍNEZ, DIANA

dianah@geociencias.unam.mx

Centro de Geociencias, UNAM, campus Juriquilla, Querétaro.

ISLAS ESPINOZA, MARINA

mislase@uaemex.mx

Universidad Autónoma del Estado de México (UAEMéx), Facultad de Ingeniería.

LÓPEZ RAMÍREZ, EDUARDO

elopez@tlaloc.imta.mx

Tecnólogo del Agua, de la Subcoordinación de Participación Social, Instituto Mexicano de Tecnología del Agua (IMTA).

MAGAR, VANESA

vmagar@cicese.edu.mx

GEMlab, Departamento de Oceanografía Física (DOF), Centro de Investigación Científica y de Educación Superior de Ensenada (CICESE), Ensenada, Baja California.

MARTÍNEZ BRAVO, RENÉ

redamar@cieco.unam.mx

Instituto de Investigaciones en Ecosistemas y Sustentabilidad (IIES), UNAM.

MASERA, OMAR

omasera@gmail.com

Instituto de Investigaciones en Ecosistemas y Sustentabilidad (IIES), UNAM.

MOREIRA ACOSTA, JOEL
jmoreira23@yahoo.com.mx
Universidad del Valle de México (UVM).

OROZCO RAMÍREZ, QUETZALCÓATL
qorozco@geografia.unam.mx
Unidad Académica de Estudios Territoriales (UAET) de Oaxaca, Instituto de Geografía, UNAM.

ORTIZ GUERRERO, NATALIE
natalie.ortiz@conahcyt.mx
Investigadora por México asociada al proyecto Conahcyt Plataforma Nacional Energía, Ambiente y Sociedad (Planeas), Centro de Geociencias, UNAM.

PACHECO ROJAS, DANIEL ALEJANDRO
dany_apr@comunidad.unam.mx
Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).

PALACIOS FONSECA, ANA ALICIA
ana_palacios@tlaloc.imta.mx
Tecnóloga del Agua, de la Subcoordinación de Planeación Hídrica, Instituto Mexicano de Tecnología del Agua (IMTA).

PALACIOS SALDAÑA, RODRIGO
psrodro@gmail.com / rodrigo.palacios@iniciativaclimatica.org
Coordinador de proyectos en Iniciativa Climática de México (ICM).
Coordinador de Modelación del proyecto Conahcyt Plataforma Nacional Energía, Ambiente y Sociedad (Planeas), Centro de Geociencias, UNAM.

PEÑA, ALFREDO

aldi@dtu.dk

DTU Wind Energy, Technical University of Denmark, Roskilde, Dinamarca.

RÁTIVA GAONA, SANDRA

agarimas2@gmail.com

Instituto de Ciencias Sociales y Humanidades (ICSyH), Benemérita Universidad Autónoma de Puebla (BUAP). Cooperativa Energia.

RINCÓN MEJÍA, EDUARDO A.

eduardo.rincon@uacm.edu.mx

Programa de Energía, Universidad Autónoma de la Ciudad de México (UACM).

RODRÍGUEZ PADILLA, VÍCTOR

energia123@hotmail.com

Facultad de Ingeniería, UNAM.

RUIZ, VÍCTOR

vruiz@cieco.unam.mx

Instituto de Investigaciones en Ecosistemas y Sustentabilidad (IIES), UNAM.

SERRANO MEDRANO, MONTSERRAT

mserrano@cieco.unam.mx

Instituto de Investigaciones en Ecosistemas y Sustentabilidad (IIES), UNAM.

SILVA NORMAN, AZUCENA

azucenanorman@gmail.com

Integrante del Programa Nacional Estratégico de Energía y Cambio Climático (Pronace ECC), Conahcyt.

STRAFFON, ALEJANDRA

alejandra.straffon@conahcyt.mx

Directora de Energías y Cambio Climático, Dirección Adjunta de Desarrollo Tecnológico, Vinculación e Innovación, Conahcyt.

SUÁREZ BONILLA, ANTONIO

febobalam@gmail.com

Coordinador Laboratorio de Movilidad e Infraestructura Verde (LabMov), Facultad de Arquitectura, UNAM.

TAURO, RAÚL

raul.jesus@conahcyt.mx / rjtauro@gmail.com

Investigador por México, Dirección Adjunta de Desarrollo Tecnológico, Vinculación e Innovación, Conahcyt.

TORRES WONG, MARCELA

marcela.torres@flacso.edu.mx

Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (Flacso), México.

VALDÉS ROMERO, ROSA MARÍA

rosamariavaldes.27@gmail.com

Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (Conuee).

Índice de contenido

Presentación	7
<i>María Elena Álvarez-Buylla Roces</i>	

Introducción	9
<i>Omar Maserá, Luca Ferrari, Alejandra Straffon</i>	

SECCIÓN 1

DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ENERGÉTICO MEXICANO

1.1 Matriz energética nacional y flujos de energía	23
<i>Luca Ferrari, Rodrigo Palacios Saldaña</i>	

1.2 Sector hidrocarburos: evolución histórica, situación actual y escenarios sobre la soberanía energética	35
<i>Luca Ferrari, Diana Hernández Martínez</i>	

1.3 El declive de la tasa de retorno energético del petróleo y el gas en México	61
<i>José Rafael Flores Hernández, Luca Ferrari</i>	

1.4 Gas natural: ayuda y freno de la transición energética	95
<i>Víctor Rodríguez Padilla</i>	

1.5 Evolución legislativa de la industria eléctrica en México	123
<i>Rodrigo Palacios Saldaña</i>	

1.6 Infraestructura y diagnóstico del Sistema Eléctrico Nacional <i>Rodrigo Palacios Saldaña, Natalie Ortiz Guerrero, Rafael González López</i>	147
1.7 El consumo eléctrico del Sistema Eléctrico Nacional por sector <i>Diana Xóchitl Canales Licona</i>	167
1.8 Consumo energético por sector <i>Azucena Silva Norman, Mitzi Contreras, Omar Masera</i>	197
1.9 Cambios en la generación, demanda y pérdidas del sistema eléctrico durante la pandemia de Covid-19 <i>Rafael González López, Natalie Ortiz Guerrero</i>	231
1.10 Desigualdad en el acceso y consumo de energía en México <i>Rigoberto García Ochoa, Sofía Ávila, Montserrat Serrano Medrano, Omar Masera</i>	249

SECCIÓN 2
POTENCIAL Y LÍMITES DE LAS FUENTES RENOVABLES
EN MÉXICO

2.1 Energía solar <i>Eduardo A. Rincón Mejía, Marina Islas Espinoza, Eduardo González Mora</i>	289
2.2 Energía eólica <i>Vanessa Magar, Markus Sebastián Gross, Luis Salvador García Hernández, Andrea N. Hahmann, Daniel Alejandro Pacheco Rojas, Alfredo Peña</i>	313
2.3 Energía geotérmica <i>Luca Ferrari</i>	347

2.4 Energía de la biomasa	377
<i>Raúl Tauro, René Martínez Bravo, Daniel Cohen Salgado, Víctor Ruiz, Omar Maserá</i>	
2.5 Energía hidroeléctrica de pequeña escala social y ambientalmente sustentable	421
<i>Ana Alicia Palacios Fonseca, Eduardo López Ramírez, María Antonieta Gómez Balandra, Roberto Galván Benítez, Ángeles Baltazar Lázaro</i>	
2.6 Límites de las fuentes renovables	453
<i>Luca Ferrari, Omar Maserá, Sofía Ávila, José Rafael Flores Hernández</i>	

SECCIÓN 3

EJES DE ACCIÓN PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

3.1 Una mirada sociocultural de la energía: hacia transiciones energéticas justas	497
<i>Sofía Ávila, Sandra Rátiva Gaona, Marcela Torres Wong</i>	
3.2 Movilidad sustentable	531
<i>Antonio Suárez Bonilla</i>	
3.3 Energía verde y eficiencia para los sectores industrial, residencial y comercial	563
<i>Eduardo A. Rincón Mejía, Rosa María Valdés Romero, Raúl Tauro</i>	
3.4 Sistemas energéticos rurales sustentables	601
<i>Emilio Arenas Guerrero, Marcela Torres Wong, Joel Moreira Acosta, Omar Maserá</i>	

3.5 Generación de electricidad distribuida y renovable: una opción para la democratización energética en México	637
<i>Rigoberto García Ochoa, Vanesa Magar, Jesús Antonio del Río Portilla</i>	
3.6 Desafíos y alternativas para alcanzar un sistema alimentario más sustentable en términos energéticos	679
<i>Marta Astier, Quetzalcóatl Orozco Ramírez</i>	
Conclusiones	
<i>Omar Masera, Luca Ferrari, Alejandra Straffon</i>	735
Índice de figuras, mapas y tablas	755
Siglas, acrónimos y símbolos científicos	779
Sobre las autoras y autores	783

¿Cómo puede México usar la energía de forma más justa y sustentable? ¿Qué retos económicos, políticos, tecnológicos y ambientales se deben superar? ¿Es posible generar electricidad de manera más limpia? ¿Cuáles son las alternativas para tener un sistema de transporte y una industria más eficientes y sustentables? ¿La implementación de sistemas energéticos comunitarios puede convertir al campo en un motor del desarrollo local? Este libro parte de un nuevo paradigma energético, centrado en la resolución de necesidades mediante un enfoque participativo, social, respetuoso del ambiente y orientado al largo plazo, considerando a su vez los límites biofísicos del planeta. Como resultado de más de dos años de trabajo, un grupo de 42 expertos ofrece respuestas claras y contundentes a estas y otras preguntas, relevantes para todos los interesados en el futuro de la energía en nuestro país.



**GOBIERNO DE
MÉXICO**



CONAHCYT
CONSEJO NACIONAL DE HUMANIDADES
CIENCIAS Y TECNOLOGÍAS



**FONDO
DE CULTURA
ECONÓMICA**